

CONTRATOS PETROLEROS



Cómo leerlos y entenderlos



BUILDING FLOURISHING COMMUNITIES

**Contratos petroleros.
Cómo leerlos y entenderlos.**

1a Edición.

1a Edición en inglés, 2012.

Traducción al español, 2013.

Publicado originalmente en 2012 bajo una Licencia *Creative Commons* por OpenOil UG y por el equipo de OpenOil para el *sprint* del libro (licencia: CC-BY-SA), con el nombre de: *Oil Contracts – How to Read and Understand them*.

Traducción al español realizada por Iliusi D. Vega del Valle y Eleonora Flores Ramírez.

CONTENIDOS

PRÓLOGO	1
Prólogo	2
CONTEXTO	7
Básicos del petróleo	8
La vida y tiempos de un proyecto petrolero	12
¿Qué es un contrato petrolero?	20
Nuestra familia de contratos	27
La anatomía de los contratos petroleros	30
LOS ACTORES Y EL GUIÓN	35
Las estrellas del show	36
Los roles que juegan	41
Gestión conjunta	52
El operador	57
EL DINERO	61
Mates, mitos y ejercicios de calentamiento mental	62
El juego de herramientas fiscales	65
Estrategias fiscales y soluciones	85
Comparando resultados	100
¿Qué tan grande es el pastel?	104
¿DESARROLLO ECONÓMICO?	113
Historia y evolución	114
Petróleo para la infraestructura	117
El rol de la compañía petrolera nacional	119
Empleo, abastecimiento y bienestar social	121

ASUNTOS AMBIENTALES, SOCIALES, DE SALUD Y DE SEGURIDAD	131
Es importante, ¿o no?	132
La etiqueta operativa	137
Antes de empezar	141
Cuando las cosas salen mal	147
Hora de limpiar	152
 ABOGADOS PARLOTEANDO	 157
Lidiando con las diferencias	158
Estabilización	166
Confidencialidad	172
 APÉNDICE	 179
Glosario	180

PRÓLOGO



PRÓLOGO

De aquí a que acabes esta oración, se habrán extraído otros 5000 barriles de petróleo del suelo. O 10 000 barriles al final de esta otra oración, con un valor de alrededor de un millón de dólares en el mercado mundial actual. Supongamos que creamos un “índice de producción mundial de petróleo” (IPMD) como medida del dinero, de igual forma en que un año luz mide distancias. El IPMD equivaldrá a un departamento espacioso en *Central Park* en un minuto, al rascacielos más costoso jamás construido –el “Burj Khalifa”– en una mañana, y al valor neto del *Facebook* de Mark Zuckerberg en dos semanas.

De forma alternativa, el IPMD podría rebasar el PIB de la República Democrática del Congo –un país con 70 millones de personas– en un día y medio, y al presupuesto anual de ayuda a África en cuatro días. Se requerirían, de hecho, alrededor de dos semanas del IPMD cada año para eliminar absolutamente la pobreza de los alrededor de 1.3 mil millones de personas en el mundo que subsisten con menos de 1.25 dólares diarios cada uno. No es noticia, claro está, que el petróleo genera mucho dinero, pero es bueno darse una idea de cuánto.

Los contratos petroleros expresan cómo se reparte este dinero y quién sale ganando. También determinan quién gestiona las operaciones y cómo se manejan los asuntos ambientales, de desarrollo económico local y de derechos de las comunidades. El valor de las acciones de ExxonMobil, la cuestión de quién es responsable de lo ocurrido con el *Deepwater Horizon*, si Uganda será capaz de frenar sus importaciones petroleras y cuánto cuesta calentar e iluminar los hogares de millones de personas, son todos asuntos que dependen directamente de las cláusulas de los contratos firmados entre gobiernos y compañías petroleras.

Durante la mayor parte de los 150 años en los que ha habido producción petrolera, estos contratos han permanecido ocultos, anidados en un gran secreto que abrazaba a todos los aspectos de la industria. Los gobiernos argumentaban prerrogativas de seguridad nacional, las compañías decían que la sensibilidad comercial impedía su disponibilidad.

Sin embargo, los últimos años han sido testigos de la emergencia de la idea de que estos contratos son de tal interés para la sociedad en general, que trascienden las consideraciones normales de confidencialidad en los negocios y por lo tanto deberían ser públicos. Unos cuantos gobiernos y compañías han publicado sus contratos. Ahora –finales del 2012–, instituciones académicas como la Universidad de Dundee, en GB, y ONGs como *Revenue Watch Institute* están empezando a recolectar los contratos que son de dominio público en bases de datos capaces de ser encontradas en internet.

La transparencia en los contratos es naturalmente la siguiente etapa en el movimiento de transparencia. Las iniciativas que empezaron alrededor del “*Resource Curse*”, en los años 90, a encabezar la creación en 2002 de la Iniciativa de Transparencia en la Industria Extractiva (EITI), han tenido éxito en abrir la conversación al público. Ahora, tanto los gobiernos como las compañías son conscientes de la importancia de la apertura y la ética empresarial. La Responsabilidad Social Empresarial, o CSR, surgió para contrarrestar lo sucedido con los llamados “diamantes de sangre”. Sin embargo, la opinión pública aún no tiene una comprensión sistemática del funcionamiento real de estas industrias titánicas. Algunas veces, activistas y periodistas penetran en

rincones oscuros y dejan al descubierto sobornos y acuerdos secretos, y ocasionalmente provocan una indignación pública que deriva en cambios. Pero la opinión pública mundial, alimentada por este carácter secreto, sigue teniendo gran desconfianza en la industria. En decenas de países alrededor del mundo, el debate público sigue careciendo de los documentos principales en el núcleo de este sector.

La retórica casual acerca de la confidencialidad de “el gobierno” o “el Estado” no es constructiva, pues equivoca –y subestima– la identificación del grado de (*dis-*)funcionalidad y asimetría de la información existente. Esta suele ser cosa del “Estado profundo” (o el Estado dentro del Estado), perteneciendo a un mundo de ayudas y asesores especiales con roles mal definidos, donde el aparato regulador del Estado también puede quedar al margen. En un país, los altos diplomáticos en sus ministerios de asuntos exteriores, carecen del más básico entendimiento de la industria que genera 90% de sus ingresos y que gobierna las relaciones con los países vecinos, con quienes comparte un porcentaje importante de sus campos petroleros. En otro, se ha negado al ministro de finanzas el acceso a los contratos petroleros, los cuales determinan qué parte de las ganancias él debería coleccionar de las empresas petroleras extranjeras. En un tercer país, una ronda de licitación ha fracasado y los contratos se retrasaron dos años debido a que no se regresó una llamada telefónica para aclarar detalles básicos. Ministros de economía, planeación y medio ambiente son consultados en raras ocasiones acerca de cómo los contratos podrían ser integrados en políticas gubernamentales más amplias.

Sin embargo, gracias al movimiento de vanguardia iniciado por gobiernos y empresas para hacer pública la información, ahora existe la oportunidad de crear entendimiento acerca de los contratos petroleros, con base en aquellos contratos que son de dominio público. Este libro es un primer intento de aprovechar esa oportunidad. Nuestro propósito es llegar al menos a diez mil personas alrededor del mundo relacionadas con la industria, con el gobierno o con el activismo por la transparencia alrededor de la misma, pero que tal vez no han tenido la oportunidad de acceder a una explicación profesional sobre los contratos petroleros y a la forma en que estos son negociados. Esperamos llegar a personas en el sector público y privado de 50 países, periodistas, servidores públicos y comunidades de negocios locales, así como promover un entendimiento más amplio de los procesos de negociación dentro de las empresas mismas.

Las secciones de este libro tienen la intención de guiar a lectores no especializados al entendimiento de los contratos por medio de una secuencia lógica. La primera sección crea la escenografía con el contexto de fondo. La segunda, donde se encuentran los actores, establece las partes formales de un contrato petrolero y las provisiones normales de quién hace qué y quién decide qué de acuerdo al contrato. La tercera sección, “El dinero”, va al centro de la negociación y trata todas las diferentes fuentes de ingreso y herramientas que construyen acuerdos financieros cada vez más complejos.

Posteriormente dedicamos dos secciones a temas que son poco manejados en los contratos, casi siempre de pasada y en el último momento. La sección cuatro trata como un todo los vínculos entre la industria petrolera y el desarrollo económico el país productor, como se negocia en el contrato, mientras que la sección cinco mira las cláusulas relacionadas con salud, seguridad y protección del medio ambiente. Finalmente, en la sección seis, “Abogados parloteando”, nos enfocamos en los aspectos puramente legales, procedimientos de disputa y arbitraje.

Citamos libremente a una familia de contratos petroleros, a lo largo del libro, que vienen de ocho países: Afganistán, Azerbaiyán, Brasil, Ghana, Indonesia, Irak, Libia y Timor Oriental. Estos países fueron seleccionados para representar varias estructuras en los contratos, representar varias etapas de desarrollo de la industria petrolera y, principalmente, porque son de dominio público. Nos referiremos a otros contratos de vez en cuando.

Este libro fue escrito en cinco días, desde el inicio hasta el final, usando la técnica pionera de *Booksprint* de Adam Hyde. Yo escribo este prefacio como la última intervención en un viernes por la tarde desde el Castillo Neuhausen, poco más de 100 horas después de que nos sentáramos a hacer el *storyboard* (o guión gráfico). Esto es una fuente de orgullo y a la vez nuestra primera y última defensa cuando nuestros colegas y la amplia comunidad señalen nuestras imprecisiones, vacíos y otros defectos, como esperamos y queremos que hagan.

El *Booksprint* es una técnica de escritura en colaboración de un poder impresionante, en la que los colegas constantemente generan una lluvia de ideas, escriben, editan y corrigen el estilo unos a otros en un flujo de trabajo que de alguna manera se las arregla para combinar gran fluidez con estructura. Pero inevitablemente, en un proceso de tanta rapidez habrá irregularidad y diferencias en el matiz, y tal vez al margen, en substancia entre una sección y otra. Es un trabajo de autoría colectiva publicado bajo la licencia *Creative Commons*, aunque esto no significa que cada uno de nosotros, o las afiliaciones que representamos, esté de acuerdo con cada afirmación hecha. Este libro es más un trabajo en equipo que un pensamiento grupal.

Los escritores de este libro son: Peter Eigen, fundador de Transparency International (Transparencia Internacional) y jefe fundador de la EITI; Cindy Kroon, del Instituto del Banco Mundial; Herbert M'cleod, de Sierra Leona; Susan Maples, Encargada de la Asesoría Legal de la Presidenta de Liberia Ellen Johnson Sirleaf; Nurlan Mustafayev, del departamento de asuntos legales en la State Oil Company of Azerbaijan Republic (SOCAR), compañía federal de petróleo de Azerbaiyán; Jay Park, un abogado de Norton Rose; Geoff Peters; Nadine Stillen, de la agencia para la cooperación internacional alemana (GIZ); Lynn Turyatamba, de la ONG International Alert en Uganda; Johnny West, fundador de la consultora OpenOil; y Sebastian Winkler, Director de la sección europea de Global Footprint Network. Todo el trabajo en el libro fue *pro bono* o encargado por las organizaciones para las que trabajamos. Si quieres escuchar a cada uno de nosotros hablando en nuestras propias palabras acerca del proyecto, visita: <http://openoil.net/booksprint>.

Adam Hyde, de SourceFabric (Líder de proyecto para *Booktype*) y BookSprints.net, facilitó el *Booksprint*, y Lynne Stuart diseñó el libro y el trabajo artístico del mismo. Los primeros lectores y correctores de estilo fueron el equipo de OpenOil, conformado por Steffi Heerwig, Robert Malies, Zara Rahman y Lucy Wallwork.

Recibimos asistencia financiera para escribir este libro de: Internews Europa, una organización de desarrollo de medios con sede en Londres; la revista Petroleum Economist (sin ninguna línea editorial de por medio, ya que quedaron plasmadas nuestras propias opiniones y errores); y el Ministerio Federal para la Cooperación Económica y el Desarrollo (BMZ), a través del GIZ.

Queremos que este libro sea el comienzo de una conversación pública más amplia acerca de los contratos petroleros. Será un documento vivo, sujeto a la crítica constante en la Red y a revisiones periódicas. Cualquiera puede

descargarlo en cualquier momento, adaptarlo, imprimirlo y venderlo. Por favor ten en mente que de cualquier manera, debido a que nuestro trabajo es una licencia *Creative Commons* y a la mano de todos, los términos de copyright (derechos de autor) dicen que tú heredas los términos de dicha licencia y cualquier trabajo tuyo basado en el nuestro estará también legalmente bajo la misma licencia.

Buscamos que el libro se convierta en la base para versiones locales que tomen en cuenta los contratos petroleros país por país. No hay razón por la cual no haya, de aquí a tres años, un libro con redacción independiente y técnicamente informado, disponible para el público y libre de cobro, para cada país en el mundo con una industria petrolera (o esperando desarrollar una). Dicho libro debería conjuntar a un grupo de profesionales de un gran rango de disciplinas, comprensivos pero objetivos, que analicen el corazón de los contratos nacionales. Estaríamos encantados de ayudar a que esto suceda con cualquier país productor que tenga interés.

También queremos que esto sea la base de cursos de entrenamiento, impartidos en todas las localidades e idiomas relevantes, que acerquen a una audiencia, mucho más amplia que la que ha tenido la oportunidad de interesarse hasta ahora, a un entendimiento integral de los contratos petroleros.

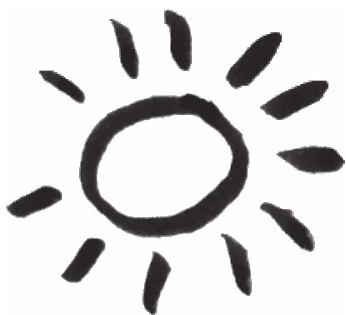
Creemos que estos contratos, a pesar de que no fueron escritos con el público en mente, con un poco de esfuerzo se pueden llegar a entender a un nivel que permita una discusión pública real, madura e informada. Esperamos que después de leer este libro estés de acuerdo.

