

**INSTITUTO DE METODOLOGÍA DE LAS  
CIENCIAS SOCIALES**

*Director: Académico Juan Vicente Sola*



**LOS CONTRATOS PETROLEROS DESDE LA  
PERSPECTIVA DEL ANÁLISIS ECONÓMICO  
DEL DERECHO**

*Comunicación del académico de número Rodolfo Díaz, en la sesión  
pública del Instituto de Metodología de las Ciencias Sociales,  
el 26 de abril de 2018*



*A Néstor Falivene,  
In Memóriam.*



# **LOS CONTRATOS PETROLEROS DESDE LA PERSPECTIVA DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DEL DERECHO**

Por el Dr. RODOLFO DÍAZ

## **PRESENTACIÓN**

1. Quiero hacer tres declaraciones iniciales.

La primera, que la investigación que da contenido a lo que aquí voy a exponer surgió de una cordial invitación de la Universidad Nur de Bolivia a través del Dr. Marcelo Canceco. Fue expuesta en una conferencia que pronuncié en el Aula Magna de la Universidad en Santa Cruz de la Sierra el 8 de marzo pasado, ante una nutrida concurrencia de estudiantes, profesores, colegas e invitados.

La segunda, que este trabajo está referido a ciertos estándares internacionales de la contratación petrolera y no a la experiencia argentina.

Y la tercera, que la publicación de esta conferencia en los Anales de la Academia, así como la respectiva separata, estará dedicada al mejor abogado de contratos petroleros de su generación, mi querido colega y amigo el Dr. Néstor Falivene.

2. La presentación de esta tarde sobre Los Contratos Petroleros desde la perspectiva del Análisis Económico del Derecho será necesariamente propedéutica, dada la amplitud del tema y la limitación del tiempo disponible, y se desarrollará según el siguiente esquema: comenzaré con una caracterización introductoria de la materia, seguida de algunas referencias históricas que ayudan a destacar su perfil, para detenerme luego brevemente en la perspectiva teórica desde la que abordaré la problemática; luego expondré una tipología simplificada, extraída de la amplísima variedad geográfica e histórica que la contratación petrolera exhibe; a continuación presentaré los instrumentos contractuales más frecuentemente observados; describiré luego algunas características de su desempeño para integrarlos luego en un enfoque analítico del funcionamiento de los distintos contratos considerados; finalmente, resumiré algunas conclusiones.

- I -

## INTRODUCCIÓN

3. Cada día se producen en el mundo más de 92 millones de barriles de petróleo y más de 9.700 millones de metros cúbicos de gas<sup>1</sup>; para tener una idea de la magnitud: Argentina –que tiene una actividad hidrocarburífera de ninguna manera marginal- necesita 100 días para producir ese petróleo, y 150 días para producir ese gas. A nivel mundial, todos los días hay más de 2000 equipos de perforación trabajando en los cinco continentes.

Esa es una épica de ingenieros. Son ellos los que desentrañan los misterios de la geología y los que desafían los

---

<sup>1</sup> BP Statistical Review of World Energy 2017.

rigores del frío en Siberia, del calor en Kuwait y del viento en el Atlántico Sur; y es justo que ese reconocimiento quede claro.

Pero toda esa actividad no se da en el vacío sino en un contexto institucional y legal bien definido, implementado en general a través de contratos públicos y privados. Se ha señalado que por cada proyecto hidrocarburífero se firman alrededor de 100 contratos<sup>2</sup>: entre gobiernos y compañías, entre compañías, con proveedores de bienes, prestadores de servicios, consultores, compañías de seguros, transportistas, procesadores, traders, etc. Y es en la creación de ese medio ambiente institucional y contractual donde los abogados hacemos nuestro aporte.

Todos esos contratos son importantes para la actividad petrolera, pero no es posible tratarlos todos en una única sesión; nos limitaremos por tanto a los que instrumentan la relación principal, que son los contratos entre los gobiernos y las compañías petroleras, refiriéndonos a cuatro tipos genéricos de contratos entre gobiernos y compañías: Concesión, Producción Compartida, Servicios y Joint Venture. Y aun así, lo haremos en un equilibrio entre generalidad y detalle que haga posible su tratamiento dentro de los límites de esta experiencia académica que compartiremos esta tarde.

**4.** En una simplificación extrema, un contrato especifica ciertos comportamientos esperados en función de ciertas circunstancias<sup>3</sup>. El sector hidrocarburífero tiene características propias que influyen en el comportamiento de los actores y en consecuencia, en la vida de los contratos petroleros. Voy a enunciar cinco:<sup>4</sup>

---

2 OPEN OIL: Oil Contracts. How to read and understand them. Internewa Europe; Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH; BMZ, Federal Ministry of Economic Cooperation and Development; Petroleum Economist; (2012), p. 23.

3 SHAVELL, Steven: Economic Analysis of Contract Law. John M. Olin Center for Law, Economics and Business; Harvard Law School; Discussion Paper N| 403 (2003); p.1.

4 MONALDI, Francisco: La Economía Política del Petróleo y el Gas en América Latina. Plataforma Democrática, WorkingPaper N° 9, julio de 2009; p. 2/5.

- 1) *El riesgo geológico*: no se sabe si se va a encontrar petróleo o gas. En la etapa de exploración el riesgo es alto y es un incentivo para que los gobiernos ofrezcan estímulos para atraer inversiones. En la etapa de producción –una vez que se encontró hidrocarburos– el riesgo es bajo y es un incentivo para que los gobiernos dispongan renegociar los contratos.
- 2) *La renta petrolera*: una vez en producción, genera ingresos que –si se ignora la inversión de exploración– exceden el costo de oportunidad, y los gobiernos tienden a incrementar su participación en esos ingresos. Esa tendencia tiene el límite de no desalentar la inversión, que es condición de la continuidad del proyecto.
- 3) *Inversión inmovilizada*: activos inmovilizados antes que se empiece a recuperar la inversión: costo de exploración, sísmicas, pozos fallidos, locaciones, caminos, oleoductos, etc.; una vez “hundidos”, estos activos no se pueden usar en otra cosa y pierden valor.
- 4) *Volatilidad de los precios*: determina a su vez la inestabilidad de las rentas del Estado. Los contratos rígidos perjudican a los Estados cuando el precio sube (porque refleja la suba menos que proporcionalmente) y es un incentivo para que se disponga la renegociación (o en el límite, la expropiación). Y cuando el precio baja perjudica a las compañías (porque en sus obligaciones no se ve reflejada la baja) y es un incentivo para que se restrinja la inversión (en el límite, el abandono).
- 5) *Politización*: sus productos son de consumo masivo de la población y la variación de precio impacta en el presupuesto familiar. Esto genera presión política de los consumidores e incentivo para el gobierno para disponer cambios en los contratos: los beneficios de corto plazo son altos y los costos bajos. Los costos de estos cambios son altos sólo a largo plazo (por ejemplo reputacionales, disputas, disminución de la inversión y caída de la producción y las reservas). Pero los políticos “descuentan” el costo futuro con una tasa muy alta.

5. La relación dominante en materia de contratos petroleros es entre los gobiernos de los países en que se encuentran los recursos y las compañías que pueden aportar el capital y la tecnología. Esta relación no se da encapsulada, sino que gobiernos y compañías interactúan en el marco de un “mercado petrolero” -en sentido lato- que es por naturaleza internacional, incierto, dinámico y competitivo<sup>5</sup>. En ese contexto, cada uno se orienta por objetivos básicos: los gobiernos, maximizar la apropiación de renta petrolera, atraer inversiones y abastecer su mercado interno; las compañías maximizar la rentabilidad, operar eficientemente y desarrollar reservas.

