

Article : 015

Contratos de exploración y producción de petróleo: el contrato de producción compartida

MORA CONTRERAS Jesús

2014 – Juin

Niveau de lecture : Peu difficile

Rubrique : Sources fossiles

Mots clés : Pétrole, Gaz naturel, Contrat, Politique énergétique, Échanges internationaux

El contrato de producción compartida (llamado *Production sharing agreement* o *Production sharing contract* en la terminología anglosajona) nació en Indonesia a mediados del decenio de 1960, después de que el gobierno de esta naciente República se independizó de Holanda, puso fin al sistema colonial de concesiones (a Shell, Stanvac y Caltex) y lo reemplazó por otro, en el que las actividades petroleras serían realizadas por empresas petroleras del Estado (Pertamina, en particular). Desde entonces, el gobierno indonesio lo ha usado en serie en su territorio para desarrollar a largo plazo las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural en cooperación estrecha con empresas extranjeras.

1. Finalidad del contrato

El contrato inicial de producción compartida transfería a una empresa petrolera extranjera, ganadora de una licitación pública, el derecho de explorar una área de trabajo específica en búsqueda de petróleo durante un plazo (inicial) de hasta 10 años, bajo un programa de trabajo y un presupuesto de gastos en divisas aprobados por la empresa estatal. La empresa extranjera tenía derecho a recuperar los costos invertidos, pero sólo cuando descubría y extraía petróleo de yacimientos comerciales. Antes no. Sin producción comercial, los costos eran irre recuperables¹.

El contrato disponía, a continuación, que las partes habían convenido en compartir el petróleo que se extrajera en el área de trabajo durante un plazo (secundario) de 20 años (prorrogable por 20 más). A cada parte correspondía un tanto por ciento del petróleo producido neto, es decir, después del pago de costos e impuestos (sin incluir regalía), en una proporción de 65 % para la empresa estatal y 35 % para la empresa extranjera. Esta fue precisamente la singularidad de este contrato: *compartir producción*, no ingresos, como se hace en los contratos de concesión y en los de arrendamiento de petróleo y gas que, desde este punto de vista, podrían llamarse contratos de ingresos compartidos. Sin embargo, antes de repartir el petróleo extraído, la empresa extranjera tenía derecho a recuperar anualmente de él hasta el 40 % de sus costos de operación (*operating costs*). Estos costos (de exploración y producción más gastos de capital y administración) se calculaban con base en fórmulas que incluían el precio “realizado”, precio al que se vendía el barril de petróleo en un puerto de embarque (generalmente igual al precio “cotizado”, o precio al que se ofrecía vender el barril, menos descuentos). A la parte del petróleo extraído que se destinaba a pagar los costos se le llamó petróleo-costo (*cost oil* o, genéricamente, *cost recovery*). Y, al resto, a la parte del petróleo extraído que se destinaba a ser distribuido entre las partes, después de impuestos, se le llamó petróleo compartido (*oil sharing*). De allí el nombre del contrato. En fin, al petróleo que quedaba como beneficio para la empresa extranjera se le llamó petróleo-beneficio (*profit oil*).

¹ Contrato Pertamina-IIAPCO (*Independent Indonesian American Petroleum Co* de EUA) firmado el 18/08/1966, y cuyo plazo de vencimiento, después de renovarlo, debería ocurrir en el 2017. Duval Claude, Le Leuch Honoré, Pertuzio André and Lang Weaver Jacqueline. *International Petroleum Agreements-1: Politics, oil prices steer evolution of deal forms*. *Oil & Gas Journal*, 09/07/2009. Disponible en internet: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-107/issue-33/general-interest/international-petroleum.html> Consultado el 21.03.2012. Este contrato fue “usado como referente para elaborar los contratos subsiguientes, aunque con mejoras en algunas disposiciones”. Fabrikant Robert (1975). *Production Sharing Contracts in the Indonesian Petroleum Industry*. 16 *Harvard International Law Journal*, pp. 303 - 351

2. La experiencia indonesia

Después de satisfacer los impuestos de la empresa extranjera (a la tasa del 45 % del impuesto sobre la renta), Pertamina pagaba a la empresa extranjera el petróleo-costo y el petróleo-beneficio con volúmenes de crudo, y le transfería el título de propiedad del hidrocarburo pagado en un punto de entrega determinado (*defined delivery point*) o en un puerto de exportación específico. Pero, entonces, el contrato imponía a la empresa extranjera la obligación de ofrecer en venta hasta el 25 % de su petróleo-beneficio en el mercado interno a un precio fijado por el gobierno (USA \$ 0,20 por barril en los primeros contratos).