Johnny West

Fundador de OpenOil.net

johnny.west@openoil.net

CONTEXTO



BÁSICOS DEL PETRÓLEO

Lo usas en tu auto, calienta tu casa, hace volar aviones. Un día lo habremos dejado atrás, pero no todavía. Petróleo. El material detrás de estas funciones esenciales que literalmente impulsan el mundo, está hecho de cadenas de carbón e hidrógeno, conocidas como hidrocarburos, formados por la compresión de materia orgánica a través de cientos de millones de años. Cosas viejas que conducen la era moderna. Aceite, gas, petróleo, diesel, gas butano –todos vienen de hidrocarburos bajo la superficie de la tierra que son refinados para hacerlos más útiles para nosotros. Este libro habla acerca de los contratos que hacen posible encontrar y producir esta sustancia en este preciso momento.



Generalmente usamos el término “petróleo” para referirnos tanto al petróleo como al gas, porque ambos contienen hidrocarburos y porque se encuentran frecuentemente en la misma localidad. Usaremos la misma terminología en este libro.

Probablemente la primera cosa que viene a tu mente cuando piensas en los productos que se pueden hacer a partir del petróleo es: combustible. Sin embargo, hay otros productos y numerosos materiales que contienen petróleo o gas, como pasta de dientes, velas, medicinas y hasta computadoras. Esto también explica por qué actualmente el petróleo es de extrema importancia en nuestras vidas.

Históricamente, los contratos petroleros fueron diseñados con el petróleo crudo en mente, y esto continúa dominando la lógica y la estructura de los contratos hoy en día. Hace muy poco el gas también se convirtió en un recurso valioso. Antiguamente la industria petrolera decía: «¿Qué es peor que no encontrar petróleo? ¡Encontrar gas!» Esto ya no es verdad, en la medida en que el gas se ha tornado altamente viable comercialmente. Sin embargo, no todos los contratos alrededor del mundo han alcanzado aún esta realidad.

El gas natural, o simplemente gas, es usualmente clasificado dentro de los contratos como **gas no asociado** o como **gas asociado**. El gas no asociado hace referencia a las reservas de gas que contienen sólo gas y no petróleo, mientras que el gas asociado se encuentra junto con el petróleo crudo. Las implicaciones de esta clasificación pueden tener largos alcances y afectar las consideraciones ambientales, sociales, políticas, fiscales y tecnológicas. Los países con depósitos de gas significativos, típicamente plantearán estas consideraciones con mucho mayor detalle en sus contratos que los países que primordialmente cuentan con reservas de petróleo crudo.

Ejemplo: En 2011, 88 millones de barriles de crudo fueron producidos por día alrededor del mundo; un barril contiene aproximadamente 160 litros o cerca de 44 galones americanos. 317 mil millones de pies cúbicos (bcf) de gas natural se produjeron diariamente.

Operaciones costa afuera y dentro de la costa

Las operaciones petroleras pueden ser dentro de la costa o costa afuera. Algunos países tienen contratos separados para la extracción costa afuera y

dentro de la costa, mientras que otros los tratan de forma diferenciada dentro de un mismo contrato. En lo que debería ser uno de los términos más directos y sencillos usados en este libro, las extracciones dentro de la costa se refieren a las operaciones que se dan en tierra firme, mientras que las operaciones costa afuera, o submarinas, tienen lugar en el mar y a través del lecho marino.

El siguiente diagrama muestra tres tipos de extracción petrolera y sus costos comparativos.

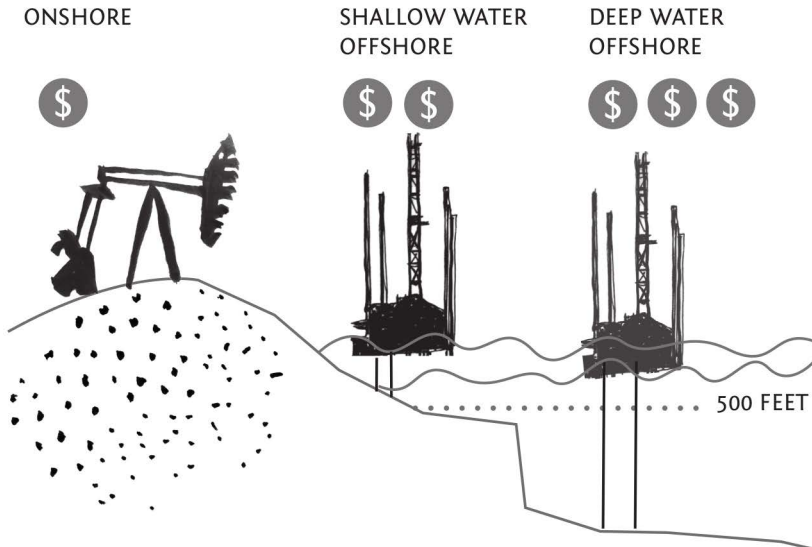


Figura: "Los costos comparativos de la producción petrolera". Las operaciones dentro de costa, o en tierra firme, son menos costosas. El costo incrementa en las extracciones en aguas someras (a menos de 500 pies de profundidad). Finalmente, las operaciones en aguas profundas son las más costosas.

Las extracciones costa afuera son más costosas que las operaciones dentro de la costa debido al tipo de instalaciones y estructuras requeridas. La perforación en aguas profundas es mucho más costosa que la perforación en aguas someras debido a que las plataformas son técnicamente más difíciles de construir. Estas consideraciones son tratadas en los contratos al incluir incentivos financieros (por ejemplo con la reducción de impuestos) para aquellas operaciones y etapas de producción que son más difíciles, riesgosas y costosas para el contratista.



En el momento en que escribimos este libro, a finales del 2012, empezaron a surgir las tendencias que muestran que el precio a la alza del crudo lo ha hecho rentable para compañías que invierten cada vez más en operaciones en aguas profundas. La disminución en ingresos de las operaciones dentro de la costa y en aguas someras, así como los avances técnicos, han hecho más atractivas a las operaciones en aguas profundas, a pesar de su costo.

Convencional versus no convencional

Hojeando los periódicos, uno lee acerca de gente que protesta molesta por los desarrollos petroleros “no convencionales” en tierra agrícola prístina, o que Francia está considerando prohibirlos. Pero, ¿qué es el petróleo no convencional? O, ¿qué es petróleo convencional? La distinción entre las operaciones convencionales y las no convencionales consiste en la manera, la facilidad y el costo asociado con la extracción del petróleo.

La extracción convencional de petróleo emplea pozos petroleros tradicionales y la no convencional emplea tecnologías y metodologías nuevas y emergentes que permiten el acceso a reservas de más difícil acceso, como las que se encuentran en esquistos bituminosos y arenas bituminosas.

El gas convencional es generalmente gas libre atrapado en formaciones rocosas y es más fácil de extraer. Las reservas de gas no convencional incluyen *tight gas* (gas comprimido o atrapado en rocas de baja permeabilidad), gas metano de carbón, hidratos de gas, y shale gas (o gas de esquistos bituminosos, el cual se encuentra en esquistos sedimentarios). Perforar para extraer gas no convencional puede ser más caro que para extraer gas convencional. El suministro de gas extraído de reservas no convencionales y el interés por el mismo, están creciendo rápidamente, principalmente debido a los avances tecnológicos, pero...

... como se plantea en este libro, la mayoría de los contratos no proporciona los atributos únicos del gas no convencional.

El precio del petróleo

El precio del petróleo es otro elemento que atrapa la atención de los encabezados. Todos sabemos que está ahí afuera, pero probablemente no nos detenemos a pensar en detalles tan a menudo.

¿Qué significa que «el petróleo está a US \$100»? ¿Todo el crudo? ¿Algún crudo? La respuesta a esto es «algún crudo».

El petróleo se compra y vende a muy diferentes precios alrededor del mundo, a pesar de que tiende a ser comparado o «referenciado» bajo ciertos estándares comunes.

- En el caso del petróleo, los crudos más usados son el West Texas Intermediate (WTI) y el Brent, o sus mezclas.
- En el caso del gas, el más común es el Henry Hubb.

Estos estándares o puntos de referencia, que son los precios que acaparan los encabezados, son usados para determinar los precios del petróleo y gas producido en cualquier otra parte del mundo. Esto será discutido después con mayor detalle, en el capítulo «¿Qué tan grande es el pastel?».

Valoración futura

Una pregunta crítica y arduamente debatida es: ¿cuál será el futuro precio del petróleo? Desafortunadamente no hay una respuesta única o fácil a esta pregunta. Lo que determina los precios del petróleo es un tema de mucho debate: el consumo global de petróleo, los patrones de crecimiento económico, las novedades tecnológicas y las dinámicas políticas en los países productores.

De cualquier manera, este no es el tema de este libro y será algo que le dejaremos a los expertos.



Tanto los contratistas como los países están extremadamente atentos a la incertidumbre que rodea al futuro precio del petróleo. Ambos tratan de explicar y dar cuenta de lo que pasa tanto en los sistemas financieros como en los contratos petroleros para que los inversionistas puedan aprovechar las condiciones favorables del mercado y a la vez estar protegidos cuando esas condiciones cambien.

Tendencias futuras en los contratos

Históricamente, el precio del petróleo ha ocasionado cambios fundamentales en los negocios petroleros y en los contratos que los sustentan. A finales de los años 1960 y durante la década de los 1970, la famosa primera ola de nacionalización de los recursos naturales condujo a la creación de una nueva forma de contrato: el **contrato de producción compartida** (*Production Sharing Contract* o **PSC**).

Hoy en día, con el precio del petróleo elevándose, hay un movimiento social que va en aumento en los países ricos en recursos naturales, quienes quieren una prueba visible de que sus recursos naturales están beneficiándolos directamente. Desde su posición como ciudadanos del país, y por lo tanto como copropietarios del recurso, hay un llamado a la renegociación de los contratos y a la formación de nuevos contratos que aborden este asunto.

¿Qué significa todo esto para los contratos petroleros, tema de este libro?

Quién sabe, es la respuesta corta. Parece que la búsqueda de petróleo continuará, al menos en el corto plazo, con el desarrollo de tecnologías de extracción. Tal vez esto producirá un montón de nuevos contratos petroleros entre compañías y gobiernos que abarquen todos estos nuevos métodos de extracción. Pero puede que no.

Los contratos más viejos, de los días de Edwin Drake en Pennsylvania en 1859, no eran drásticamente diferentes en sus niveles más fundamentales que muchos de los contratos de hoy. ¿Es tiempo de caminar hacia adelante? ¿De mantener lo que tenemos? ¿De una combinación de ambas?

No pregonamos que lo sabemos, y eso probablemente depende de a quién se le pregunta; lo que nosotros realmente esperamos es que este libro te permita involucrarte en esta discusión y hacer preguntas que te conduzcan a una respuesta. Los contratos y leyes en el sector petrolero son frecuentemente reformados por varias razones de políticas y este libro está diseñado para ayudar al lector a involucrarse en este proceso activamente.

LA VIDA Y TIEMPOS DE UN PROYECTO PETROLERO

El petróleo no dura para siempre. Es un recurso no renovable. Esto fundamentalmente conduce las decisiones de negocios de las compañías, ya que una parte clave de los proyectos petroleros es que la mayoría están estructurados para contemplar el periodo de vida completo de un proyecto, su comienzo, desarrollo y final. Las etapas claves de la vida de un proyecto (u «operaciones petroleras») son:

- **Explorar** para encontrarlo, en primer lugar.
- **Desarrollar** la infraestructura para sacarlo.
- **Producir** (y vender) el petróleo que has encontrado.
- **Abandonar** cuando se acaba y limpiar («desmantelamiento»).

Cada una de estas etapas es desglosada y discutida en detalle más adelante.

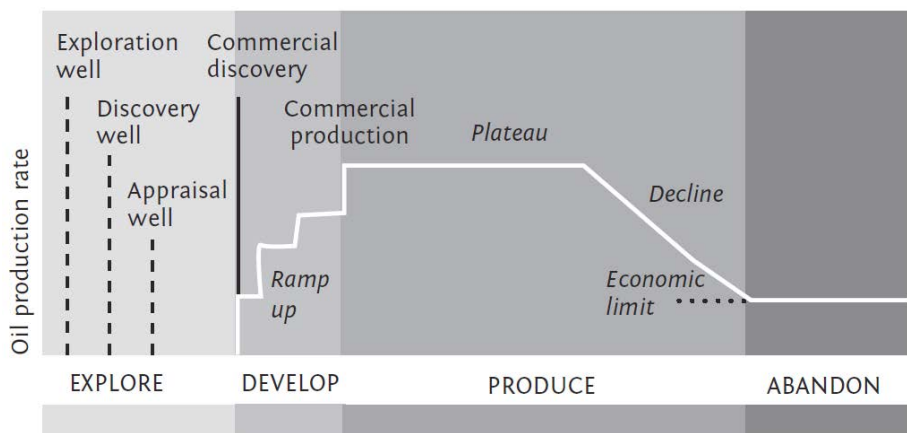


Figura: "Ejemplo de la tasa de producción petrolera en una línea de tiempo". Durante la exploración primero se hace la exploración del pozo (pozo de exploración), después se descubre el pozo (pozo de descubrimiento) y se valora (pozo de aforo); en la etapa de desarrollo se da el descubrimiento comercial y el inicio e incremento de la producción comercial; en la etapa de producción se da un periodo de estabilidad (plateau de la producción) y finalmente un declive en la producción que, al llegar al límite mínimo de beneficio económico, deriva en la etapa de abandono del proyecto.