Pero no todos los países son iguales y las condiciones del mercado petrolero en el que interactúan con las compañías son cambiantes por definición. Sin embargo, en las reacciones de los países a las mutaciones del mercado se observan regularidades: Los países de tradición exportadora, con una geología favorable y reservas identificadas, en un contexto de precios altos tienden a imponer mayor control estatal a través de la renegociación de los contratos. Los países de tradición importadora, con una geología incierta y sin reservas identificadas, tienden a ofrecer estímulos para atraer inversiones<sup>6</sup>.

## - II -

### HISTORIA

6. Para el Premio Nobel Douglass North “La historia importa”; pasado, presente y futuro –dice- se conectan por la continuidad de las instituciones, que son las que crean el ambiente que hace posible la cooperación<sup>7</sup>. Los contratos son acuerdos de

---

<sup>5</sup> CEPAL: Recursos Naturales en UNASUR; Santiago de Chile (2013); p. 35.

<sup>6</sup> *Ibidem*.

<sup>7</sup> NORTH, Douglass: *Institutions, Institutional Changes and Economic Performance*. Cambridge University Press, New York (1990); citado en: ESPINASA, Ramón; MEDINA, Ramón; y TARRE,

cooperación, determinados por el marco institucional. Por ejemplo: la propiedad estatal del subsuelo –elemento definitorio de nuestras instituciones petroleras– se remonta a la legislación de Indias: las Ordenanzas de Aranjuez para Nueva España, dictadas en 1783 por Carlos III, que establecen la propiedad real del subsuelo, las minas y –en lo que a nosotros nos interesa aquí– “de los bitúmenes y jugos de la tierra”<sup>8</sup>; principio conocido como “Regalismo”.

7. El primer tipo de contrato petrolero que apareció fue la “Concesión”, en su forma tradicional: que otorgaba derechos de exploración y explotación petrolera sobre un área extensa y por un período largo, básicamente bajo control del concesionario. El primer antecedente en los EE.UU. es el contrato firmado por Edwin Drake en Pennsylvania en 1854<sup>9</sup>; y a nivel internacional es la famosa “concesión D’Arcy”, firmada por el abogado británico William Knox D’Arcy con el Sha de Persia Muzzaffar -aldin en 1901, que dio nacimiento a la compañía Anglo Persian que es hoy BP. En 1933 la Standard Oil (representada por el abogado Lloyd Hamilton) firmó un contrato de este tipo con el Rey Ibn Saud de Arabia Saudita, que dio origen a Aramco, hoy la compañía nacional Saudí<sup>10</sup>.

Después de la II Guerra Mundial, el contrato de Concesión evoluciona hacia su forma moderna, limitando la amplitud territorial de las áreas y la extensión temporal de su vigencia, otorgando mayor control al Estado; otro cambio relevante fue la instauración de una participación 50 y 50 entre el Estado y la concesionaria, logrado en 1948 por Venezuela y en 1950 por Arabia Saudita; luego vendrían Oman y Abu Dhabi; y otro cambio

---

Gustavo: La ley y los hidrocarburos: comparación de marcos legales de América Latina y el Caribe; BID, Monografía 480 (2016), p. 7.

8 ESPINASA, R. et al.: Op. Cit., p. 10

9 DUVAL, Claude; LE LEUCH, Honoré; PERTUZIO, André and LANG WEAVER, Jacqueline: International Petroleum Agreements-1: Politics, oil prices steer evolution of deal forms; adapted from *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements*, Second Edition, published by Barrows Co. Inc., New York. p. 1.

10 BINDEMANN, Kirsten: Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis. Oxford Institute for Energy Studies; WPM 25, October 1999; p. 9.

importante fue la fundación, en 1960, de la OPEP, Organización de Países Exportadores del Petróleo<sup>11</sup>.

A mediados de los 60s aparece en Indonesia el “Contrato de Producción Compartida”, cuya diferencia fundamental con la Concesiones es que la propiedad del hidrocarburo producido le pertenece al Estado y que la participación que le corresponde a la compañía operadora lo es “a título de remuneración”<sup>12</sup>.

Los “Contratos de Servicios puros”, es decir de prestaciones específicas a cambio de remuneraciones también específicas, existían desde hacía tiempo. Pero progresivamente aparece un nuevo contrato de servicios donde la contratista asume el riesgo exploratorio, el denominado “Contrato de Servicio de Riesgo”. Además, también se extiende a la actividad petrolera una forma asociativa que tenía larga historia en otras industrias: la “Joint Venture”<sup>13</sup>.

**8. Recapitulando:** En la primera mitad del siglo XX, la forma dominante de contrato era la Concesión tradicional, en un mercado fuertemente condicionado por un cartel de compañías internacionales conocidas como “las siete hermanas”: Standard Oil de Nueva Jersey (ESSO), Shell, Anglo Persian (BP), Standard Oil de Nueva York (Mobil), Standard Oil de California (Chevron), Gulf Oil Corporation, y Texaco.

Después de la Segunda Guerra Mundial se producen tres cambios fundamentales: la aparición de compañías petroleras estatales, con roles importantes en la política petrolera de los países, a veces con monopolio y otras veces no; la Resolución 1803/62 de la ONU, sobre la Soberanía de los países sobre los RRNN; y la creación de la OPEP, un cartel de países productores que ha tenido momentos (como ahora) de fuerte influencia en el

---

11 BINDEMANN, K.: Op. Cit., p. 10.

12 Ibídem.

13 Ibídem.

mercado petrolero mundial. Este proceso determinó el progresivo abandono de la concesión tradicional, la generalización del uso de nuevas formas contractuales y la renegociación muchas veces compulsiva de los viejos contratos entonces vigentes<sup>14</sup>.

9. La historia de la contratación petrolera está llena de modificaciones, cambios, discontinuidades y rupturas. La explicación convencional de esos cambios recurre a los ciclos políticos; se señala que los gobiernos conservadores “privatizan” la matriz contractual, mientras que los gobiernos progresistas la “estatizan”.

Alguien dijo que “Todo lo que no es química, es política”<sup>15</sup> y yo estoy bastante inclinado a darle la razón; sin embargo, la explicación por los ciclos políticos no parece funcionar: hubo gobiernos conservadores o moderados que “estatizaron” la contratación petrolera (por ejemplo la toma de control de la petrolera Aramco por la monarquía Saudí en 1950, o la anulación de los contratos petroleros en Argentina en 1963); y hubo gobiernos progresistas o anticapitalistas que abrieron el sistema contractual hidrocarburífero a la participación privada (como el régimen iraní hizo recientemente o lo que el gobierno chavista planteó para la Faja del Orinoco en 2000).

La hipótesis más plausible es que esos cambios y discontinuidades están más determinados por consideraciones de “racionalidad estratégica”<sup>16</sup> que por posiciones ideológicas y que el precio del petróleo ha sido el factor determinante de la evolución de los modelos contractuales: cuando sube, incentiva a los gobiernos a imponer renegociaciones que incrementan el government take; cuando baja, incentiva a los gobiernos a ofrecer

---

14 MIKULSKA, Monica K.: State Participation in International Petroleum Arrangements; Doctoral Thesis, University of Oslo, Faculty of Law (2010); p. 3/5.

15 Atribuido a Herbert Marcuse.

16 Ver: ELSTER, Jon: The Case for Methodological Individualism; *Theory and Society*, Vol. 11, N° 4 (1982); y DIAZ, Rodolfo: Dos Revoluciones Científicas en el Derecho Constitucional; *Anales de la Academia Nacional de Ciencias Morales y Políticas de la República Argentina*, Tomo XXXV (2008), Parte I, p. 259.

condiciones ventajosas a los potenciales inversores. Una primera conclusión provisoria sería que la tendencia a mayor injerencia estatal es directamente proporcional a los aumentos del precio internacional del petróleo y el gas.