La empresa extranjera estaba obligada a preferir al mercado interno para compra de bienes, equipos y empleo de personal. Sólo podía importarlos cuando no los encontraba localmente (en calidad, cantidad, precio, garantía de entrega a tiempo, servicio post-venta y calificación del personal, respectivamente), en cuyo caso, la importación de bienes y equipos estaba exenta de pagar impuestos. La misma obligación regía para la información técnica, sísmica y geológica. Todos los bienes y equipos y la información técnica comprados por la empresa extranjera pasaban a ser propiedad de la empresa estatal, y la empresa extranjera tenía derecho a usarlos solamente. Esta obligación era cónsona con el pago previsible de los costos de operación, pero no incluía los equipos arrendados a sub-contratistas, por lo que la mayoría de las empresas prefirieron arrendar equipos antes que comprarlos.

La empresa extranjera tenía que pagar al gobierno un conjunto de primas (*bonus*, en inglés), rentas que en la industria petrolera se acostumbra pagar al propietario del recurso natural, como: prima por firma de contrato², prima para adiestrar personal y primas por producción acumulada³. Estas primas, irrecuperables como costos, la empresa extranjera podía incluirlas como gastos deducibles al fijar la base imponible de su impuesto sobre la renta.

En fin, al cabo de cierto plazo, la empresa extranjera retenía parte del área original y el resto lo revertía. Toda la materia estaba sometida al derecho indonesio y a su jurisdicción nacional, incluyendo el recurso al arbitraje.

Posteriormente, el gobierno indonesio incorporó en el contrato la cláusula de participación, que obligaba a la empresa extranjera a ofrecer parte del contrato exitoso a “participantes indonesios”. Incorporó también en el objeto del contrato a las actividades de exploración y producción de gas natural. Eliminó el límite superior anual de recuperación de costos y lo reincorporó luego (hasta 90%, en la actualidad). Y restringió la lista de bienes y servicios recuperables como costos.

El contrato de producción compartida ha evolucionado en Indonesia desde su forma original hasta la actual, pasando por cinco fases, que se diferencian principalmente entre sí por el modo de compartir el petróleo producido entre las empresas⁴.

En la segunda fase (que comenzó en 1976), el gobierno indonesio incrementó la parte del petróleo compartido que le correspondía a Pertamina (la empresa petrolera estatal indonesia) a 85 % y redujo la parte de la empresa extranjera a 15 %. Pero en la tercera fase (1988), introdujo como incentivo adicional para las empresas que explotaran hidrocarburos en áreas exploratorias de mayor riesgo (marginales o en aguas profundas) la llamada primera porción del petróleo (*First Tranche Petroleum*): 15 ó 20 % de la producción, antes de recuperar costos y sin compartir con el gobierno, era para las empresas extranjeras. En la cuarta fase (1994), el gobierno introdujo otro incentivo para

² Entre 1 y 15 millones de dólares, por ejemplo. Pero, en 1999, BP, TotalFinaElf y Exxon Mobil pagaron 300 millones de dólares de prima por firma de contrato al gobierno de Angola. Kayser Mark and Allan Pulsipher (2004). *Fiscal system analysis: Concessionary and contractual systems used in offshore petroleum arrangements*. U.S. Department of the Interior, Mineral Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, La. OCS Study MMS 2004-016. 78 p.

³ Cinco millones de dólares cuando la producción rebasaba de 25 millones de barriles, 10 millones de dólares al pasar de 50 millones de barriles, etc.

⁴ PriceWaterHouseCooper (2010). *Oil and Gas in Indonesia. Investment and Taxation Guide*. May

las empresas que invirtieran en áreas remotas y fronterizas de las provincias orientales del país: aumentó a 35 % la parte del petróleo compartido que les correspondía, después de pagar impuestos, y rebajó la suya a 65 %.

Finalmente, desde 2008 en adelante, fecha que marcó el inicio de la quinta y última fase, hasta ahora, de la evolución de los contratos de producción compartida en Indonesia, al mismo tiempo que en ellos se establece: a) que la primera porción del petróleo producido (10 %) sea para el gobierno, sin compartirlo con la empresa; y, b) que sólo se reconocen como costos de operación recuperables del área de trabajo contratada los aprobados en el plan de desarrollo de los campos petroleros iniciales y subsiguientes; c) se ofrecen créditos a las empresas para que inviertan; y, d) se acepta negociar la proporción del petróleo compartido, después de impuestos. Estos últimos contratos obligan a las empresas a incluir partidas en sus presupuestos de costos recuperables para financiar y ejecutar estudios y programas de impacto ambiental en las áreas de trabajo y áreas circunvecinas; financiar y ejecutar programas de desarrollo comunitario, en consulta con los gobiernos locales o las comunidades vecinas del área de trabajo; y, limpiar y restaurar los sitios cuando terminen sus trabajos.