Explorar

El petróleo raramente se encuentra en la superficie de la Tierra. Es muy poco probable (aunque muy afortunado) que uno pise un charco de petróleo, aunque cuando esto ocurre se le conoce como un «afloramiento» (o *seep*), que significa lo que uno podría pensar que significa: petróleo debajo de la superficie ha «trepad» desde debajo para «colarse» a la superficie. En los primeros

años del descubrimiento del petróleo, los seeps fueron probablemente una de las mejores maneras de encontrar petróleo y gas. El petróleo aún aflora a la superficie de la tierra en muchas partes del mundo. Sin embargo, el hallazgo de un «afloramiento» no implica un boom en la producción de petróleo. Hoy en día usamos mucho más los medios científicos y el uso intensivo de datos para encontrar petróleo debajo de la superficie de la tierra.

Estudios sísmicos

Hoy en día, los métodos geológicos de exploración conocidos como estudios sísmicos (o –más fácilmente– la «sísmica») son usualmente el punto de partida de cualquier esfuerzo de exploración petrolera. La esencia de los estudios sísmicos es usar ondas sonoras, que son disparadas hacia el interior de la tierra, para “ver” lo que hay en el subsuelo. A pesar de que muchas veces se dice que uno no puede tener certeza de que el petróleo estará en una cierta localidad hasta que el pozo de exploración sea perforado, los estudios sísmicos ayudan a incrementar la confianza de que la perforación –una misión cara– en cierto lugar vale la pena. En otras palabras, los estudios sísmicos ayudan a subir en la “escala de confianza”.

Comúnmente se encuentran varios tipos de roca, agua y sal debajo de la superficie de la tierra, y todos estos reaccionan de modo diferente cuando una onda de sonido los golpea. Grandes cantidades de datos son capturados en este proceso y usados para producir una imagen de lo que yace debajo de la superficie de la tierra.

Como la tecnología informática ha mejorado, la sísmica ha sido capaz de manejar grandes y complejas cantidades de datos, aunque el precio de obtenerlos e interpretarlos implica incrementar también los costos. Por eso es que en algunos contratos verás el tipo de estudio sísmico requerido (por ejemplo 2D versus 3D), cuántos kilómetros de datos sísmicos tienen que ser recabados (o «shot», en el argot industrial internacional) y, de forma específica, que los resultados de los estudios deben ser interpretados y entregados al gobierno anfitrión.

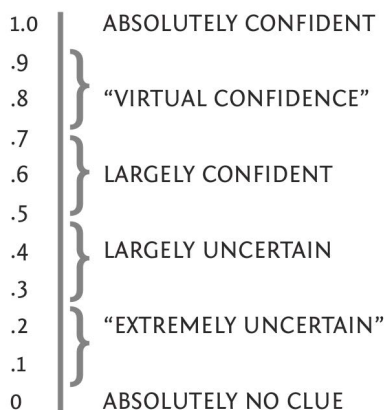


Figura: “Los estudios sísmicos ayudan a subir en la escala de confianza”. Del cero al uno, siendo cero la absoluta incertidumbre, la confianza va pasando por «extremadamente incierto», muy incierto, más confiable y «virtualmente confiable», hasta llegar a la confianza absoluta en el número uno.

EXCERPT FROM TIMOR-LESTE JPDA S-06-01:

4.1 – “In each Contract Year mentioned below, the Contractors shall carry out an Exploration Work Programme and Budget of not less than the amount of work specified for that Contract Year:

Contact Year 1: Acquisition, processing and interpretation of 1150km 2D seismic data”.

EXTRACTO DEL JPDA S-06-01 DE TIMOR ORIENTAL:

4.1.– «En cada año del contrato mencionado a continuación, los contratistas deberán llevar a cabo un programa y un presupuesto de trabajos de exploración, no menor a la cantidad de trabajo especificada para dicho año del contrato:

Primer año del contrato: adquisición, procesamiento e interpretación de 1150 km de datos sísmicos en 2D».

Perforación de exploración

Si los estudios sísmicos generan resultados prometedores –algunas veces llamados *lead*– entonces la siguiente fase de la exploración será típicamente perforar un pozo de exploración o pozo exploratorio. En éste, una broca de perforación extraordinariamente larga se introduce en la superficie de la tierra para extraer un «testigo» (o *core*) o muestra cilíndrica de esa porción de la tierra.

EXCERPT FROM GHANA PETROLEUM AGREEMENT WITH TULLOW, KOSMOS, AND SABRE MARCH 10, 2006:

“‘Exploration’ or ‘Exploration Operations’ means the search for Petroleum by geological, geophysical and other methods and the drilling of Exploration Well(s) and includes any activity in connection therewith or in preparation thereof and any relevant process and appraisal work, including technical and economic feasibility studies, that may be carried out to determine whether a Discovery of Petroleum constitutes a Commercial Discovery”.

EXTRACTO DEL ACUERDO PETROLERO DE GHANA CON TULLOW, KOSMOS Y SABRE DEL 10 DE MARZO DE 2006:

«La “exploración” u “operaciones de exploración”, significa la búsqueda de petróleo por métodos geológicos, geofísicos u otros, así como la perforación de pozo(s) de exploración, e incluye cualquier actividad en conexión con o en preparación de la misma, así como cualquier proceso relevante y cualquier trabajo de valoración, incluyendo estudios de factibilidad técnica y económica, que puedan ser llevadas a cabo para determinar si el descubrimiento petrolero constituye un descubrimiento comercialmente viable».

Aún cuando se realicen estudios sísmicos para ayudar a subir en la escala de confianza, uno necesita perforar numerosos pozos para establecer lo que en realidad está debajo de la superficie de la tierra.

Una frecuente comparación con la perforación exploratoria (particularmente en aguas profundas) es tratar de colocar una pajilla extremadamente larga en una botella desde la cima de un rascacielos y luego beber de ella. Por supuesto, hay muchas áreas donde se sabe que existen hidrocarburos, aunque pueden no estar igualmente distribuidos. En estos casos también se necesitan los estudios sísmicos para incrementar las posibilidades de “dar en el blanco”.

Debido a que la mayoría de nosotros usamos combustible en nuestros autos, el cual vemos como un líquido, muchos de nosotros pensamos que el petróleo se encuentra en fuentes parecidas a lagos debajo de la superficie de la tierra. En realidad, éste se encuentra en espacios o grietas dentro de las formaciones rocosas y necesita varias técnicas para ser extraído (liberar presión, crear presión, etc.). Uno puede imaginarse este proceso como tratar beber con una pajita una malteada en un vaso con mucho hielo triturado.

Debido a que no hay en el mundo una cantidad estándar de tiempo durante la cual uno debe realizar estudios sísmicos y perforar los pozos exploratorios, estos estudios y perforaciones, así como la interpretación de sus resultados, toman meses, en el mejor de los casos, y frecuentemente entre 2 y 4 años.

Descubrimiento y evaluación

Déjanos asumir que, afortunado tú, encontraste hidrocarburos mientras perforabas; ¡has «descubierto» petróleo! ¿Ya llega el pago? Parece que todavía no. Tú puedes haber «descubierto» hidrocarburos, pero la pregunta es, ¿qué tanto encontraste? ¿Suficiente para que valga la pena, para que sea «comercialmente viable» o para que sea económico desarrollar y producir? Lo que necesitas hacer es: «evaluar» el descubrimiento.

La evaluación implica más perforaciones y estudios sísmicos para evaluar lo que has descubierto, pero a un nivel de precisión mayor. Esto llevará a descubrimientos geológicos más detallados y a involucrar el asesoramiento y reflexión sobre cómo se construirá la infraestructura necesaria para producir el petróleo que has encontrado. Seguro querrás saber más sobre:

- ° La composición química de los diferentes depósitos de hidrocarburos.
- ° La cantidad de reservas en el área.
- ° Cómo sacar estos hidrocarburos del subsuelo (si es que se ha visto que el descubrimiento es de importancia comercial).

EXCERPT FROM GHANA PETROLEUM AGREEMENT WITH TULLOW, KOSMOS, AND SABRE MARCH 10, 2006:

“‘Discovery’ means finding during Exploration Operations an accumulation of Petroleum not previously known or proven to have existed, which is recovered or recoverable at the surface in a flow measurable by conventional petroleum industry testing methods;

‘Appraisal Programme’ means a programme carried out for the purposes of delineating the accumulation of Petroleum to which that Discovery relates in terms of thickness and lateral extent and estimating the quantity of recoverable Petroleum therein”.

EXTRACTO DEL ACUERDO PETROLERO DE GHANA CON TULLOW, KOSMOS Y SABRE DE MARZO 10, 2006:

«“Descubrimiento” significa encontrar, durante las operaciones de exploración, una acumulación de petróleo no conocida previamente o de probada existencia, la cual es recuperada o es recuperable en la superficie en un flujo medible por métodos convencionales de prueba de la industria petrolera.

“Programa de evaluación” (o appraisal programme) significa llevar a cabo un programa con el propósito de delinear la acumulación de petróleo al que tal descubrimiento se refiere en términos de grosor y extensión lateral y estimando la cantidad de petróleo recuperable ahí dentro».

¿Descubrimiento comercial o no?

Una vez que se han encontrado hidrocarburos en cantidades suficientes y con un costo económicamente viable de extracción, el descubrimiento se convierte en un «descubrimiento comercial». Es muy importante enfatizar aquí que un descubrimiento comercial no es un término geológico, sino un término de negocios. Por esta razón, la cantidad de tiempo que toma una valoración dependerá de:

- ° Las consideraciones de negocios de la compañía que encontró el petróleo.
- ° Las leyes y regulaciones locales que determinan los procesos de desarrollo.

EXCERPT FROM TIMOR-LESTE JPDA S-06-01:

“‘Commercial Discovery’ means a discovery of Petroleum that a Contractor declares commercial as contemplated in Section 4.10”.

EXTRACTO DEL JPDA S-06-01 DE TIMOR ORIENTAL:

«“Descubrimiento Comercial” significa un descubrimiento de petróleo que el contratista declara comercial según se contempla en la sección 4.10».

Desarrollo

Una vez que has explorado, descubierto y valorado un depósito de petróleo, y determinado el costo para obtenerlo del subsuelo, la próxima etapa es desarrollar la infraestructura para extraerlo. Dependiendo de un número de factores, que incluyen la geología, ubicación y regulaciones locales, necesitarás determinar el mejor camino para obtener tus hidrocarburos del suelo y llevarlos al mercado.

Esto puede incluir decisiones acerca de cuántos pozos perforar (¡sí, puede haber más de uno, puede haber muchos!), qué tipo de plataforma construirás o si no construirás ninguna. Cada vez más, los desarrollos petroleros costa afuera están usando estructuras tipo barco para extraer el petróleo, llamadas “unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga” (*Floating Production, Storage and Offloading* o FPSO), o diferentes variantes (como las FPO o FPS) que sólo realizan algunas de estas funciones.

La duración de la fase de desarrollo raramente es menor a varios años. Consideraciones de ingeniería, comunitarias y comerciales, entre otras, influyen en el tipo y escala de la infraestructura que será usada para extraer el petróleo. Esta es la fase que requiere la mayor cantidad de dinero en el ciclo de vida (las más «capital intensivas»). Mientras que la perforación exploratoria de pozos fuera de costa puede llegar a costar cientos de millones de dólares, en ambientes complejos, difíciles y de gran escala para la extracción de petróleo, ¡el costo puede llegar a las decenas de miles de millones de dólares!

Producción

Después de una larga espera –tal vez después de una década del inicio de la exploración– el petróleo o el gas finalmente fluyen. Como varios pozos están “en línea”, el petróleo fluirá en cantidades crecientes mientras la producción incrementa. En algún punto, una vez que el primer desarrollo mayor ha sido completado, probado y refinado de cualquier error en el sistema, habrá «producción comercial». Esto ocurre cuando el petróleo está finalmente fluyendo en la tasa esperada por un periodo más o menos de un mes. ¿Cuánto tiempo durará la producción? Esto depende de muchos factores, pero probablemente el más significativo sea el tamaño del descubrimiento.

EXCERPT FROM GHANA PETROLEUM AGREEMENT WITH TULLOW, KOSMOS, AND SABRE MARCH 10, 2006:

“Date of Commencement of Commercial Production’ means in respect of each Development and Production Area, the date on which production of petroleum under a programme of regular production, lifting and sale commences”.

EXTRACTO DEL ACUERDO PETROLERO DE GHANA CON TULLOW, KOSMOS Y SABRE MARZO 10, 2006:

«Fecha del comienzo de la producción comercial” significa, respecto a cada área de desarrollo y producción, la fecha de inicio de producción de petróleo bajo un programa de producción, levantamiento y comercialización regular».

EXCERPT FROM TIMOR-LESTE JPDA S-06-01:

“‘Commercial Production’ occurs on the first day of the first period of thirty (30) consecutive days during which production is not less than the level of regular production delivered for sale determined by the Ministry as part of the approval of, or amendment to, a Development Plan, averaged over no less than twenty-five (25) days in the period”.

EXTRACTO DEL JPDA S-06-01 DE TIMOR ORIENTAL:

«La “producción comercial” ocurre en el primer día del primer periodo de treinta (30) días consecutivos durante los cuales la producción –el valor promedio de al menos veinticinco (25) días en el periodo– no es menor que el nivel de producción regular destinado a ventas determinado por el Ministerio (o Secretaría, según el país) como parte de la aprobación de, o de la enmienda a, un plan de desarrollo».

Abandono

En cualquier parte después de alrededor de siete años de producción para áreas pequeñas hasta cincuenta años o más para las gigantes, es tiempo de tomar todo el «acero y metal», tapar los pozos de producción y restaurar el ambiente a su estado original. Una alternativa común es cuando el contratista turna la actividad al Estado, de manera que éste puede continuar las operaciones y eventualmente abandonar actividades en un tiempo posterior. Este proceso es referido generalmente como «desmantelamiento» o «abandono».

EXCERPT FROM TIMOR-LESTE JPDA S-06-01:

“‘Commercial Production’ occurs on the first day of the first period of thirty (30) consecutive days during which production is not less than the level of regular production delivered for sale determined by the Ministry as part of the approval of, or amendment to, a Development Plan, averaged over no less than twenty-five (25) days in the period”.