**- III -**  
**TEORÍA**

**10.** La contratación petrolera muestra una fenomenología compleja que se resiste al análisis de la dogmática jurídica. La mayoría de los abogados hemos sido formados en ese paradigma, centrado en el concepto del contrato como regla, la invariancia como propiedad del orden jurídico y la denominada “seguridad de las transacciones” como bien jurídico tutelado. Pero seguramente no voy a sorprender a nadie en esta sala si digo que ése no es el mundo en el que a nosotros nos toca vivir.

El desarrollo científico y tecnológico, el mercado con sus leyes y sus fallas, y la evolución de las sociedades contemporáneas desafían las rutinas teóricas y argumentativas de la dogmática<sup>17</sup>. La ciencia jurídica moderna ha asumido que ese paradigma está en crisis, y en el último medio siglo ha formulado varias opciones teóricas para resolver esas aporías; entre ellas, el Análisis Económico del Derecho.

Una inducción sobre el Análisis Económico del Derecho – por mínima que fuera- excedería en mucho el propósito y el tiempo de esta conferencia; de todos modos, como es la perspectiva que subyace en mi presentación, voy a señalar algunas de sus características principales.

**11.** La primera característica del AED es la adopción del método de las ciencias físicas<sup>18</sup>, que en lo básico consiste en la

---

17 PEÑA GONZÁLEZ, Carlos: Los desafíos actuales del paradigma del Derecho Civil. Estudios Públicos, N° 60, Santiago de Chile (1995); p. 333.

18 ULEN, Thomas S.: A Nobel Prize in Legal Science: Theory, Empirical Work and the Scientific Method in the Study of Law. University of Illinois Law Review, Vol. 2002, N° 4, p. 878.

formulación de hipótesis explicativas de los fenómenos y su verificación a través de la observación empírica. Este cambio ya había sido adoptado por las demás ciencias sociales, especialmente por la economía. Se trata de reemplazar juicios intuitivos basados en el significado de las palabras, por juicios analíticos basados en pruebas y datos<sup>19</sup>.

**12.** La segunda característica del AED es el reconocimiento de la orientación temporal de los sistemas jurídicos: hay sistemas orientados al pasado y sistemas orientados al futuro<sup>20</sup>. La modernización de nuestras sociedades conlleva el cambio, del énfasis en el pasado (típico de la sociedad tradicional) al énfasis en el futuro (propio de la sociedad moderna); esto trae aparejado un cambio en el análisis jurídico: la orientación al pasado se centra en el input del sistema, que son las normas y en la función de asegurar las expectativas (o la seguridad jurídica); la orientación al futuro – en cambio- se centra en el output del sistema, que son las decisiones (especialmente en las consecuencias de esas decisiones), y en la estructuración del cambio como función de lo jurídico<sup>21</sup>.

Esto lleva a la necesidad de contar con instrumentos aptos para pensar y calcular los efectos de esas decisiones<sup>22</sup>. Esos instrumentos son los de las ciencias sociales positivas, especialmente los de la economía.

**13.** La tercera característica del AED es la constatación de la desigual distribución inicial de los recursos entre los actores; mientras que para la dogmática tradicional los sujetos tienen ciertos atributos de la personalidad que están –al menos hipotéticamente- igualmente distribuidos entre todos (por ejemplo, la autonomía de la voluntad), para el AED los sujetos tienen ciertos títulos (por

---

19 COOTER, Robert: The Strategic Constitution. Princeton University Press (2002); p. 5.

20 LUHMANN, Niklas: Sociedad y Sistema: la ambición de la Teoría; Ed. Paidós, Barcelona (1990), p. 108 y ss.; citado en PEÑA GONZÁLEZ, C.: Op. Cit., p. 333.

21 PEÑA GONZÁLEZ, C: Op. Cit., p. 327.

22 PEÑA GONZÁLEZ, C: Op. Cit., p. 341.

ejemplo de propiedad) o recursos (financieros, información, etc.) que los habilitan a realizar determinadas acciones, y esos títulos y recursos están desigualmente distribuidos.

La importancia de esa distribución desigual depende de cuán difícil le resulte a los sujetos ponerse de acuerdo en cada transacción; a la medida de esa dificultad la llamaremos “costo de transacción”. Si el costo de transacción es bajo, las asimetrías iniciales no serán relevantes porque los sujetos podrán llegar a un acuerdo eficiente; pero si los costos de transacción son altos, el impacto de las asimetrías iniciales sobre la transacción crecerá en forma directamente proporcional.

Los costos de transacción dependen de las condiciones institucionales, políticas y económicas en que habrá de desenvolverse la negociación (el contrato)<sup>23</sup>. En la actividad hidrocarburífera, esas condiciones determinan costos de transacción particularmente altos.

**14.** La cuarta característica del AED es que entiende el contrato como un acto por el cual el sujeto ejerce sus títulos o atribuciones en las condiciones de asimetría en que los recibió; para la dogmática, en cambio, el contrato es un acto por el cual el sujeto ejerce la autonomía de la voluntad que le fue atribuida en condiciones de igualdad.

Para la dogmática, la técnica del contrato es el conjunto de mecanismos que tienden a asegurar que ese contrato es libre expresión de la autonomía de la voluntad; mientras que para el AED se trata de asegurar la disminución de los costos de transacción para hacer posible la cooperación productiva entre las partes<sup>24</sup>.

Los contratos de adhesión, los contratos-tipo, los pliegos de condiciones generales o la negociación forzosa, para la dogmática son anomalías; pero todos esos fenómenos jurídicos son más que

---

23 PEÑA GONZÁLEZ, C: Op. Cit., p. 342.

24 PEÑA GONZÁLEZ, C.: Op. Cit.; p. 341.

frecuentes en la contratación petrolera y por tanto desde esta perspectiva nuestro campo devendría en un “sistema de anomalías”. Pero para el AED no son anomalías sino mecanismos para bajar los costos de transacción<sup>25</sup>. Y allí los abogados tendremos que extremar nuestros esfuerzos para formular un diseño contractual que atienda a los efectos de cada disposición; en buena medida la eficiencia de los contratos petroleros dependerá del éxito que tengamos en esa tarea.

#### - IV -

### TIPOLOGÍA

**15.** Como se advirtió en la Introducción, las formas contractuales que se observan en la actividad petrolera son muchas y muy diversas, y en este estudio vamos a tratar sólo las que se instrumentan entre los Estados propietarios de los recursos –a través de sus gobiernos- y las compañías que en general aportan el capital, la tecnología y la ingeniería de operación.

Hay cuatro tipos básicos de contratos petroleros entre los gobiernos y las compañías operadoras: a) Concesión; b) Producción compartida; c) Servicios; d) Joint Venture<sup>26</sup>.

**16.** La **Concesión** es el tipo originario de contrato petrolero; éste fue el tipo de contrato que firmaron Edwin Drake en Pennsylvania en 1854 y William D’Arcy con el Sha de Persia en 1901, a los que ya me he referido. Sus notas básicas son las siguientes: el gobierno otorga a la compañía derechos exclusivos para explorar y explotar recursos naturales (E+P) en un área determinada por cierto periodo de tiempo, a cambio del pago de regalías, impuestos y otras obligaciones; el petróleo producido

---

<sup>25</sup> *Ibíd.*

<sup>26</sup> GADAS, Zuhairah and KARIMSHARIF, Sabah: Types and Features of International Petroleum Contracts, South East Asia Journal of Contemporary Business, Economics and Law; Vol. 4, Issue 3 (June-2014); p. 34.

pertenece a la compañía; el Estado no aporta capital; todos los costos de Exploración y Explotación, así como todos los riesgos – tanto petroleros como comerciales- los asume la compañía; y en general los equipos e instalaciones al final de la concesión quedan para el país. En la literatura se distinguen dos sub-tipos de concesión: la tradicional y la moderna<sup>27</sup>.