3. El atractivo de la producción compartida

Estas maneras de compartir históricamente el petróleo producido en Indonesia., además de mostrar las cinco fases por las que ha evolucionado el contrato específico, reflejan también los dos períodos por los que atraviesan generalmente los países o regiones abundantes en recursos naturales no renovables. Un primer período de auge, durante el cual el país o la región puede llegar a ser exportador neto del recurso (caso de Pensilvania y su petróleo en EUA durante la segunda mitad del siglo XIX), y hasta miembro de una organización internacional de exportadores (caso de Indonesia y su membresía de la OPEP desde 1962). Y, un segundo período de descenso, durante el cual el mismo país o región pasa a ser importador neto del recurso (los dos casos mencionados), y debe suspender su membresía de la organización internacional de exportadores (como lo hizo Indonesia de la OPEP en 2009).

En algunos de los contratos de producción compartida modernos se ha incorporado a la regalía como porcentaje de la producción bruta que debe pagarse al gobierno antes de recuperar los costos. Ese porcentaje puede ser: a) fijo, b) mínimo y c) variable, generalmente: c_1) en función de una escala móvil del volumen producido (el llamado *sliding scale royalty* en inglés), c_2) de la rentabilidad del yacimiento o c_3) de los beneficios netos de la empresa. Se ha incorporado también a la empresa extranjera como contratista de la empresa estatal y del gobierno, actuando juntos como una sola de las partes del contrato. Y se ha incorporado además a la producción compartida por tramos.

Sin embargo, cualquiera que sea el alcance económico, jurídico y político de estas modificaciones recientes, el contrato conserva aún los elementos de la estructura del diseño formal que lo individualizó y es desde hace tiempo el instrumento jurídico-económico preferido por los actores para desarrollar técnicamente el *usptream* en países como Indonesia, Malasia, Filipinas, China, Yemen, Angola, Guinea Ecuatorial, Nigeria, Tanzania, Gabón, Azerbaiyán, Rusia, Trinidad y Tobago, Perú, Guatemala, Cuba, Brasil y probablemente México. ¿Por qué? ¿Cuál es el atractivo que tiene este contrato para los actores?

El traslado del riesgo fiscal a la empresa estatal⁵, porque ella es la responsable de pagar los costos y los impuestos. Pero los Estados que son propietarios del recurso natural se ven particularmente atraídos por esta forma contractual debido a una razón histórica: “los contratos de

⁵ Wälde Thomas (1996). International Energy Investment. *Energy Law Journal*, Vol 17, N° 1, pp. 191-215

producción compartida representan un esfuerzo importante para igualar el desbalance histórico entre países productores de petróleo y compañías petroleras extranjeras”⁶. Y también a una razón pragmática: en estos contratos, el Estado no transfiere ni derechos de propiedad de las reservas una vez descubiertas ni derechos de propiedad de todos los recursos extraídos. Solo transfiere derechos de propiedad (título o *title* en inglés) de la parte del recurso extraído que corresponde a la empresa extranjera como petróleo-costo y como petróleo-beneficio, el resto es suyo. Esta característica distingue al contrato de producción compartida del contrato de arrendamiento de petróleo y gas (*oil and gas lease*) y de las concesiones petroleras, porque en estos dos últimos, la propiedad de todo el recurso extraído pertenece en boca de pozo (*well head*), generalmente, a la empresa petrolera. Y, para las empresas extranjeras, el contrato de producción compartida representa ahora, prácticamente, la única opción que tienen a su disposición para explorar y explotar petróleo y gas natural fuera de Norteamérica (donde predomina el contrato de arrendamiento de petróleo y gas), Europa Occidental (donde se usan licencias y permisos), algunos países de América Latina y el Caribe (donde se recurre a contratos de empresas mixtas o *joint ventures*) y en los países miembros de la OPEP que aceptan este tipo de contrato para la inversión extranjera en el *upstream* (Nigeria, Angola, Libia, Iraq, Emiratos Árabes Unidos).

Un documento de trabajo del Banco Mundial sobre sistemas fiscales aplicables a los hidrocarburos recomendó a los gobiernos de los países petroleros diseñar sistemas fiscales flexibles (con tasas progresivas de impuesto sobre la renta o reparto de producción), estables (sin reformas subsiguientes de las tasas impositivas ni creación de nuevos impuestos) y neutros (eliminar regalías, primas y límites a la recuperación de costos) para compartir la renta con las empresas extranjeras⁷. Pero otro documento académico sobre los contratos de producción compartida sugirió más bien a los gobiernos de los países petroleros: “imponer regalías para generar un flujo de ingresos mínimos garantizados”⁸, porque maximizar los costos recuperados minimiza el petróleo que queda para compartir.

⁶ Fabrikant Robert. Op. cit. p. 351

⁷ Tordo Silvana (2007). *Fiscal Systems for Hydrocarbons*. Washington, World Bank Working Paper N° 123.

⁸ Bindeman Kirsten (1998). *Production Sharing Agreements: An Economic Analysis*. Oxford, U.K., Oxford Institute for Energy Studies, WPM 25, October.