EXTRACTO DEL JPDA S-06-01 DE TIMOR ORIENTAL:

«“Desmantelamiento” significa, con respecto al área de contrato o parte de la misma, según sea el caso, a abandonar, desmantelar, transferir, remover y/o desechar estructuras, instalaciones, equipo y otras propiedades, y otros trabajos usados en las operaciones petroleras en el área, para limpiarla y hacerla buena y segura, y proteger el ambiente».

Es importante notar que en este momento probablemente quedará una cantidad significativa de petróleo en el terreno. Esto puede ocurrir debido a que el sistema financiero asentado en el país hace que la producción continua no sea económica y/o que tecnológicamente deje de ser rentable el modo de producir

petróleo. Los temas ambientales relativos al abandono son discutidos en el capítulo «Los asuntos ambientales, sociales, de salud y de seguridad», mientras que la economía del proyecto y su impacto en la producción son discutidas en el capítulo «El dinero».

Otros factores que pueden ocasionar que un contratista ponga en pausa o incluso cese indefinidamente las operaciones, pueden, a pesar de todo, no desencadenar la obligación contractual del desmantelamiento. Estos factores pueden incluir asuntos de seguridad, inconformidad social o inestabilidad política. Estos “eventos de fuerza mayor” pueden no terminar el contrato sino suspender las obligaciones del contratista hasta que las operaciones puedan ser reanudadas.



En numerosos países, un contrato, licencia o concesión puede cubrir varios campos simultáneamente. Esto significa que múltiples áreas, cada una en su respectiva etapa, pueden estar activas bajo un mismo contrato, como se muestra en el diagrama siguiente.

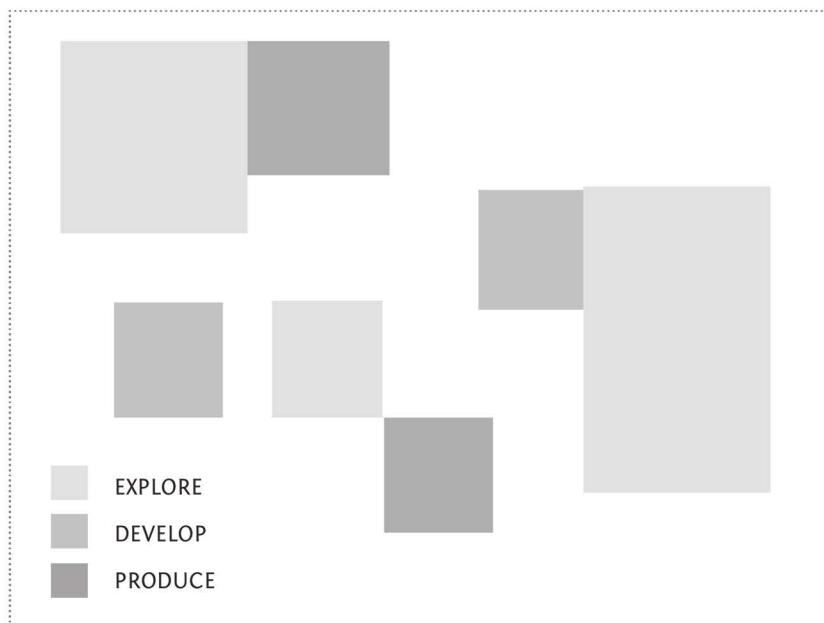


Figura: “Las etapas de actividad petrolera en un área de contrato”. Se puede ver que las diferentes áreas están a su vez en diferentes etapas del proceso y que todas pertenecen a una misma área de contrato.

¿QUÉ ES UN CONTRATO PETROLERO?

Los expertos calculan que para un proyecto grande de extracción de recursos naturales, habrá que construir, operar y financiar más de 100 contratos –y todos ellos pueden caer en la amplia categoría de “contratos petroleros”. Además pueden haber más de 100 partes involucradas, incluyendo:

- Gobiernos y sus compañías petroleras nacionales (National Oil Companies o NOC), como Gazprom o Petronas.
 - Compañías petroleras internacionales (International Oil Companies o IOC), como BP, Exxon, Chevron o CNOOC.
 - Bancos privados y prestamistas públicos, como JP Morgan o el Banco Mundial.
 - Empresas de ingeniería, compañías de perforación y operadores de equipo de perforación, como Halliburton, Schlumberger o Technip.
 - Compañías de transporte, refinación y comercio, como Hess, Glencore, Trafigura o Koch Industries.
- ... Y muchas más.

Entre estos muchos contratos, el más importante es el que se da entre el gobierno y la IOC. Este es el tipo de contrato al que nos referiremos en este libro. Todos los demás contratos deberán ser consistentes con y dependientes de este contrato; estos son conocidos colectivamente como contratos «subsidiarios», «auxiliares» o «accesorios».

Este contrato es conocido más comúnmente en la industria como **«contrato del gobierno anfitrión»** porque es un contrato entre un gobierno (a nombre de la nación y de su gente) y una compañía o compañías (que están siendo hospedadas). Es a través de este contrato que el gobierno anfitrión concede legalmente derechos a las compañías petroleras para llevar a cabo «operaciones petroleras». Este contrato aparece en los países alrededor del mundo bajo muchos nombres:

- Contrato petrolero.
- Acuerdo de exploración y producción (o E&P).
- Contrato de exploración y explotación.
- Concesión.
- Acuerdo de licencia (o *license agreement*).
- Acuerdo de producción compartida (*Petroleum Sharing Agreement* o PSA).
- Contrato de producción compartida (*Production Sharing Contract* o PSC).



En este libro, de ahora en adelante, usaremos el término «contrato petrolero» para referirnos únicamente al contrato del gobierno anfitrión. Otros términos serán definidos en el camino, y serán listados en el Glosario para referencias futuras.

De cualquier modo, una pequeña minoría de países no seguirán esta aproximación a la extracción petrolera. Podrán, en vez de eso, manejar la mayoría de sus procesos extractivos ellos mismos, removiendo por lo tanto, la necesidad de compartir con una IOC y la necesidad de un contrato del gobierno anfitrión. Ejemplos de esto incluyen a la compañía saudí Aramco, que es la compañía petrolera nacional de Arabia Saudita, y Pemex, de México.

El régimen petrolero

Supongamos que tienes un contrato petrolero en tus manos. ¿Tienes todo lo que necesitas para entender la relación entre el gobierno y los contratistas sólo con leer el contrato? No.

Lo diremos una vez más y seguramente de nuevo: los contratos petroleros son una característica clave, bajo una constelación o red formada por otras leyes y regulaciones, y sobre muchos otros subcontratos y contratos accesorios. Estos serán nombrados en el contrato, pero no serán explícitamente descritos, explicados o reescritos.

Esta red de leyes y regulaciones relacionadas al petróleo dentro de un país particular es conocido como el «régimen petrolero». El régimen petrolero puede ser pensado como una jerarquía, empezando por la Constitución del país en cuestión y terminando con el contrato petrolero.

Constitución

La Constitución establecerá la autoridad para que un gobierno cree leyes y las haga cumplir. También puede hacer referencia a la propiedad de los recursos naturales del país y, en este caso, tradicionalmente establece que los recursos son propiedad de los ciudadanos de la nación, o mantenidos para su beneficio por el gobierno actual.

Leyes y regulaciones

Después viene la ley petrolera, la cual contiene reglas específicas relacionadas con los derechos y responsabilidades concedidas en el contrato. Otras leyes formarán una parte importante del «régimen petrolero», incluyendo, por ejemplo, las ambientales, las de salud y de seguridad, las fiscales y las laborales.

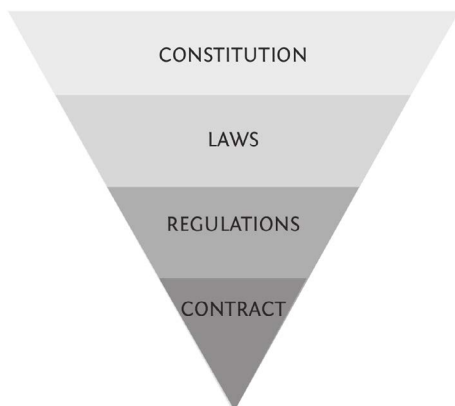


Figura: "Aplicabilidad de la ley: del todo al uno". En orden de importancia están: primero, la Constitución; luego, las leyes y las regulaciones; y finalmente, el contrato.

EXCERPT FROM GHANA MODEL PETROLEUM AGREEMENT:

10.2 – “The chargeable income of Contractor is determined under section 2 of the Petroleum Income Tax Law”.

EXTRACTO DEL MODELO DE ACUERDO PETROLERO DE GHANA:

10.2.– «Los ingresos imputables del Contratista están determinado dentro de la sección 2 de la Ley sobre el impuesto sobre la renta».

Después, puede haber regulaciones petroleras, hechas en concordancia con la ley petrolera. Mientras nos movemos hacia abajo en la jerarquía, de la Constitución a las leyes y a las regulaciones petroleras, las reglas relacionadas con la explotación del petróleo se vuelven más detalladas y específicas.

Contratos

Así pues, el contrato petrolero es simplemente una parte del régimen petrolero que gobierna los recursos petroleros. Este es, sin embargo, quien define las particularidades y derechos que son esenciales para cualquier compañía que quiere explorar y extraer dentro de un país.

También es importante resaltar que el contrato puede “asentarse” en diferentes sitios dentro de los diferentes regímenes petroleros nacionales. Por ejemplo, en el País A, el contrato puede contener una gran cantidad de detalles o hasta constituir una ley en sí mismo, mientras que en el País B, puede estar fuertemente respaldado por leyes ya existentes, regulaciones y la Constitución del país.

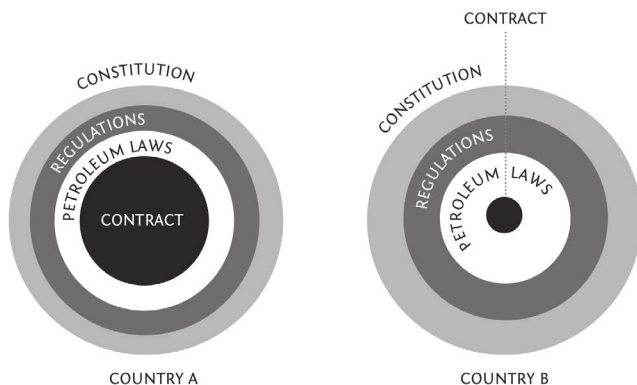


Figura: “Diferentes regímenes petroleros”. En el país A, el contrato puede contener una gran cantidad de detalles o hasta constituir una ley en sí mismo, además de ser complementado por las leyes petroleras, las regulaciones y la Constitución. En el país B, el contrato puede estar fuertemente respaldado por leyes ya existentes, regulaciones y la Constitución.

Adjudicación de contratos petroleros

Hay dos sistemas principales para adjudicar o ganar contratos:

Proceso de licitación competitiva: Dado el valor del petróleo hoy en día, muchos países adjudican contratos a través de una “ronda de licitación”. En ésta, las compañías compiten entre sí para ganar el contrato, ofreciendo los mejores términos respecto a una o más variables definidas.

Negociaciones ad hoc: En estas, el inversionista viene sin ser solicitado, pregunta por una parcela particular de tierra y entonces negocia un contrato directamente.

Primero en llegar, primero en ser servido: Alternativamente, puede haber un sistema de aplicación y a la primera compañía que aplica y pasa los obstáculos regulatorios establecidos por el Estado, se le concede el contrato —involucrando generalmente algunas negociaciones sobre los términos del contrato—.

El sistema para adjudicar contratos en un país (o en diferentes áreas dentro de un país) puede depender del estado de su sector petrolero. Por ejemplo, ¿existe información geológica disponible? ¿Se trata de un área que ya produce petróleo? ¿Hay en el lugar infraestructura que pueda ser usada para este bloque específico? ¿Es un área de difícil acceso?

Ejemplo: El marco legal de Perú permite los procesos de licitación competitiva y ad hoc. Aunque el país generalmente favorece las rondas de licitación, si un contratista se acerca con interés en un área que a la fecha no está bajo consideración, el país puede decidir negociar términos y conceder un contrato de forma directa.

Negociaciones

Es probable que un país tenga un modelo de contrato petrolero, con formato y cláusulas estándar, de cualquiera de los tipos de contrato del gobierno anfitrión listados en la siguiente sección. La forma en que las partes negociarán o modificarán estas cláusulas y términos, dependerá de temas como la ley petrolera del país, el ambiente comercial y la situación política. A través del proceso de negociación, los términos pueden ser modificados de forma significativa respecto a cómo estaban en el modelo original, o pueden sólo negociarse los números de un término fiscal respecto al que las compañías se encontraban licitando, como introducir un bono de entrada.

Con las negociaciones, lo que era un modelo de contrato gubernamental se convertirá en un contrato firmado por una compañía particular o con muchas compañías. Con la firma del contrato, la compañía o compañías reciben legalmente el derecho exclusivo de explorar y producir petróleo en el área del contrato.

Tipos de contratos petroleros

Hay tres tipos principales de contratos del gobierno anfitrión, que pueden ser caracterizados de forma general como:

- **Concesión:** el contratista es propietario del petróleo en el subsuelo.
- **Contrato de producción compartida:** el contratista es propietario de una parte del petróleo una vez que éste sale del subsuelo.

- ° **Contrato de servicios:** el contratista recibe una cuota por obtener el petróleo.

Concesiones

Las concesiones son la forma de contrato petrolero «original» o más antigua. Desarrolladas durante el *boom* petrolero de los Estados Unidos a finales de los años 1800, fueron luego exportadas a los países productores de petróleo alrededor del mundo por las compañías petroleras internacionales. Estos contratos están basados primordialmente en un concepto petrolero de «propiedad de la tierra», que a su vez está basado en el sistema estadounidense de propiedad territorial. En los Estados Unidos, el terrateniente, hablando en términos generales, tiene derechos legales de propiedad sobre el suelo directamente debajo de la tierra (subsuelo) y sobre el cielo encima de la misma.