La Concesión tradicional se caracterizaba porque el área concedida era muy extensa (la concesión DÁrcy abarcaba prácticamente toda Persia); el período de vigencia era muy largo (la primera concesión de Kuwait fue por 90 años); el régimen de regalías era fijo por volumen producido: 12.5% - 1/8 (rigidez que producía los efectos negativos que más abajo se analizan); y no se preveía ni opción de renegociación para el Estado ni obligación de reversión para la compañía. A este subtipo se le objetaron ciertos desbalances que perjudicaban al Estado<sup>28</sup>.

La Concesión moderna aparece en la posguerra. Aunque mantiene las características principales de la concesión tradicional, el Estado le agrega regulaciones y controles, limita la extensión de las áreas y acorta la vigencia temporal, incluye cláusulas de reversión, de preferencias para el mercado interno y para el empleo nacional e incorpora regalías móviles en función de las variaciones de precios. En general, corrige los desbalances en beneficio del Estado<sup>29</sup>.

**17.** El segundo tipo general de contrato petrolero es el **Contrato de Producción Compartida (PSA)**. Aparece en los años 60s en Indonesia, inaugurando toda una nueva era en la contratación petrolera. El petróleo producido pertenece al Estado que contrata a la compañía para explorar y –en caso de un descubrimiento comercial- desarrollar el recurso (E+P). La compañía opera a su solo costo y riesgo y recibe una participación

---

27 GADAS, Z. and KARIMSHARIF, S.: Op. Cit., p. 35; OPEN OIL: Op. Cit., p. 27.

28 GADAS, Z. and KARIMSHARIF, S.: Op. Cit., p. 35.

29 *Ibidem*.

determinada de la producción como remuneración (*profit oil*)<sup>30</sup>. La mayor diferencia con la concesión es la propiedad del petróleo producido, que en las concesiones pertenece a las compañías y en el PSA al Estado. De Indonesia, el modelo pasó a Egipto, Libia, Argelia y otros productores en África, el Medio Oriente, América del Sur y Central. Se ha extendido su utilización en los países de la ex Unión Soviética, especialmente en la región del Caspio<sup>31</sup>.

En la “segunda generación” de este tipo de contratos aparecen elementos nuevos: el mecanismo de “costos recuperables” (*cost oil*), a través del cual la compañía recupera sus costos; las compañías petroleras estatales como contraparte de las compañías contratistas; y los Bonos (el pago único de una suma determinada) generalmente al momento de la firma (aunque hay casos de bonos al descubrimiento y al inicio de la producción). En las formas más recientes de los Contratos de Producción Compartida aparece la exigencia a las compañías de programas mínimos de inversión y actividad y la incorporación del llamado “Factor R”, que es el cociente entre el total de los ingresos y el total de los gastos del proyecto, que expresa el resultado económico; el Factor R se usa como índice de ajuste de la participación de la compañía; generalmente se elabora una tabla en relación inversa: a medida que crece el Factor R, baja el porcentaje de participación. En estos contratos el Estado tiene doble rol: por un lado es autoridad de aplicación a través del Ministerio, y por el otro es parte contratante a través de la compañía petrolera estatal<sup>32</sup>.

**18.** El tercer tipo general de contrato petrolero es el **Contrato de Servicios** que si bien nació prácticamente con la industria misma, su utilización se extendió en la segunda mitad del siglo XX en países que en esa época tenían regímenes de monopolio estatal y no podían otorgar concesiones, pero necesitaban aportes de capital y tecnología para desarrollar su

---

30 OLADE: Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos; América Latina-2010; p.5. GADAS, Z. and KARIMSHARIF, S.: Op. Cit., p. 36.

31 BINDEMANN, K.: Op. Cit., p. 10.

32 BINDEMANN, K.: Op. Cit., p. 13. GADAS, Z. and KARIMSHARIF, S.: Op. Cit., p. 38.

sector de hidrocarburos; casos típicos fueron Argentina e Irán<sup>33</sup>. El Contrato de Servicios tiene dos sub-tipos: el contrato de servicios puro y el contrato de servicios de riesgo<sup>34</sup>.

En el Contrato de Servicios puro, una compañía contratista se obliga a prestar un determinado servicio a cambio de una remuneración también determinada, generalmente en efectivo<sup>35</sup>. Es una relación “Principal-Agente” típica, en la que el gobierno (o la compañía petrolera estatal) es el Principal y la compañía contratista es el Agente. Sus características básicas son las siguientes: No se trasfiere la propiedad del hidrocarburo; la compañía “agente” no adquiere derecho alguno sobre el petróleo producido, ni participa de la producción. El capital es aportado por el Estado, todos los riesgos los asume el Estado y todos los costos en que incurra la compañía “agente” son reembolsables. Aquí también el Estado tiene el doble rol de autoridad y contratante<sup>36</sup>.

El Contrato de Servicios de Riesgo, agrega algunos elementos propios: la compañía contratista asume el riesgo exploratorio, de producción y de mercado así como todos los costos, y los recupera sólo si hay producción comercial. La compañía recibe la remuneración por el servicio y la recuperación de costos generalmente en efectivo; aunque hay casos que los recibe en especie o en fórmulas mixtas<sup>37</sup>.

Se han señalado como ventajas del Contrato de Servicios que el Estado mantiene la propiedad, el manejo y el control del recurso y que su administración es más simple que las otras modalidades contractuales.

---

33 MIKULSKA, Monica K.: State Participation in International Petroleum Arrangements; Doctoral Thesis, University of Oslo, Faculty of Law (2010), p. 34.

34 GADAS, Z. and KARIMSHARIF, S.: Op. Cit., p. 38.

35 *Ibidem*

36 MIKULSKA, M. K.: Op. Cit., p. 35.

37 GADAS, Z. and KARIMSHARIF, S.: Op. Cit., p. 38.

**19.** El cuarto y último tipo general de contrato petrolero que vamos a analizar es el **Contrato de Joint Venture**, que se desarrolló ampliamente en otros sectores económicos e industriales y progresivamente ha ido ganando espacio en la actividad hidrocarburífera. En la Joint Venture petrolera, el Estado (o la compañía petrolera estatal) y la compañía contratista comparten tanto el costo de capital como el flujo de pagos en una operación conjunta de exploración, desarrollo y producción de recursos petroleros. Estado y compañía comparten también todos los riesgos y los costos, así como la producción y los beneficios en la proporción establecida en el contrato; y en su caso, también comparten las pérdidas<sup>38</sup>.

Hay dos formas típicas de Joint Venture: la Societaria, por la que se crea una persona jurídica distinta a las partes, que opera el proyecto y reparte los beneficios; y la Contractual, que no crea una tercera entidad, y se maneja como cualquier contrato<sup>39</sup>.

El contrato de Joint Venture se usa en países con geología de bajo riesgo y suficientemente ricos para asumir su parte tanto de la inversión y los costos, cuanto de las eventuales pérdidas. (Ej. Saudi Arabia, Qatar, Australia e India).