Esto puede incluir petróleo, si este fuese encontrado debajo de alguna propiedad privada. Debido a este origen histórico, la concesión garantiza de manera similar un área de tierra a una compañía –aunque generalmente garantiza sólo los derechos sobre el subsuelo– y, por lo tanto, si la compañía encuentra petróleo debajo de la superficie, éste le pertenece. Bajo la concesión, el contratista tendrá también el derecho exclusivo de exploración dentro de su área de concesión.

Entonces, te preguntarás, ¿cómo hace un país para beneficiarse de esta forma de contrato? Esto usualmente ocurre a través de impuestos y regalías, aunque el Estado también puede mantener acciones en la concesión por medio de su NOC en una **empresa conjunta** con el contratista.

PSC y contratos de servicios

Los contratos de producción compartida, o PSC, son diferentes de las concesiones, ya que estos no otorgan el derecho de propiedad sobre el petróleo en el subsuelo. Esto implica que el Estado, siendo propietario del recurso en el subsuelo, debe contratar a una compañía para explorar.

Se le puede dar crédito a Indonesia por la introducción de los contratos de producción compartida en 1966. El gobierno indonesio decidió, como parte de un movimiento “nacionalista”, retirar la concesión de la contratación. Esto fue hecho para que el Estado retuviera la propiedad del petróleo producido, y sólo diera a la compañía internacional los derechos de exploración y de propiedad (o –legalmente hablando– el «título») del mismo una vez que el petróleo estuviera fuera del subsuelo.

Esta innovación se dio alrededor de la misma época en que muchos países productores de petróleo estaban ganando su independencia y fue parte de la primera ola del llamado nacionalismo de los recursos. Otro desarrollo clave durante esta época fue la formación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que condujo a un «nuevo equilibrio» de las relaciones gobierno-compañía.

Bajo un contrato de servicios, el título no se transfiere para nada. A diferencia de un PSC, donde la compañía petrolera tiene el título para compartir cualquier petróleo producido, bajo un contrato de servicio a la compañía petrolera sólo se le paga una cuota.

Empresas conjuntas y otras combinaciones

Otro tipo de arreglo, a veces considerado el cuarto tipo de contrato petrolero, es la empresa conjunta (o *Joint Venture*). Este involucra al Estado, a través de una compañía petrolera nacional, entrando en asociación y trabajando junto con una o varias compañías petroleras. En este arreglo, es a la empresa conjunta en sí misma a la que le son concedidos los derechos para explorar, desarrollar, producir y vender petróleo.

En realidad, es raro encontrar algún contrato que embone completamente en alguna de las descripciones descritas anteriormente, y es más común tomar elementos de cada una.

Accediendo a contratos desde el exterior

La creación y ejecución de las leyes petroleras, los modelos de contratos, y especialmente la negociación de un contrato ejecutado o firmado, son principalmente manejados por una rama ejecutiva del gobierno. Ésta rama es generalmente el Ministerio a cargo del sector petrolero y tal vez algunos otros ministerios con experiencia al respecto, como el Ministerio de Finanzas.

Aquellos fuera de este “círculo cerrado”, aun en otros departamentos gubernamentales, han encontrado los contratos petroleros rodeados de secreto. Como resultado, la gente interesada, influenciada o afectada por estas industrias, ya sea en los países productores o consumidores, muchas veces se siente hecha a un lado, en la oscuridad, preguntándose a dónde fue a parar el dinero o de dónde viene el petróleo y en qué términos. Mientras que la Constitución de un país es pública (¡eso esperamos!) y las leyes también lo son (aunque a veces sean difíciles de encontrar), los contratos petroleros parecen no ser fácilmente accesibles, aun si por ley debieran serlo.

La gama de inversionistas potenciales es enorme y sus preocupaciones numerosas, tanto que no las enumeraremos aquí. La mayoría de los contratos petroleros hablan principalmente acerca de los aspectos financieros y técnicos de la extracción del petróleo. Sin embargo, cada vez es más frecuente encontrar contratos que toman en cuenta las preocupaciones de inversionistas que no son directamente parte de estos pero que son profundamente afectados por los mismos. Este fenómeno es mencionado más adelante en el capítulo «¿Desarrollo económico?».

Nuestra mayor esperanza es que el resto del libro, el cual está dedicado al contenido de los contratos petroleros, nos ayudará a motivar a la gente a leer y entender estos contratos multimillonarios que impulsan nuestro mundo.



Figura: "Principales preocupaciones de cada uno de los tres actores principales en un contrato petrolero". Al gobierno anfitrión le interesan la producción de ingresos, el crecimiento económico, el desarrollo de infraestructura, la estabilidad política, la transferencia de tecnología y la mejora del suministro local de petróleo. A la compañía le interesan la no discriminación ante la ley, la protección de las inversiones, contar con una fuerza laboral competente, tener una alta recuperación de lo invertido y la estabilidad, claridad legal y certeza. A la gente le interesa la inversión en programas sociales, como clínicas; la protección del medio ambiente; la generación de beneficios económicos, como empleos; y la generación de infraestructura, como caminos.

NUESTRA FAMILIA DE CONTRATOS

Hemos seleccionado un «ramillete» de contratos petroleros que son de dominio público, para usarlos con propósitos de ejemplificación en el resto del libro. ¡Es hora de conocerlos!



AFGANISTÁN

Tipo de acuerdo:

Contrato de producción compartida.

Estatus del acuerdo:

Firmado con la CNCP en 2011.

El acuerdo Amu Darya es la primer incursión de Afganistán en los contratos petroleros modernos. Fue firmado en 2011 con la China National Petroleum Corporation, pero aún no se ha producido petróleo a partir de este contrato. Debido a la situación política del país, el contrato ha recibido intensa atención de asesores internacionales y consultores de desarrollo.



AZERBAIYÁN

Tipo de acuerdo:

Contrato de producción compartida.

Estatus del acuerdo:

Firmado con un consorcio de 10 compañías, encabezadas por BP.

Este contrato fue firmado en 1994 y todavía gobierna los campos de producción más grandes de Azerbaiyán. Fue fundamental en la renovación de la producción en el país después del colapso de la Unión Soviética. Algunos aspectos han causado controversia en años recientes, pero el gobierno ha escogido no renegociar, para crear una sensación de confianza de negocios.



BRASIL

Tipo de acuerdo:

Concesión.

Estatus del acuerdo:

Modelo (2001).

En la década de 1990 Brasil cambió de una estructura de empresa conjunta a una concesión. Se creó un acuerdo de concesión que integraba los temas relacionados tanto al Estado como al inversionista. A partir de este, se han tenido actividad y éxito significativos, dentro y fuera de costa. Brasil ahora habla de un día unirse a la OPEP.



GHANA

Tipo de acuerdo:

Contrato de producción compartida.

Estatus del acuerdo:

Firmado, con Tullow, Sabre y Kosmo.

A partir del descubrimiento del campo petrolero costa afuera Jubilee, Ghana enfrenta todos los problemas de un Estado petrolero emergente. Este acuerdo petrolero es una empresa conjunta entre el inversionista, la Ghana National Petroleum Corporation y el Estado. Ghana se encuentra ocupada en la tarea de cambiar su modelo para futuros acuerdos, lo cual constituye un ejemplo de la rapidez con que los gobiernos están avanzando en la curva de negociación. Este acuerdo está en vigor y gobierna el Jubilee, el mayor campo productor del país.



INDONESIA

Tipo de acuerdo:

Contrato de producción compartida.

Estatus del acuerdo:

Modelo (1998).

La forma de contrato llamada de producción compartida fue desarrollada en Indonesia, donde todavía sigue en uso, aun cuando ha evolucionado significativamente desde su primer uso en los años 1960. Indonesia es un país productor de petróleo desde hace mucho tiempo, que ha creado y usado muchas versiones de los contratos de producción compartida.



IRAK

Tipo de acuerdo:

Acuerdo de servicios o Contrato de servicios de riesgo.

Estatus del acuerdo:

Modelo (2009).

El contrato de servicios técnicos ha sido usado desde 2009 para adjudicar algunos campos petroleros gigantes en Irak. La producción ya está ocurriendo bajo esta forma de contrato y, si todos los compromisos contractuales se cumplen, esta forma puede permitir a Irak producir de 6 a 10 millones de barriles por día a partir de 2017. Irak también alcanzó un muy alto nivel de gobernabilidad por medio de estos contratos. Hay sólo unos cuantos Estados con acuerdos de servicios activos y la forma iraquí es definitivamente la mejor para los propósitos de nuestra revisión. Se sabe que el Ministerio de petróleo y las compañías han firmado versiones finales después de negociaciones que a veces resultan largas, por lo que cabe la posibilidad de que las versiones finales sean diferentes a este modelo en algunos aspectos.



LIBIA

Tipo de acuerdo:

Contrato de producción compartida.

Estatus del acuerdo:

Modelo (2005).

La versión IV del contrato de producción y exploración compartida de Libia, también conocida como EPSC IV ha sido utilizada en una serie de rondas de licitación desde 2005. Este es un PSC moderno que tiene a la National Oil Company of Libya como participante del 50%. Los términos del EPSC IV de Libia han alcanzado el nivel de «*government take*» para el Estado más alto del mundo, dentro de los contratos que incluyen una fase de exploración. En las últimas versiones, la repartición del profit oil era de 92% para el gobierno y 8% para la compañía.



TIMOR ORIENTAL

Tipo de acuerdo:

Contrato de producción compartida.

Estatus del acuerdo:

Firmado.

Este contrato gobierna la producción actual del campo Bayu-Undan, en el área de desarrollo conjunto que Timor Oriental comparte con Australia. El operador actual es ConocoPhillips, aunque el contrato fue firmado originalmente con ENI. Es un contrato relativamente corto comparado con la forma de los PSC de los antiguos estados soviéticos, como Kazajistán y Azerbaiyán. Uno de los aspectos más peculiares de este contrato es que, debido a que está en un área de desarrollo conjunto, es que es gobernado por tratados internacionales entre Australia y Timor Oriental.

LA ANATOMÍA DE LOS CONTRATOS PETROLEROS

Hablando en términos generales, los contratos tienden a seguir el orden en el cual las cosas deberían suceder en un proyecto petrolero. Después de las introducciones, como la lista de términos a ser usados en el documento, siguen la exploración, el desarrollo y la valoración. Hasta este punto no hay ningún «paste» que dividir y por lo tanto las cláusulas tratan los aspectos del manejo operativo. Una vez que la producción comercial comienza, los términos fiscales evolucionan en los contratos como en la vida real. Después de éstos vienen temas como el contenido local, la resolución de disputas y la confidencialidad, y otros aspectos que pueden ser específicos para cada contrato.

En la última parte del contrato es común encontrar los procedimientos de contabilidad usados para calcular los costos petroleros, dentro de los anexos de un contrato, así como varios modelos de contratos accesorios, como una garantía de la empresa matriz o un acuerdo de operaciones conjuntas. Éstos son referidos a los «Anexos», «Apéndices» o «Adenda», que son todos los documentos adicionales mencionados en el contrato que, pero por alguna u otra razón, las partes piensan que hacen fluir mejor la lectura del contrato al juntarlos en un documento separado, o bien, documentos que resultaron necesarios después de que las partes habían acordado el contrato.

Para tener una idea de qué tan genéricos pueden ser estos contratos, veamos los ocho contratos que conforman la «familia de contratos» que citamos en este libro. La tabla de abajo muestra el número de artículos relacionados con varias de las etapas tempranas del ciclo de vida del proyecto y el número total de artículos en la sección principal del acuerdo. Irak no tiene ninguna cláusula relacionada con la exploración, debido a que trata con campos de tamaño considerable ya descubiertos.

	DEFINICIONES	EXPLORACIÓN	OPERACIONES	FISCALES	NÚM.DE ARTÍCULOS
Afganistán	1	3	5-7	10-13	36
Azerbaiyán		4	5-9	11-13	31
Brasil	1	3-5	9-10	11	35
Ghana	1	3-4	6-9	10-13	27
Indonesia	1	3-4	5-6	7-9	17
Irak	1		6-7,9-16	17-21	43
Libia	1	3	4-9	12,14	27
Timor Oriental	1	3	4-6	7-11	22

Cazando asuntos de cláusula en cláusula

A pesar de que hay una cierta secuencia lógica en los contratos, al final puedes encontrarte cazando un tema particular alrededor de todo el contrato, saltando hacia atrás y hacia adelante, de una cláusula a otra. Si tienes una pregunta particular y quieres tener la respuesta a la misma, puedes sentirte muchas veces como si estuvieras jugando *Serpientes y Escaleras*.

Definiciones y mayúsculas

Aunque puede parecer más inaccesible que muchas otras partes del contrato, es muchas veces una buena idea sentirse cómodo con el Artículo 1: la lista de definiciones. Este artículo cumple con el trabajo legal de especificar qué significan los términos en uso a lo largo del contrato. Hacer esto puede ahorrar mucho tiempo, por ejemplo, para darse cuenta de que el término «fecha efectiva» en los contratos Indonesios tiene un significado específico, como se define a continuación:

EXCERPT FROM INDONESIAN MODEL CONTRACT:

1.2.10 – “Effective Date means the date of approval of this Contract by the Government of the Republic of Indonesia in accordance with the provisions of the applicable law”.

EXTRACTO DEL MODELO DE CONTRATO DE INDONESIA:

1.2.10.– «Fecha efectiva» significa la fecha de aprobación de este Contrato por el Gobierno de la República de Indonesia en conformidad con las provisiones de la ley aplicable».

Así pues, también ayuda saber que este término es ahora un término aprobado o reservado que aparecerá a lo largo del contrato, a veces en mayúsculas iniciales («Fecha Efectiva») y a veces en mayúsculas completas («FECHA EFECTIVA»).

Obteniendo respuestas de los contratos: ¡que comience la cacería!

Digamos que quieres saber cuánto dura el Acuerdo de Servicios Iraquí. ¿Cuándo comienza y cuándo termina? ¿Es un contrato a 10, 15 o 50 años? Uno debe pensar que esto debe responderse de forma sencilla en alguna cláusula del contrato: «Este contrato dura 25 años». Te advertimos que, desafortunadamente, rara vez es así de simple.

Para responder esta pregunta deberás comenzar en el índice de contenido (ojalá que haya, pues son nuestros mejores amigos, o de otro modo, la cacería se tornará mucho más difícil) y buscar qué encabezado te parece que puede responder tu pregunta. En nuestro caso, «Término de Contrato» (Artículo 3) parece el más prometedor. Moviéndonos rápidamente al artículo 3, encontramos lo siguiente:

EXCERPT FROM IRAQI SERVICE AGREEMENT:

3.1 “This Contract shall come into force on the Effective Date.

3.2 The basic term of this Contract (“Term”) shall be twenty (20) Years from the Effective Date. This term is extendable pursuant to Article 21 or elsewhere in this Contract.

3.3 No later than one (1) Year prior to this Contract’s expiry date, Contractor may submit written request to ROC for an extension of the Term for a maximum period of five (5) Years, subject to newly negotiated terms and conditions”.

EXTRACTO DEL ACUERDO DE SERVICIOS IRAQUÍ:

3.1.– «Este Contrato debe entrar en vigor en la Fecha Efectiva.

3.2.– El término básico de este Contrato (“Término”) deberán ser veinte (20) años a partir de la Fecha Efectiva. Este término es extensible de acuerdo con el Artículo 21 o cualquier otro dentro de este Contrato.

3.3.– A más tardar un (1) año antes de la fecha de expiración de este Contrato, el Contratista puede presentar una petición dirigida a la ROC de extensión del Término por un periodo máximo de cinco (5) años, la cual estará sujeta a los términos y condiciones recientemente negociados».

Una parte de nuestra pregunta es fácil de resolver: el término del contrato son 20 años.

Pero ¿cuándo comienza? El artículo 3.1 dice que «en la Fecha Efectiva». Debido a que este término está en mayúsculas, tenemos que ir a las definiciones y ver lo que dicen.

EXCERPT FROM IRAQI SERVICE AGREEMENT:

“Definitions section – Effective Date means the date on which all the conditions listed in Article 39 are satisfied”.

EXTRACTO DEL ACUERDO DE SERVICIOS IRAQUÍ:

«Sección de definiciones.– “Fecha Efectiva” significa la fecha en la cual todas las condiciones listadas en el Artículo 39 han sido satisfechas».

Esta definición nos dispara al Artículo 39:

EXCERPT FROM IRAQI SERVICE AGREEMENT:

39 – “This Contract shall enter into force upon (i) it being signed by the Parties, (ii) the Initial Production Rate being agreed on the Parties and (iii) ROC notifying and representing to the Contractor in writing that the ratification has occurred and the Contract is enforceable in accordance with the Law”.

EXTRACTO DEL ACUERDO DE SERVICIOS IRAQUÍ:

39.– «Este contrato entrará en vigor cuando: (i) sea firmado por las partes, (ii) la tasa de producción inicial sea acordada por las partes, y (iii) la ROC haya notificando y escrito a nombre del contratista que la ratificación ha ocurrido y que el contrato es ejecutable de acuerdo con la ley».

No es una respuesta sencilla y directa, pero al menos es una respuesta. A partir del momento en que estos «eventos desencadenantes» ocurran (cuando quiera que eso sea), el contrato comenzará su periodo de duración de 20 años.

Excepto por las excepciones.

El artículo 3.2 nos dice que el término es extensible de acuerdo con el Artículo 21. Querrás regresar al índice de contenido para ver lo que este artículo cubre: las «Causas de Fuerza Mayor». Estas son, en resumen, un concepto que se encuentra en muchos contratos (no sólo petroleros), el cual permite la suspensión del contrato cuando ocurra un evento no predecible o «acto de Dios», como huracanes o acciones de guerra, y hasta que dicho evento se haya resuelto. Así pues, esta es una forma en que se puede extender un contrato.

Pero las cosas se ponen realmente feas en la última frase del artículo 3.2: «o en cualquier otro lugar en este Contrato». Esta cláusula literalmente te dispara a buscar en el contrato completo y encontrar de qué otra forma puede este extenderse. Dependiendo de qué tan preciso necesitas ser con tu respuesta, tu tarea se volverá un poco más larga.

Si sólo quieres quedarte con los términos generales, el artículo 3.3 te dice que puede haber una extensión de cinco años si el contratista así lo solicita a la **Compañía Petrolera Regional** (*Regional Oil Company* o **ROC**) y necesitarás ir a las definiciones para averiguar los detalles de esto.

EXCERPT FROM IRAQI SERVICE AGREEMENT:

“Definitions section – ‘---’ or ‘ROC’ means an Iraqi State oil company operating the Field prior to the Effective Date”.

EXTRACTO DEL ACUERDO DE SERVICIOS IRAQUÍ:

«Sección de definiciones.– “---” o “ROC” hace referencia a una compañía petrolera nacional iraquí operando el campo antes de la fecha efectiva».

Tenemos nuestra respuesta general. El contratista necesitará ir con el Estado para obtener cinco años más para un posible total de 25 años.

Así pues, para entender este corto artículo, hemos sido dirigidos al menos a otras cuatro partes del documento para obtener una respuesta general y ¡necesitaríamos revisar el documento completo para tener una respuesta específica!

Esto es muy normal. Los contratos petroleros están interconectados de este modo. Puedes pasar mucho tiempo siguiendo el rastro de una determinada cuestión, de una cláusula a otra cláusula relacionada, y será solamente con el paso del tiempo que comiences a desarrollar la intuición de cuándo tiene sentido, para tu propósito inmediato, seguir el rastro y cuándo es tiempo de parar.

No son perfectos

Finalmente, aunque resulte sorprendente en documentos que han sido estudiados minuciosamente por meses o hasta años por docenas de personas, a

veces hay algunas fallas.

Ejemplo: La versión del acuerdo de Ghana con Tullow, la cual está firmada por ambas partes, va directamente del artículo 23 al artículo 25 en el índice de contenido.

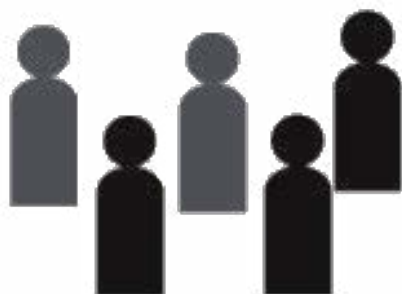
Ejemplo: El acuerdo de concesión de Brasil confunde «nacional» con «natural» en el índice de contenido, resumiendo los contenidos de la cláusula once como «Provisión para el Mercado Natural». Esto puede reflejar el hecho de que la versión en inglés es una traducción y que Brasil especifica que el portugués es la lengua oficial en los contratos. Estas complejas negociaciones suceden muchas veces a través de una barrera del lenguaje, lo cual da pie a errores de traducción.

Finalmente, aunque estés interesado solamente en un acuerdo, vale la pena invertir tiempo leyendo otros muchos documentos para comenzar a cobrar sentido de lo que es común en los contratos petroleros y de qué puede resultar de interés en el documento específico que estás buscando. Ganar confianza y entendimiento adicionales, recompensará más que bien el tiempo y el esfuerzo invertidos.



Los ocho contratos ampliamente citados en este libro están disponibles en el internet, junto con muchos otros. Buenas noticias: ya no necesitas suscribirte a costosas bases de datos legales para empezar a tener una idea de cómo están constituidos los contratos.

LOS ACTORES Y EL GUIÓN



LAS ESTRELLAS DEL SHOW

Si el contrato petrolero es el guión, entonces las estrellas del espectáculo son aquellas entidades que firman el contrato y que por consiguiente acceden a estar vinculadas por los términos y condiciones del mismo. Son lo que llamamos las «partes» ante el contrato. Las partes contratantes son, por un lado: el gobierno anfitrión, el ministerio (o secretaría, dependiendo el país) o su compañía petrolera nacional/federal (NOC) y, por el otro: una compañía petrolera internacional (IOC) o un grupo de IOC. Se puede referir a las IOC como: el contratista, el licenciatario, o el concesionario, dependiendo del tipo de contrato petrolero firmado. Con frecuencia, más de una IOC puede ser una de las partes. A un grupo de IOC se le denomina como «consorcio». Cada una de las compañías son una parte individual ante el contrato, pero en conjunto son tratadas como una sola entidad y son llamadas colectivamente el «contratista», el «licenciatario» o el «concesionario». Desde la perspectiva del Estado, si las IOC juntas fallan al cumplir sus obligaciones, entonces todas son culpables. En lenguaje legal se dice que las IOC tienen una «responsabilidad solidaria» con el desempeño de las obligaciones de los contratistas asentadas en el contrato.

Los múltiples roles de las NOC

Además de ser una de las partes del contrato petrolero a nombre del Estado, el guión puede pedir que la NOC actúe otro papel. El país anfitrión y la IOC pueden acordar algunas formas de participación federal en el proyecto. En este caso, la NOC no sólo será parte contratante sino, además, el representante federal del Estado y quien otorgue derechos a las otras partes. A veces se establece una filial de la NOC, con el fin de representarla en las operaciones directas del proyecto. Dicho estado de participación puede ser, tanto una de las herramientas fiscales disponibles para el Estado, discutidas en la sección «El Dinero», como un medio para promover objetivos de desarrollo nacional más amplios, como se discute en la sección «¿Desarrollo Económico?».

Otros actores

Muchas veces, una IOC participará en un contrato petrolero a través de una compañía filial, en vez de participar como la compañía matriz principal. Esto ocurre por varias razones, tales como la optimización de impuestos, la estructuración del financiamiento del proyecto, la estructuración del régimen de protección para la inversión extranjera, o los requisitos legislativos locales. Tener esta filial convierte a la IOC en la compañía «matriz». Dicha filial será incorporada en una jurisdicción diferente a la de la compañía matriz o en el país que es parte del contrato petrolero.

Por ejemplo, BP PLC es la compañía matriz que está a la cabeza del grupo de compañías de BP. Varias compañías filiales ostentan los intereses de BP en varios países, tales como BP Exploration Angola, BP Egypt Company, BP Energy Brazil, etc. Aunque dicho grupo de compañías son sólo las filiales, BP PLC es la entidad que la gente tiene en mente cuando se refieren a BP en los medios. Estas compañías filiales serán las partes de los contratos petroleros en los países correspondientes, y no BP, la compañía matriz.

Muchas veces, los únicos activos de la compañía filial se reducen al campo petrolífero determinado por el contrato ante el cual es parte. Esto expone al país, y por lo tanto a las otras partes contratantes, a un gran riesgo. Esto se debe a que no existen recursos financieros disponibles en el balance financiero (o *balance sheet*) de la compañía, más que el petróleo del subsuelo, para cubrir cualquier costo. Para mitigar este riesgo, el Estado muchas veces exige a una compañía con más activos y fuerza financiera («mayor balance financiero») dentro de la familia BP, que garantice que la compañía filial llevará a cabo sus obligaciones. En caso de que la filial falle en llevar a cabo las obligaciones financieras establecidas en el contrato petrolero, el Estado puede exigir que la compañía matriz intervenga para cumplir las obligaciones de su filial.

La trama: un adelanto

Las cláusulas principales que contienen la mayoría de los contratos petroleros, se exponen en el capítulo «La anatomía de los contratos petroleros». Los demás capítulos de este libro hablan con cierto detalle acerca de los principales derechos y obligaciones de las partes. Muchas veces, los contratos petroleros contienen una cláusula que captura, tanto el otorgamiento fundamental de derechos a las partes contratantes, como la toma de obligaciones por parte de los firmantes. Esta disposición provee la concesión clave de derechos que sustentan todo el desempeño del contrato. Se da un ejemplo a continuación:

EXCERPT FROM THE AZERBAIJAN AGREEMENT:

2.1 – “Grant of Exclusive Right. SOCAR hereby grants to Contractor the sole and exclusive right to conduct Petroleum Operations within and with respect to the Contract Area in accordance with the terms of this Contract and during the term hereof”.

EXTRACTO DEL ACUERDO DE AZERBAIYÁN:

2.1.— «Concesión de Derecho Exclusivo. Por este medio, SOCAR otorga al contratista el único y exclusivo derecho para conducir operaciones petroleras dentro y con respecto al área del contrato, en conformidad con los términos de este contrato y durante el término del presente».

Esta concesión de derecho es el mayor propósito del contrato petrolero. Todos los demás derechos y obligaciones están subordinados a dicha concesión. Esta cláusula le da al contratista el derecho de conducir las componentes de las operaciones petroleras, que son: exploración, valoración, desarrollo, extracción, producción, estabilización, tratamiento, estimulación, inyección, obtención, almacenamiento, construcción de rieles o caminos para las instalaciones de cargamento, construcción del punto de entrada de conexión con la red ferroviaria o con los ductos existentes, manejo, alzamiento, transporte del crudo a los puntos de entrega y venta del petróleo, y operaciones de abandono con respecto al área de contrato.

Esta concesión de derechos puede encontrar un equivalente en una declaración similar de obligaciones. A continuación se da un ejemplo:

EXCERPT FROM THE BRAZIL MODEL AGREEMENT:

13.1 – “During the effective period of this Agreement and according to its terms and conditions, the Concessionaire shall have, except as contemplated in paragraph 2.6, the exclusive right to perform the Operations in the Concession Area, for this purpose being obliged to, at its own account and risk, make all investments and bear all necessary expenses, to supply all necessary equipment, machines, personnel, service and proper technology and to assume and respond for losses and damages caused, directly or indirectly, by the Operations and their performance, regardless of pre-existing fault, before the ANP, the Federal Government and third-parties, according to paragraphs 2.2, 2.3 and other applicable provisions of this Agreement”.