---

38 GADAS, Z. and KARIMSHARIF, S.: Op. Cit., p. 39.

39 GADAS, Z. and KARIMSHARIF, S.: Op. Cit., p. 39; MIKULSKA, M. K.: Op. Cit. p. 29.

## Tipología Contractual

### *Cuadro Comparativo*

	<b>Concesión</b>	<b>PSA</b>	<b>Servicios</b>	<b>Joint Venture</b>
<b>Contenido</b>	E+P	E+P	Prestación determinada	
<b>Propiedad del Petróleo</b>	Contratista	Estado	Estado	Compartida
<b>Y del Estado</b>	Regalía fija			
<b>Y del Contratista</b>		Participación (Profit Oil)	Remuneración	Compartidos
<b>Aporte de Capital</b>	Contratista	Contratista	Estado	Compartido
<b>Costos</b>	Contratista	Contratista Recupera (Cost Oil)	Contratista Recupera	Compartidos
<b>Riesgos</b>	Contratista	Contratista	Estado	Compartidos
<b>Pérdidas</b>	Contratista	Contratista	Estado	Compartidas

**20.** La contratación petrolera persigue generalmente un doble objetivo: por un lado, que el Estado como propietario originario del recurso reciba una proporción razonable de la riqueza; y por el otro, alentar a las compañías a tomar el riesgo geológico, invertir y operar eficientemente<sup>40</sup>. El cómo lograrlo es materia controvertida y los distintos tipos contractuales diseñan opciones en ese sentido, definiendo algunas variables básicas: la transferencia o no de la propiedad del recurso; la distribución de la renta, del riesgo exploratorio, de producción y de mercado; y de la responsabilidad técnica.

---

<sup>40</sup> ING, Julie: Production Sharing Agreements versus Concession Contracts. Swiss Federal Institute of Technology; Zurich (2014); p.2.

En una extrema simplificación, la distribución de riesgos y beneficios en los distintos modelos de contrato pueden resumirse del siguiente modo<sup>41</sup>:

**Contratos Petroleros**  
*Riesgo / Beneficio*

<b>Contrato</b>	<b>Contratista</b>	<b>Gobierno</b>
<b>Concesión</b>	Todo el riesgo / Todo el beneficio	Beneficio en función de la producción y el precio
<b>PSA</b>	Riesgo de exploración. Participación en el beneficio	Participación en el beneficio
<b>Joint Venture</b>	Participación en el riesgo y en el beneficio	Participación en el riesgo y en el beneficio
<b>Servicios Puros</b>	Sin riesgo	Todo el riesgo

- V -

**INSTRUMENTOS**

**21.** El total de ingresos petroleros del Estado se denomina “participación del Estado” o “*Government Take*”, y está compuesto por el conjunto de cargas y derechos que impone el Estado a las actividades hidrocarburíferas<sup>42</sup>. Estas cargas y derechos responden a tres fuentes: la propiedad del recurso, la potestad impositiva y los contratos, utilizando cuatro tipos de

41 BINDEMANN, K.: Op. Cit., p. 11.

42 ESPINASA R. et al.: Op. Cit., p. 70. BALZA, Lenin H. and ESPINASA, Ramón: Oil Sector Performance and Institutions. The Case of Latin America. IDB Technical Note IDB.TN.724 (2015); p. 7.

instrumentos<sup>43</sup>: los ingresos basados en la propiedad del recurso, a través de regalías; los fundados en la potestad tributaria, a través de impuestos y tasas; y los derivados de previsiones contractuales, a través de bonos y participaciones<sup>44</sup>.

La presentación sinóptica de los instrumentos de implementación el *Government Take* es la siguiente:

**Contratos Petroleros**  
*Instrumentos de Government take*

	FUENTE	INSTRUMENTO	TIPO
<b>PARTICIPACIÓN DEL ESTADO</b> (Government Take)	Propiedad del Recurso	Regalías	. Fijas . Móviles
	Potestad Impositiva	Impuestos	. A las ventas . A las utilidades . A la superficie (Canon) . A las utilidades extraordinarias . Otros <ul style="list-style-type: none"> <li>→ IVA</li> <li>→ Seg. Social</li> <li>→ Aduaneros</li> <li>→ Locales</li> </ul>
	Contratos	Bonos	. Firma . Comercialidad . Producción
		Participaciones	. En la Producción . En las Ganancias . Como co-contratista

**22. Las Regalías** se basan en la propiedad del Estado de los recursos petroleros. No son un impuesto; son una contraprestación obligatoria por el acceso a la explotación de un recurso natural no renovable. Consisten en un pago periódico –que puede ser en efectivo o en especie- calculado como porcentaje de la producción; el porcentaje puede ser fijo o móvil<sup>45</sup>.

43.OLADE: Op. Cit., p15.

44 ESPINASA, R. et al.: Op. Cit., p. 71/73.

45 ESPINASA, R. et al.: Op. Cit., p. 72. OPEN OIL: Op. Cit., p. 81. OLADE: Op. Cit., p. 15.

La versión fija es la forma más antigua de captura de ingreso petrolero por el Estado; tiene la ventaja de la sencillez del cálculo y la transparencia de su lógica; pero tiene el inconveniente de su rigidez, que no le permite reflejar los impactos económicos de la volatilidad de los precios (generalmente perjudicando al Estado), del incremento de costos o de la disminución de productividad (generalmente perjudicando a la Compañía)<sup>46</sup>.

La versión móvil es una opción más moderna, en la que el porcentaje aplicable sube o baja según los cambios en determinada variable, como precio o producción, o según una escala que puede determinarse por el Factor R<sup>47</sup>: a mayor Factor R, mayor porcentaje de Regalías, y viceversa. Como he explicado más arriba, el Factor R indica el desempeño económico del proyecto a través de la relación entre el total de Ingresos y el total de Gastos del proyecto; el Factor R se expresa en la siguiente fórmula:

$$\text{Factor R} = \frac{\sum Y}{\sum \text{Gastos}} = I_x$$

**23. Los Impuestos** son tributos determinados por la ley en ejercicio de la potestad impositiva del Estado, que se pagan siempre en dinero<sup>48</sup>. La actividad petrolera está sujeta al régimen impositivo general –por ejemplo Ganancias, Bienes Personales o Ingresos Brutos- y también a algunos impuestos específicamente direccionados a la actividad; los más comunes son el Impuesto a la producción, el Impuesto a las ventas y el Impuesto sobre las utilidades<sup>49</sup>.

El Impuesto a la producción se aplica sobre el volumen producido; su alícuota es fija, sin considerar la variación del precio

---

46 ESPINASA, R. et al.: Op. Cit., p. 72. OPEN OIL: Op. Cit., p. 82.

47 OPEN OIL: Op. Cit., p. 82. OLADE: Op. Cit., p. 18.

48 OLADE: Op. Cit., p. 19.

49 OLADE: Op. Cit., p. 19. BALZA, L. and ESPINASA, R.: Op. Cit., p. 8. ESPINASA, R. et al.: Op. Cit., p. 73.

del hidrocarburo<sup>50</sup>; el Impuesto a las ventas se aplica sobre el valor bruto de la transacción sin considerar los costos. Estos dos tipos de impuestos tienen el mismo inconveniente de rigidez que hemos señalado en el caso de las regalías<sup>51</sup>.

El Impuesto sobre las utilidades, es decir sobre los ingresos deducidos los costos, tiene dos ventajas: primera, acompaña la lógica del proyecto petrolero, en cuanto comienza a devengarse cuando la producción empieza a generar beneficios; y segunda, son deducibles de los impuestos que las compañías extranjeras pagan en sus países de origen. Pero tiene el inconveniente de la asimetría de información sobre los costos, que requiere procedimientos de verificación y control a su vez costosos<sup>52</sup>.

**24. Los Bonos** -que en general tienen fuente contractual- son pagos de una suma determinada por única vez, previstos para algún momento relevante de la vida del contrato<sup>53</sup>. El caso más común es el Bono al momento de la firma del contrato; también suelen preverse para el momento de la declaración de comercialidad o para el inicio de la producción. En los proyectos de geología conocida y expectativas de relativa certeza, el Bono puede ser alto ya que en un contexto de baja incertidumbre su valor presente no desalienta la inversión. En casos de geologías desconocidas y alta incertidumbre, el Bono -cuando existe- es bajo<sup>54</sup>.

**25. Las Participaciones en la producción** provienen generalmente de Contratos de Producción Compartida, y son de dos tipos: la parte de la producción destinada a la recuperación de costos (*cost oil*) y la participación proporcional en el resto de la producción, una vez descontados los costos y otras cargas (*profit*

---

50 OLADE: Op. Cit., p. 17.

51 *Ibíd*em

52 OLADE: Op. Cit., p. 17. BALZA, L. and ESPINASA, R.: Op. Cit., p. 8. ESPINASA, R. et al.: Op. Cit., p. 73/74.

53 ESPINASA, R. et al.: Op. Cit., p. 73.

54 OPEN OIL: Op. Cit., p. 79.

oil)<sup>55</sup>. Un tipo especial de Participación del Estado en la producción, es como co-contratista, generalmente a través de la compañía petrolera estatal, cuya presencia en los proyectos suele ser impuesta obligatoriamente por la ley o la regulación<sup>56</sup>. Hay casos en que la regulación, además, impone que los costos de la participación de la compañía petrolera estatal sean atendidos por la compañía contratista (*carry*); a veces sólo durante la etapa de exploración, recuperándolos en la etapa de producción (*carry parcial*) y otras veces sin recuperación (*carry total*).

**26.** Los elementos básicos con los que se construyen los contratos petroleros son los que hemos expuesto -con cierta prisa, impuesta por la limitación del tiempo- en el desarrollo de esta clase. Pero en el mundo real de la contratación petrolera aparecen con matices y énfasis distintos, en numerosas combinaciones. La literatura técnica releva más de 500 modelos contractuales en vigencia<sup>57</sup>, en función de la diversidad de oportunidades, riesgos, costos y beneficios que hay en el mundo. Pero no existe un modelo único aplicable a todas las situaciones.

## - VI - DINÁMICA

**27.** Los contratos petroleros involucran grandes inversiones de capital, proyectos de largo plazo (algunos de muy largo plazo), información asimétrica (a veces el Estado, a veces la compañía tiene información propia que la otra parte ignora)<sup>58</sup> y las partes tienen capacidades diferentes (el Estado tiene la propiedad del recurso y potestad regulatoria, mientras que la compañía tiene ingeniería, tecnología y acceso al capital); por su parte, la actividad petrolera en sí se desarrolla en un contexto de riesgos (geológicos, de capital y de mercado) e incertidumbres; todos estos factores

---

55 OPEN OIL: Op. Cit., p. 89/90. ESPINASA, R. et al.: Op. Cit., p. 74.

56 ESPINASA, R. et al.: Op. Cit., p. 74. OPEN OIL: Op. Cit., p. 89.

57 OPEN OIL: Op. Cit., p. 97.

58 ING, J.: Op. Cit., p. 4.

hacen que los contratos petroleros sean potencialmente inestables, y suelen afrontar crisis, renegociaciones y disputas.

**28.** A esta inestabilidad de los contratos petroleros se le suele asignar una causalidad política en el caso del Estado, o una causalidad especulativa en el caso de la compañía; sin embargo, estas hipótesis no explican la compleja casuística que ofrece la observación. Aquí –en un sentido semejante al adelantado al comentar los cambios y discontinuidades históricos- la hipótesis más plausible es que esa inestabilidad está más determinada por mecanismos de “racionalidad estratégica” que por posiciones ideológicas de los gobiernos o especulaciones de corto plazo de las compañías. La rigidez o flexibilidad de los instrumentos de apropiación de ingreso petrolero por el Estado, el momento contractual de incidencia de esos instrumentos y el grado de equilibrio en la distribución de los riesgos, son factores determinantes<sup>59</sup>. Y por supuesto, el precio del petróleo: cuando sube, incentiva a los gobiernos a imponer renegociaciones que incrementan el *government take*; cuando baja, los incentiva a ofrecer condiciones ventajosas a los potenciales inversores<sup>60</sup>.

Una segunda conclusión provisoria sería entonces, que una racionalidad contractual que atienda a los efectos de los cambios, especialmente en los precios, los costos y la producción, reduce significativamente la oportunidad de cualquier incumplimiento o intervención extra contractual.

**29.** El **Government take** impacta en el desempeño jurídico y económico de los proyectos petroleros; en general, los gobiernos lo incrementan en función de las expectativas de éxito. Esta fórmula funciona en un marco de precios estable o en alza y una exploración exitosa; pero si esas condiciones varían, un *government take* gravoso se convierte en un desincentivo para la

---

59 OPEN OIL: Op. Cit., p. 97.

60 OPEN OIL: Op. Cit., p. 22.DUVAL,C. et al: Op. Cit., p. 1.

captación de inversiones. De allí que los mecanismos de flexibilización de los instrumentos contractuales (que he analizado al principio de esta exposición) resultan necesarios: las alícuotas móviles en función de las variaciones de precios, de volumen o de dificultad técnica, así como índices de desempeño económico como el Factor R, se han revelado eficaces a ese efecto.

**30.** Una distribución de riesgos equilibrada es condición de un contrato eficiente: una parte no debe estar más expuesta que la otra a determinado riesgo<sup>61</sup>. Veamos el caso del riesgo que plantea la volatilidad del precio. Como he explicado antes, los instrumentos contractuales rígidos (como las regalías fijas) no reflejan debidamente el impacto de la suba del precio en la rentabilidad del proyecto, ya que las regalías que recibe el Estado crecen proporcionalmente menos. Esta inconsistencia termina funcionando como un incentivo para que el Estado imponga una renegociación. Pero los precios no siempre suben, a veces bajan; y en este supuesto la rigidez de la regalía refleja menos que proporcionalmente su impacto en la rentabilidad desbalanceando la ecuación, esta vez en contra de la compañía. Ello necesariamente termina afectando la inversión y el nivel de actividad.

## - VII - ANALÍTICA

**31.** En lo que sigue, analizaremos el desempeño de los instrumentos contractuales de distribución de resultados entre el Estado y la compañía de uso más frecuente (Regalías, Impuestos, Bonos y Participaciones) frente a cuatro de los principales factores que afectan la vida contractual: la variación de rentabilidad, la incidencia temporal (momento en el que afecta el contrato), la asunción de riesgos por el Estado y la incidencia del instrumento en el estímulo a la inversión<sup>62</sup>.

---

61 BINDEMANN, K.: Op. Cit., p. 30.

62 *Supra*, nota 57. OPEN OIL: Op. Cit., p. 101.

**32. Variación de la rentabilidad:** El primero de esos factores es cómo reaccionan los instrumentos de distribución entre las partes frente a la variación de la rentabilidad. Las variables que determinan la rentabilidad de un proyecto petrolero cambian en el tiempo, especialmente el precio del petróleo o del gas, los costos y la productividad; y en consecuencia la rentabilidad varía también. Frente a esa variación, los instrumentos de distribución de resultados entre las partes reaccionan de tres maneras posibles:

- Regresiva: en el caso de un aumento de la rentabilidad, el ingreso del Estado no crece o crece menos que proporcionalmente<sup>63</sup>.

Los Bonos –sean a la firma o al iniciar la producción- son siempre sumas fijas predeterminadas; por tanto, son regresivas porque no varían a pesar de las variaciones de rentabilidad.

Las Regalías fijas son un pago calculado como porcentaje determinado de la producción, que será siempre el mismo independientemente de las variaciones de rentabilidad; por tanto son regresivas, porque varían menos que proporcionalmente frente al aumento de la rentabilidad.

- Neutral: en el caso de un aumento de la rentabilidad, la relación entre lo que recibe cada parte no cambia<sup>64</sup>.

El Impuesto al Ingreso de la Empresa (que en la literatura se define como un porcentaje fijo calculado sobre “ingresos netos”, es decir deducidos los costos) mantendrá el mismo porcentaje sea la rentabilidad alta o baja; por tanto, se considera como “neutral”, ya que la participación relativa de las partes en el resultado no varía aunque la rentabilidad suba.