EXTRACTO DEL MODELO DE ACUERDO DE BRASIL:

13.1.– «Durante el período efectivo de este acuerdo y conforme a sus términos y condiciones, el concesionario deberá tener, excepto como se contempla en el párrafo 2.6, el derecho exclusivo para llevar a cabo operaciones en el área de concesión. Para este propósito, está obligado a, por su propia cuenta y riesgo, hacer todas las inversiones y cubrir todos los gastos necesarios para suministrar todo lo necesario en cuestión de equipo, máquinas, personal, servicios y tecnología adecuada, así como a asumir y responder por las pérdidas y daños ocasionados, directa o indirectamente, por las operaciones y su desempeño, independientemente de faltas pre-existent, ante la ANP (Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles), el Gobierno Federal y terceras partes, de acuerdo con los párrafos 2.2, 2.3 y otras disposiciones aplicables en este acuerdo».

Esta cláusula establece las obligaciones para el concesionario, tales como hacer inversiones, cubrir todos los costos y proveer todo el equipamiento necesario, el personal y la tecnología requerida para la conducción de las operaciones petroleras.

Los contratos también incluyen las disposiciones en materia de derechos y las obligaciones de los gobiernos anfitriones ya que, después de todo, también son parte del contrato. Un ejemplo que muestra los derechos del gobierno anfitrión se muestra a continuación:

EXCERPT FROM THE TURKMENISTAN MODEL PRODUCTION SHARING AGREEMENT FOR PETROLEUM EXPLORATION AND PRODUCTION IN TURKMENISTAN OF 1997:**Article 7**

(a) “full and complete access to the Contract Area and the right to inspect all assets, records and data owned or maintained by Contractor;

(b) the right to receive and retain copies of all manuals and technical specifications, design documents, drawings, construction records, data, programs and reports;

(c) the right to audit Contractor's accounts;

(d) the right to receive share of Petroleum".

EXTRACTO DEL MODELO DE ACUERDO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA PARA EXPLORACIÓN PETROLERA Y PRODUCCIÓN EN TURKMENISTÁN DEL 1997:

Artículo 7

(a) «acceso íntegro y total al área del contrato y el derecho a inspeccionar todos los activos, registros y datos poseídos o mantenidos por el contratista;

(b) el derecho a recibir y retener copias de todos los manuales y especificaciones técnicas, documentos de diseño, dibujos, registros de construcción, datos, programas y reportes;

(c) el derecho a auditar las cuentas del contratista;

(d) el derecho a recibir una parte del petróleo».

El mismo contrato también impone un cierto número de obligaciones al gobierno anfitrión, tales como otorgar todos los permisos y licencias necesarios para conducir operaciones petroleras, y abrir cuentas bancarias, proveer permisos de entrada y de trabajo para los empleados, proveer permisos para la importación de equipo y materiales, proveer acceso a tuberías, prevenir dificultades en la conducción de operaciones, etc.

El contrato diseñará un proceso de generación de decisiones que será usado a lo largo de la vida del mismo. Éste permite que tanto el gobierno como el contratista cumplan sus respectivas obligaciones y consiste, en esencia, en una serie de propuestas (por parte del contratista) y aprobaciones (por parte del Estado) de cómo se desarrollan los eventos.

Para esto se utilizan tres mecanismos básicos:

- Programas anuales de trabajo.
- Planes para la fase del proyecto petrolero.
- Los comités toman decisiones y el operador las lleva a cabo.

En los capítulos siguientes se explica todo esto con mucho mayor detalle. El capítulo siguiente describe las decisiones que deben tomarse en cada fase del proyecto petrolero, el que le sigue describe quién hace el proceso de toma de decisiones del comité, y el último describe cómo el operador pone en práctica dichas decisiones.

Cambios en el poder y nacionalización

Antes de que nos adentremos en detalles, vale la pena destacar que, hoy en día, la relación entre gobiernos y contratistas es marcadamente diferente a como era hace cien años, y que esta relación continúa evolucionando. Cuando la industria petrolera comenzó, no había disposiciones que permitieran al Estado participar en el proceso de toma de decisiones en los acuerdos. Las compañías internacionales disfrutaban del control operacional casi absoluto y tomaban todas las decisiones sobre cómo y cuándo explorar, desarrollar y producir petróleo en los contratos de concesión.

Sin embargo, a medida que los países empezaron a hacer valer su derecho de propiedad y control sobre sus recursos naturales, los contratos comenzaron a incluir cláusulas que estipulaban procesos de toma de decisiones conjuntas. El asunto de la gobernanza del contrato generalmente se centra en el tipo de decisiones de proyecto, del cómo y por quién se toman. Además, trata sobre las herramientas de control que los gobiernos locales o sus NOC tienen para supervisar, revisar la implementación apropiada del contrato, y revisar que los gobiernos y sus NOC tengan voto en decisiones clave relacionadas con el proyecto, tanto operativas como de otro tipo.

Un tema clave, que ha surgido con regularidad en este libro, es que los contratos reflejen los deseos de los países y los cambios en el poder de negociación a lo largo del tiempo. Estos asuntos de alcance mundial, sumamente importantes y frecuentemente muy politizados, se manifiestan en lo que podría parecer un simple y mundano papeleo que genera cláusulas en un contrato petrolero. De hecho, estas cláusulas son parte del reacomodo fundamental en el balance del poder, o al menos un intento. Algunas de estas dinámicas son descritas en los capítulos siguientes con el fin de dibujar el contexto de estas cláusulas en los contratos.

Actualmente existe una tensión entre los Estados que desean hacer valer su soberanía sobre los recursos naturales y las compañías que desean mantener el control sobre las operaciones petroleras. El resultado es que la mayoría de los contratos firmados hoy en día implican un compromiso. Éstos especifican las estructuras de manejo conjunto y los procedimientos. Desde el punto de vista del Estado, una de las ventajas que dichos mecanismos de toma de decisiones conjunta le confieren es que pueden incrementar el control administrativo sobre las operaciones petroleras. Desde el punto de vista de la compañía, este control administrativo puede reducir la eficiencia, incrementar los costos y retrasar las ganancias, pero también puede facilitar las relaciones con el Estado a largo plazo.

Sin embargo, no sólo porque el Estado tiene una NOC o porque ha instaurado un comité administrativo conjunto, el proceso de toma de decisiones será más equitativo y robusto. Países que no cuentan con una NOC o con comités administrativos, pueden ejercer control administrativo, tener discusiones con las IOC y ser igual de efectivos al moldear su sector petrolero, si cuentan con las habilidades, los conocimientos y las leyes para lograr dichos objetivos. Esta sección no trata estos sistemas con mucho detalle, puesto que el enfoque principal de este libro es abordar lo que está escrito en los contratos y que muchos de estos sistemas tratan de forma extensiva estos asuntos.

LOS ROLES QUE JUEGAN

Lo que las compañías petroleras internacionales (IOC) deben hacer, cuándo, dónde, cómo y a qué costo, constituye una de las áreas fundamentales en los contratos petroleros. Para abordar estos temas, los contratos petroleros incluyen importantes cláusulas relacionadas con:

- La definición de un área donde la exploración y producción serán llevadas a cabo.
- La devolución al gobierno de partes sin usar en dicha área.
- Compromisos financieros y de trabajo durante cada fase de las operaciones petroleras.
- La evaluación del descubrimiento petrolero y el desarrollo del campo.
- Programas anuales de trabajo y presupuestos.
- Datos y reportes que provean al gobierno de información y que le faciliten el proceso de toma de decisiones.
- ... Y muchos más.

Dónde: Área de contrato (concesión) o *block*

El tamaño y definición del área de contrato, o «concesión», que el gobierno pone a disponibilidad de las compañías petroleras para la potencial actividad de exploración, es de crucial importancia en muchos aspectos. Una de las razones más importantes es que los derechos contractuales, tal como se otorgan a una compañía petrolera bajo el contrato petrolero, están limitados al área del contrato. Esto significa que cualquier cosa que acuerdes en el contrato es aplicable únicamente en el área definida en el contrato y no en ningún otro lugar.

Otra razón importante es que la determinación del tamaño puede afectar la probabilidad de que la IOC haga un descubrimiento comercial dentro del área especificada. Mientras más pequeña sea el área del contrato, más alta será la probabilidad de que ésta esté en el mismo campo petrolífero geológico, o reserva, que el área de otro contrato. Esto puede generar ciertas complicaciones, ya que las dos partes del contrato tienen que trabajar en conjunto, generalmente a través de la creación de un acuerdo de unitización para extraer el petróleo del modo más eficiente.

Algunos países usan superficies de tamaño estándar al adjudicar contratos (por ejemplo Estados Unidos, Reino Unido, Noruega y Brasil). Usualmente, la mayoría de esos países utilizan un sistema de cuadrículado basado en minutos geográficos. Este sistema permite que el área del contrato (concesión) esté exactamente delimitada con base en coordenadas definidas por el Meridiano de Greenwich. En otros países, a diferencia de los países con un tamaño pre-determinado de superficie de contrato, el tamaño del área del contrato está sujeta a negociaciones y acuerdos. El modelo de producción compartida en tierra firme de Trinidad y Tobago del 2005, es un ejemplo de esta última opción. La cláusula 3.1 de dicho modelo de contrato («Área de contrato») estipula las siguientes características generales:

EXCERPT from the Trinidad and Tobago Deep Onshore Model Production Sharing Contract of 2005:

**3.1 - "The Contract Area as of the Effective Date of the Contract comprises a total area of approximately -----
----- (---,---) hectares, as described in Annex A attached hereto and delineated in the map which forms part thereof".**

EXTRACTO DEL MODELO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA EN TIERRA FIRME DE TRINIDAD Y TOBAGO DEL 2005:

**3.1 – «El área del contrato a partir de la fecha efectiva del contrato, comprende un área total de aproximadamente -----
----- (---,---) hectáreas, según se describe en el Anexo A adjunto y según se delinea en el mapa que forma parte del mismo».**

En esta cláusula, el mapa y el tamaño del área del contrato son negociados y acordados entre las partes, y se adjuntan al mismo. Adicionalmente, los contratos petroleros tienden a excluir explícitamente los derechos de las compañías petroleras sobre cualquier otro recurso natural o recurso acuático en el área del contrato, excepto el derecho a explorar, desarrollar y producir hidrocarburos.

El tamaño del área del contrato puede impactar lo que sucede dentro de la misma. Entre más amplia sea el área del contrato, mayor será la probabilidad de que muchas actividades puedan llevarse a cabo en ésta.

Cuándo: Visión general

Los contratos petroleros generalmente dividen las operaciones petroleras en tres períodos o fases: de exploración, de desarrollo y de producción, a través de varias cláusulas. Estas cláusulas toman el nombre de «período de exploración, período de desarrollo y período de producción» o muchos otros más. Generalmente, cada una de estas fases tiene diferente marco legal, operacional y comercial, y por lo tanto, las diferentes partes contratantes tienen que llevar a cabo diferentes obligaciones en momentos específicos a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

La primera fase, o fase de exploración, es un tanto única. En ésta, las partes especifican con cierto detalle los programas de trabajo que se llevarán a cabo en cada año de exploración. Esto es debido a que las actividades de exploración son las únicas que pueden ser planeadas y previstas con un cierto grado de exactitud durante el tiempo de las negociaciones y de firma del acuerdo. Recordemos que, al momento de firmar el contrato, ninguna de las partes puede tener certeza de que se superará la fase de exploración inicial.

En el diagrama anteriormente mencionado verás que la mayor parte de la explicación está dedicada a la fase de exploración. Esto es porque, la mayoría de las veces, hay más cosas escritas sobre ésta que de ninguna otra fase en el contrato mismo.

Sin embargo, las actividades anuales que se realizarán posteriormente, como las fases de evaluación, desarrollo, producción y abandono, no estarán específicamente planeadas en el contrato, excepto a un nivel muy general. ¿Por qué? Porque no sabes si alguna vez pasarás de la fase de exploración, pero cruzas los dedos de todos modos.

Preguntas como «¿cuál es la aproximación más eficiente y sensata?» y «¿cuántos pozos de evaluación se necesitan excavar?», necesarias para planear la fase de evaluación, no pueden ser respondidas al momento de firmar el contrato, puesto que todavía no sabemos si habrá algo que valorar. Los detalles del contrato concernientes al desarrollo o a las siguientes fases son todavía más especulativos, ya que las partes no pueden saber cuántos pozos, ni cuántas o qué tipo de plataformas serán necesitadas, sin antes saber qué es lo que hay en el subsuelo. Sin embargo, las partes crearán procesos para lo que esperan como resultado: la producción petrolera.

Qué sucede durante el período de exploración

A los gobiernos anfitriones les interesa acelerar la tasa de exploración y realizar una exploración exhaustiva y rápida del área de contrato y la superficie la misma. Desde esta perspectiva, puede surgir una diferencia de opiniones entre el gobierno y las IOC. Por ejemplo, una compañía petrolera, al adquirir los derechos de exploración, aspira a mantener la máxima libertad de acción en cuanto a la tasa y alcance de la exploración y un mínimo de obligaciones en términos de gastos o de desempeño de trabajos de exploración. Las IOC también están interesadas en conservar una gran libertad para determinar sus prioridades en las diferentes áreas alrededor del mundo en las que tienen derechos de exploración.

Por estas razones, los países anfitriones crean mecanismos para establecer un equilibrio adecuado entre los intereses de las compañías petroleras y la política energética del país. Los mecanismos que los países anfitriones incorporan en los acuerdos, están diseñados para asegurar que las compañías petroleras que adquieren los derechos de exploración son disuadidas de asentarse de forma indefinida en estas áreas. Estos quieren que las compañías lleven a cabo diligentemente la exploración, que paguen los gastos necesarios para dicho propósito y que abandonen las áreas progresivamente hasta que el área sea abandonada por completo, si es que el nivel de exploración acordado no fue mantenido o si al final del período de exploración estipulado no se hizo ningún descubrimiento comercial. Estos mecanismos incluyen (aunque no están limitados a) los siguientes temas relativos a la industria petrolera:

- Tiempo límite para la exploración.
- Requerimientos de renuncia.
- Obligaciones mínimas de trabajo y de gastos.
- Aprobación de programas anuales de trabajo de exploración y de presupuestos para los programas de trabajo.
- Tarifas sobre el área o arrendamientos progresivos (discutido en la sección fiscal de este libro).
- Supervisión del trabajo de exploración por parte del gobierno o la NOC.