---

63 OPEN OIL: Op. Cit., p. 98.

64 *Ibidem*.

La Participación fija del Estado en las Ganancias se calcula como un porcentaje predeterminado de las ganancias, que se mantendrá independientemente de las variaciones de rentabilidad; también se considera como “neutral” ya que la participación relativa de las partes en el resultado tampoco varía.

- Progresiva: en el caso de un aumento de la rentabilidad, el ingreso del Estado mejora más que proporcionalmente<sup>65</sup>.

Las Regalías móviles son también un pago calculado como porcentaje de la producción, pero ese porcentaje no será siempre el mismo sino que irá variando (en general, aumentando) según una escala predeterminada en función de las variaciones de rentabilidad; por tanto son progresivas, porque varían más que proporcionalmente frente al aumento de la rentabilidad.

La Participación móvil del Estado en las Ganancias de un proyecto petrolero (que como se ha explicado más arriba tiene base contractual) se calcula como un porcentaje predeterminado de las ganancias, pero ese porcentaje no será siempre el mismo sino que irá variando (en general, aumentando) según una escala predeterminada en función de las variaciones de rentabilidad; por tanto son progresivas, porque varían más que proporcionalmente frente al aumento de la rentabilidad.

El método más común para construir las escalas de movilidad en función de las variaciones de rentabilidad es el Factor R (que he explicado en detalle más arriba). Hay otros métodos que utilizan ciertos datos fáciles de conocer como proxies de las variaciones de rentabilidad; por ejemplo en México, hay contratos offshore con regalías decrecientes a medida que aumenta la profundidad de las aguas.

**33. Incidencia temporal:** El segundo factor para considerar el desempeño de los distintos instrumentos contractuales es la instancia de la vida contractual en el que afectan el proyecto, el

---

<sup>65</sup> *Ibíd.*

momento en que el ingreso del Estado establecido en cada instrumento deviene exigible. Hay instrumentos que se anticipan a los resultados del proyecto, cualesquiera éstos sean; hay otros que resultan indiferentes respecto de los resultados del proyecto; y hay otros que –por decirlo de algún modo– “acompañan” los resultados del proyecto. A los primeros los llamamos “cargas iniciales”, a los segundos “cargas neutrales” y a los últimos “cargas posteriores”<sup>66</sup>.

- “Carga inicial”, son aquellas cuyo impacto (la exigibilidad del ingreso del Estado) es antes que la compañía recupere sus costos. Los dos casos típicos son el Bono de firma, que se cobra “antes” que el contrato empiece; y la Regalía fija, que se devenga a partir del “día uno”<sup>67</sup>.
- “Carga neutral”: es cuando su impacto se produce después que la compañía ha recuperado los costos, pero antes que comience la generación de beneficios. En la literatura (con las aclaraciones que hemos hecho más arriba) se señalan el Impuesto al Ingreso de la Empresa y la Participación fija del Estado (en rol de co-contratante) como supuestos de “carga neutral”<sup>68</sup>.
- “Carga posterior”: es cuando el impacto se produce una vez que el proyecto ha comenzado a generar beneficios. Los Impuestos que gravan los beneficios (del tipo del Impuesto a las Ganancias) y la Participación móvil del Estado en las Ganancias, se consideran supuestos de “carga posterior”. En el mismo sentido, la mayoría de los Contratos de Servicios, que se remuneran después de efectuada la prestación por el proveedor<sup>69</sup>.

**34. Asunción de Riesgos por el Estado:** El tercer factor del desempeño de los distintos instrumentos contractuales son los

---

66 OPEN OIL: Op. Cit., p. 103.

67 OPEN OIL: Op. Cit., p. 103/104.

68 *Ibidem*.

69 *Ibidem*.

riesgos que asume el Estado<sup>70</sup>. Para una compañía, la asunción de los riesgos es su función específica en la actividad petrolera y en la economía contractual; para el Estado, en cambio, asumir o no asumir riesgos en un contrato petrolero es una decisión de conveniencia, en tanto mientras más riesgo asume más ingresos captura. De tal modo, en general hay tres tipos de asunción de riesgos por el Estado, según los distintos instrumentos económicos del contrato:

- Ningún riesgo. El Bono a la firma o el Canon fijo por superficie concedida son casos en que el Estado no asume ningún riesgo; el Bono deviene exigible por la sola firma del contrato; y el canon por superficie deviene exigible por la sola concesión del área<sup>71</sup>.
- Riesgo exploratorio. Hay instrumentos contractuales que suponen la asunción de algunos riesgos por el Estado; el más común es el “riesgo exploratorio”, la posibilidad de que a pesar de los esfuerzos técnicos y de inversión, no se encuentre hidrocarburos comercialmente explotables. Las regalías –sean fijas o móviles- que son el instrumento económico más común de los contratos de concesión, implican la asunción del riesgo exploratorio por parte del Estado, en tanto sólo devendrán exigibles si existe un descubrimiento comercial. Lo mismo vale para el Bono de producción<sup>72</sup>.
- Todo el riesgo. En un Contrato de Servicios Puro, el proveedor presta un servicio determinado por una remuneración determinada; no asume ningún riesgo, que recaen todos en el Estado comitente. Lo mismo sucede con un esquema de Participación fija del Estado en las Ganancias, el Impuesto al Ingreso de las Empresas y el Impuesto a las Ganancias: el Estado asume todos los riesgos exploratorios, de operación y comerciales<sup>73</sup>.

---

70 OPEN OIL: Op. Cit., p. 105.

71 *Ibíd.*

72 *Ibíd.*

73 *Ibíd.*

**35. Estímulo a la Inversión:** Y el cuarto factor es la incidencia del instrumento contractual en el Estímulo a la Inversión<sup>74</sup>. Cuando un gobierno inicia un proceso de contratación petrolera, está obviamente interesado en estimular la inversión en exploración y producción de petróleo o gas. Sin embargo, no todos los instrumentos de contratación petrolera tienen siempre ese efecto: algunos sí resultan incentivos, otros son neutrales y algunos son claramente desincentivos.

- **Incentivos:** son las que alientan la inversión inicial (y la reinversión) en el proyecto en desarrollo; bajan la “barrera de entrada”. Ejemplos de instrumentos que incentivan la inversión son: un canon de exploración bajo; costos recuperables de límite alto en los contratos de producción compartida (PSA); regalías de escala móvil en función de la producción, esquemas de participación móvil del Estado en las Ganancias<sup>75</sup>.
- **Neutrales:** en general no afectan la decisión de inversión inicial, que en tal caso habrá de depender de las expectativas geológicas. Los bonos de producción, el impuesto al ingreso de la empresa, la participación fija del Estado en las Ganancias y los impuestos que gravan los beneficios se consideran neutrales respecto a la incentivación de la inversión<sup>76</sup>.
- **Desincentivos:** son los que desalientan la inversión inicial, especialmente en geologías inciertas. Los ejemplos típicos – por algunas de las razones ya expuestas más arriba- son los bonos a la firma, las regalías fijas y la participación del Estado (como contraparte)<sup>77</sup>.

El cuadro siguiente resume el impacto de los diferentes instrumentos contractuales en cada caso.

---

74 OPEN OIL: Op. Cit., p. 106.

75 OPEN OIL: Op. Cit., p. 107.

76 *Ibidem*.

77 *Ibidem*.

**Incidencia de los Instrumentos Contractuales en la vida del Contrato**

IMPACTO DE LOS INSTRUMENTOS CONTRACTUALES	FACTOR	IMPACTO	INSTRUMENTO
	Variación de Rentabilidad	Regresiva	Bono
Regalía fija			
Impuestos generales			
Neutral		Impuesto al Y de las empresas	
		Participación en las ganancias fija	
		Participación del Estado	
Progresiva		Regalías móviles	
		Participación en las ganancias móviles	
		Impuesto a las ganancias	
		Contratos de Servicios	
Incidencia Temporal	Previo	Bono	
		Regalía fija	
		Participación en las ganancias fija	
	Neutral	Impuesto a los Y de las empresas	
		Participación del Estado	
	Posterior	Regalía variable	
		Impuesto a las ganancias	
		Participación en las ganancias variable	

FACTOR	IMPACTO	INSTRUMENTO
Asunción de Riesgos por el Estado	Ningún Riesgo	Bono a la firma
	Riesgo de Exploración	Bono al inicio de la producción
		Regalía fija
		Regalía variable
		Participación en las ganancias variable
	Todos los Riesgos	Impuesto al Y de las empresas
		Participación en las ganancias fija
		Impuesto a las ganancias
		Contratos de Servicios
	Estímulo a la Inversión	Incentivo
Canon de exploración bajo		
Deducción de costos		
Costos recuperables límite alto		
Neutrales		Bono al inicio de la producción
		Regalía variable
		Impuesto al Y de las empresas
		Participación en las ganancias fijo
		Participación en las ganancias variable
		Impuesto a las ganancias
Desincentivo		Bono a la firma
		Regalía fija
		Participación del Estado

- VIII -

CONCLUSIONES

**36.** Hasta aquí llegamos. En esta conferencia hemos repasado: I. Las características básicas de la industria del petróleo y el gas en lo que hace a la materia contractual; II. Una breve referencia a la historia de la contratación petrolera; III. Una somera inducción al Análisis Económico del Derecho que es la perspectiva teórica desde donde hemos abordado la problemática; IV. Una descripción tipológica de los cuatro contratos petroleros más utilizados: Concesión, Producción Compartida, Servicios y Joint Venture; V. Los instrumentos contractuales de distribución de resultados entre el Estado y las compañías; VI. Algunas características relevantes de su desempeño; y VII. Una breve analítica del funcionamiento de esos instrumentos en la vida del contrato.

**37.** He presentado una amplia perspectiva de la contratación petrolera desde uno de los abordajes teóricos que considero científicamente más fecundo y técnicamente más eficaz: el Análisis Económico del Derecho. No he pretendido dejar una especie de saldo práctico, de alguna manera operativo en lo inmediato. Pero algo quedó.

**38.** Ha quedado una idea bastante clara de todo lo que no sabemos; y eso es materia propicia para el Programa de Investigación Científica que venimos impulsando en este Instituto de la Academia Nacional de Ciencias Morales y Políticas.

**39.** Y han quedado también algunas cosas que sí sabemos:

- La industria petrolera tiene ciertas características: el riesgo geológico, la renta petrolera, la inmovilización de la inversión, la volatilidad del precio y la politización; esas características afectan la contratación.
- La evolución histórica de la contratación petrolera está determinada no tanto por circunstancias de motivación

ideológica sino por decisiones de racionalidad estratégica; y un factor determinante ha sido la variación del precio del petróleo.

- El Análisis Económico del Derecho propone un nuevo paradigma científico para superar las aporías que encuentra la dogmática; sus principales características son: la adopción del método científico, la afirmación de la orientación temporal de los sistemas jurídicos, la constatación de la distribución inicial desigual de los recursos, y el contrato como un esquema de comportamientos esperados que asume esas asimetrías.
- Los tipos generales de contratos petroleros entre los Estados y las Compañías son cuatro: Concesión, tradicional y moderna; Producción compartida; Servicios, puro y de riesgo; y Joint Venture, contractual y societaria.
- Los instrumentos de distribución de los resultados entre las partes más frecuentemente usados en la contratación petrolera son: Regalías, que se asientan en la propiedad del recurso; Impuestos, que se fundan en la potestad tributaria del Estado; y Bonos y Participaciones, que generalmente surgen de disposiciones contractuales; cada uno de ellos se observan con distintas formas y matices.
- Esos instrumentos impactan sobre cuatro factores de la vida contractual: las variaciones de rentabilidad, la incidencia temporal de la carga, la asunción de riesgos por el Estado y el estímulo a la inversión.
- Todos estos factores -especialmente el impacto de las variaciones de precio, producción y rentabilidad sobre el ingreso del Estado- hacen que los contratos petroleros sean potencialmente conflictivos e inestables; una racionalidad contractual flexible a esas variaciones y equilibrada en la asignación de riesgos reduce significativamente la oportunidad de conflicto y la inestabilidad.

- IX –  
FINAL

40. Si producir petróleo es cosa de ingenieros, diseñar contratos más racionales, más eficientes y más estables es cosa de abogados.

Muchas gracias.

**BIBLIOGRAFÍA**

1. BALZA, Lenin H. and ESPINASA, Ramón: Oil Sector Performance and Institutions. The Case of Latin America. IDB Technical Note IDB.TN.724 (2015).
2. BINDEMANN, Kirsten: Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis. Oxford Institute for Energy Studies; WPM 25, October 1999.
3. BP Statistical Review of World Energy 2017.
4. CEPAL: Recursos Naturales en UNASUR; Santiago de Chile (2013).
5. COOTER, Robert: The Strategic Constitution. Princeton University Press (2002).
6. DIAZ, Rodolfo: Dos Revoluciones Científicas en el Derecho Constitucional; *Anales de la Academia Nacional de Ciencias Morales y Políticas de la República Argentina*, Tomo XXXV (2008).

7. DUVAL, Claude; LE LEUCH, Honoré; PERTUZIO, André and LANG WEAVER, Jacqueline: International Petroleum Agreements-1: Politics, oil prices steer evolution of deal forms; adapted from *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements*, Second Edition, published by Barrows Co. Inc., New York.
8. ELSTER, Jon: The Case for Methodological Individualism; *Theory and Society*, Vol. 11, N° 4 (1982).
9. ESPINASA, Ramón; MEDINA, Ramón; y TARRE, Gustavo: La ley y los hidrocarburos: comparación de marcos legales de América Latina y el Caribe; BID, Monografía 480 (2016).
10. GADAS, Zuhairah and KARIMSHARIF, Sabah: Types and Features of International Petroleum Contracts. *South East Asia Journal of Contemporary Business, Economics and Law*; Vol. 4, Issue 3 (June-2014).
11. ING, Julie: Production Sharing Agreements versus Concession Contracts. Swiss Federal Institute of Technology; Zurich (2014).
12. LUHMANN, Niklas: Sociedad y Sistema: la ambición de la Teoría; Ed. Paidós, Barcelona (1990).
13. MIKULSKA, Monica K.: State Participation in International Petroleum Arrangements; Doctoral Thesis, University of Oslo, Faculty of Law (2010).
14. MONALDI, Francisco: La Economía Política del Petróleo y el Gas en América Latina. Plataforma Democrática, Working Paper N° 9, julio de 2009.

15. NORTH, Douglass: Institutions, Institutional Changes and Economic Performance. Cambridge University Press, New York (1990).
16. OLADE: Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos; América Latina-2010.
17. OPEN OIL: Oil Contracts. How to read and understand them. Internewa Europe; Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH; BMZ, Federal Ministry of Economic Cooperation and Development; Petroleum Economist; (2012).
18. PEÑA GONZÁLEZ, Carlos: Los desafíos actuales del paradigma del Derecho Civil. Estudios Públicos, N° 60, Santiago de Chile (1995).
19. SHAVELL, Steven: Economic Analysis of Contract Law. John M. Olin Center for Law, Economics and Business; Harvard Law School; Discussion Paper N| 403 (2003).
20. ULEN, Thomas S.: A Nobel Prize in Legal Science: Theory, Empirical Work and the Scientific Method in the Study of Law. University of Illinois Law Review, Vol. 2002, N° 4.