El período de exploración normalmente comienza en la fecha en que el contrato vincula a las partes y continúa por varios años. Por ejemplo, continúa por tres o más años con la posibilidad de extensión por un período adicional de entre uno y tres años. La duración del período de exploración inicial debe depender del tamaño y de la naturaleza del área de contrato. El gobierno debe poner atención en asegurar que la duración de dicho período sea suficientemente larga para llevar a cabo un programa de exploración eficiente y adecuado, pero no sea demasiado larga como para permitir al contratista estar inactivo.

Obligaciones mínimas de trabajo durante la fase de exploración

Los gobiernos generalmente buscan obtener compromisos específicos de trabajo mínimo para cada año del período de exploración inicial, con descripciones detalladas del trabajo geológico y geofísico que se realizará cada año. En países donde no han habido descubrimientos previos y donde la información disponible es limitada, puede ser muy difícil obtener compromisos específicos de perforación durante el período de exploración inicial. De hecho, el trabajo sísmico durante la etapa de exploración puede constituir el único compromiso de trabajo para las compañías petroleras. En estas situaciones, la compañía se comprometerá a realizar un programa mínimo de trabajo geofísico y geológico (así como a cumplir con los compromisos financieros mínimos para llevar a cabo dichos programas de trabajo), pero no perforará ningún pozo exploratorio antes de que haya suficiente certeza geológica del campo.

En países con descubrimientos petroleros previos y ricos en prospecciones geológicas, la situación es diferente en lo que se refiere a los diferentes compromisos de trabajo durante la etapa de exploración. El núcleo de la mayoría de los programas de trabajo es la obligación de registrar un número específico de kilómetros lineales de **sísmica** y de perforar pozos de exploración o de prueba. La determinación del programa de trabajo o de la obligaciones de gastos es usualmente objeto de intensas negociaciones, pues esta fase representa grandes riesgos para las compañías petroleras antes de que hayan hecho un descubrimiento comercial. La especificación de estos términos depende de las circunstancias de cada caso en particular y de la prospección petrolera del país. El programa mínimo de trabajo de exploración y las obligaciones de gastos y de perforación, son puntos clave en los contratos petroleros, ya que una falla en la exploración puede terminar el contrato para la compañía y esto no se compensa con los costos de reconocimiento, perforación y valoración, que por el contrario constituyen lo que se conoce como un “costo hundido”. Comúnmente, las IOC insisten en incluir menos obligaciones en el programa de trabajo y obligaciones de gastos flexibles que incluyan una disposición “*carry forward*” (en la que un adeudo es trasladado al siguiente ejercicio fiscal).

El modelo de acuerdo de producción compartida de Guinea Ecuatorial, puede ejemplificar el alcance de las obligaciones de trabajo a realizarse por la compañía petrolera durante la fase de exploración. Conforme al Artículo 3 de este contrato (que tiene por nombre «Obligaciones de trabajo de exploración») ésta deberá llevar a cabo el programa mínimo de trabajo bajo su propio riesgo y costo:

EXCERPT FROM THE EQUATORIAL GUINEA MODEL PRODUCTION SHARING AGREEMENT:

3.1.1 – “During the First Exploration Sub-Period, the Contractor must:

(a) obtain [...] all existing 2D and 3D seismic data and Well data at a purchase price of [insert amount] Dollars (\$[insert amount]) and obtain from GESeis all existing 3D seismic and Seabed Logging (SBL) data [...] and the Contractor shall undertake to interpret such information;

(b) reprocess [insert number] kilometers of existing 2D seismic data and [insert number] kilometers of 3D seismic data; and

(c) acquire [insert number] kilometers of new 3D seismic data...”.

3.1.2 – “During the Second Exploration Sub-Period, the Contractor must drill a minimum of [insert number] Exploration Well[s] to a minimum depth of [insert number] [sic] meters below the seabed. The minimum expenditure for this period shall be [insert number] [sic] Dollars (\$[insert amount]).”.

EXTRACTO DEL MODELO DE ACUERDO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA DE GUINEA ECUATORIAL:

3.1.1.– «Durante el primer sub-período de exploración, el contratista debe:

(a) obtener... todos los datos de sísmica 2D y 3D existentes, así como los datos de pozos, a un precio de compra de [insertar cantidad] dólares (\$[insertar cantidad]) y obtener de GESeis toda la sísmica 3D existente y los datos de Registro del Lecho Marino (SBL) [...] y el contratista deberá responsabilizarse de llevar a cabo la interpretación de tal información;

(b) volver a procesar [insertar número] kilómetros de datos de sísmica 2D existentes y [insertar número] kilómetros de datos de sísmica 3D; y

(c) adquirir [insertar cantidad] kilómetros de nuevos datos de sísmica 3D...».

3.1.2.– «Durante el segundo sub-período de exploración, el contratista debe perforar un mínimo de [insertar número] pozo(s) de exploración a una profundidad mínima de [insertar número] metros bajo el lecho marino. El gasto mínimo durante este período debe ser de [insertar número] dólares (\$[insertar cantidad]).».

De acuerdo con el modelo mencionado, el contratista no sólo deberá adquirir e interpretar ciertos datos sísmicos requeridos para perforar un cierto número de pozos de exploración, sino que deberá además invertir la cantidad acordada en los compromisos financieros requeridos. Dichos compromisos financieros son usualmente equivalentes en valor a los costos estimados de los programas mínimos de trabajo, los cuales están estipulados en el acuerdo

para cada año. En caso de que se estipule una cantidad específica de compromiso financiero, el contratista deberá satisfacer tanto el compromiso mínimo de trabajo, como el compromiso financiero para un año en particular. Así pues, si el compromiso financiero mínimo se ha cumplido pero el programa mínimo de trabajo no se ha completado, el contratista debe completar ese programa de trabajo de cualquier modo. A la inversa, si el programa de trabajo es completado pero el compromiso financiero no ha sido totalmente gastado, al contratista se le exigirá conducir actividades adicionales de exploración hasta alcanzar el balance del compromiso financiero.

Renuncia

Una de las técnicas para asegurar que la compañía petrolera lleva a cabo la exploración de forma expedita y que no «bloquea» el área del contrato, es exigir la renuncia obligatoria. Esto quiere decir, exigir la devolución al gobierno de la parte del área de contrato o *block* que ya no está en uso. Para fomentar una exploración rápida y completa, los acuerdos petroleros normalmente contienen disposiciones para la renuncia voluntaria y obligatoria, o cláusulas de entrega del área de contrato bajo el nombre de «Renuncia al área de contrato». El propósito de dicha cláusula en los contratos petroleros es asegurar que las IOC devuelven oportunamente al gobierno las partes del área de contrato o *block* que no están en uso. El Artículo 4 del modelo de contrato de producción compartida de India para la séptima oferta de *blocks* en 2007, sirve como un ejemplo de las obligaciones generales de renuncia en los contratos petroleros:

EXCERPT FROM THE INDIAN MODEL PRODUCTION SHARING CONTRACT FOR SEVENTH OFFER OF BLOCKS, 2007:

4 – “If at the end of the first Exploration Phase, the Contractor elects, pursuant to Article 3.4, to continue Exploration Operations in the Contract Area in the second Exploration Phase, the Contractor shall retain up to sixty per cent (60%) of the original Contract Area, including any Development and Discovery Area in not more than three (3) areas of simple geometrical shapes and relinquish the balance of the Contract Area prior to the commencement of the second Exploration Phase. Notwithstanding the provision of this Article 4.1, in the event the Development Areas and Discovery Areas exceed sixty per cent (60%) of the original Contract Area, the Contractor shall be entitled to retain the extent of Development Areas and Discovery Areas. At the end of the second Exploration Phase, the Contractor shall retain only Development Areas and Discovery Areas”.

EXTRACTO DEL MODELO DE CONTRATO INDIO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA PARA LA SÉPTIMA OFERTA DE BLOCKS DEL 2007:

4.– «Si al final de la primera fase de exploración, el contratista elige, conforme al Artículo 3.4, continuar las operaciones de exploración en el área del contrato durante la segunda fase de exploración, el contratista podrá retener hasta el sesenta por ciento (60%) del área de contrato original, incluyendo cualquier área de desarrollo y descubrimiento en no más de tres (3) áreas de formas geométricas simples, y deberá abandonar el balance del área del contrato antes del inicio de la segunda fase de exploración. A pesar de la disposición

de este Artículo 4.1, en caso de que las áreas de desarrollo y descubrimiento excedan sesenta por ciento (60%) del área del contrato original, el contratista tendrá derecho a retener la extensión de las áreas de desarrollo y las áreas de descubrimiento. Al final de la segunda fase de exploración, el contratista deberá retener solamente las áreas de desarrollo y las áreas de descubrimiento».

Tales disposiciones prevén que las compañías petroleras pueden bloquear grandes áreas de contrato que no usan para el trabajo de exploración.

Además de las cláusulas de renuncia obligatoria, los contratos petroleros pueden también incluir mecanismos de renuncia voluntaria, donde la compañía petrolera puede devolver una parte del área de contrato al gobierno, aun cuando el contrato no exige hacer eso. Bajo el mecanismo voluntario, el contratista tendrá usualmente la oportunidad de entregar voluntariamente toda o una parte del área en cualquier momento, sujeto solamente a completar los compromisos de trabajo y a mandar una notificación previa al gobierno.

Las obligaciones de renuncia en los contratos petroleros alrededor del mundo varían de forma considerable. Los tiempos de renuncia deben ser vistos en el contexto del tamaño del área de contrato, la duración total del período de exploración y la naturaleza del área de exploración. Generalmente, dichas obligaciones son más estrictas en los países productores de petróleo con reservas probadas, que en los países con un menor potencial para la producción petrolera. El área a la cual se renuncia debe constituir entre el 50% y el 70% del área original de contrato. La renuncia es usualmente realizada en dos o tres pasos, por ejemplo, 25% cada dos años.

Descubrimiento, valoración, declaración de comercialidad y desarrollo

Después de que una compañía petrolera hace un descubrimiento petrolero, usualmente comienza un período de valoración. Este período permite al contratista determinar la comercialidad del descubrimiento y determinar un proceso de desarrollo en caso de que piense que valdrá la pena la producción. Los contratos petroleros usualmente abordan este asunto crítico a través de cláusulas con nombres como «Decisión de comercialidad», «Descubrimiento», «Descubrimiento, desarrollo y producción», o similares. Mientras que algunos de los mayores productores de petróleo (por ejemplo China, Indonesia y Brasil) exigen que las compañías petroleras nacionales (NOC) opinen al momento de determinar la comercialidad de un hallazgo petrolero, otros dejan este asunto completamente a discreción de las compañías petroleras (por ejemplo Azerbaiyán, India y Tanzania).

Los contratos petroleros usualmente disponen que en el caso de un hallazgo petrolero, la compañía petrolera deberá notificar, dentro de un determinado período, al ministerio o a la NOC sobre dicho descubrimiento y su comercialidad. Además, la compañía petrolera tiene que presentar toda la información y el análisis de datos que respalden su informe. El contrato de producción compartida de 2004 entre el Gobierno de la República Unida de Tanzania, la Tanzania Petroleum Development Corporation (TPDC) y la ABC Oil Company, provee el siguiente mecanismo en el caso de que un descubrimiento sea hecho por el contratista:

EXCERPT FROM THE PRODUCTION SHARING CONTRACT BETWEEN THE GOVERNMENT OF THE UNITED REPUBLIC OF TANZANIA, ARTICLE 8: DISCOVERY AND DEVELOPMENT:

(a) "If Crude Oil is discovered in the Contract Area, Contractor will, within thirty days from the date on which evaluated test results relating to the discovery are submitted to TPDC, inform TPDC by notice in writing whether or not the discovery is in the opinion of Contractor of potential commercial interest.

(b) If Contractor informs TPDC that, in its opinion, utilizing good oilfield practice, the discovery is of eventual commercial interest and TPDC agrees with such determination, then the Minister shall be advised to agree to allow the Contractor to retain the Discovery Block for the duration of the Exploration Licence and any renewal thereof..."

EXTRACTO DEL CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA ENTRE EL GOBIERNO DE LA REPÚBLICA UNIDA DE TANZANIA, ARTÍCULO 8: DESCUBRIMIENTO Y DESARROLLO:

(a) «Si se descubre petróleo crudo en el área de contrato, el contratista deberá, dentro de treinta días a partir de la fecha en la cual los resultados evaluados de pruebas relacionadas con el descubrimiento son presentados a la TPDC, informar de forma escrita a la TPDC si el descubrimiento es, en opinión del contratista, de potencial interés comercial.

(b) Si el contratista informa a la TPDC que, en su opinión, haciendo uso de buenas prácticas en el campo petrolífero, el descubrimiento es de eventual interés comercial y la TPDC está de acuerdo con dicha determinación, entonces el Ministro deberá ser aconsejado para acordar si permite al contratista retener el block de descubrimiento por el tiempo que dure la licencia de exploración y cualquier renovación de la misma...».

Después de que un descubrimiento es considerado comercialmente viable por la compañía petrolera (el contratista) durante la etapa de desarrollo –por ejemplo, durante la exploración–, los objetivos de la compañía petrolera y del gobierno anfitrión con respecto a los tiempos y la magnitud de las inversiones necesarias para desarrollar un campo petrolífero, pueden diferir. Los gobiernos anfitriones suelen estar interesados en el rápido desarrollo de cualquier campo que es descubierto. Dada la limitada duración del contrato, la compañía petrolera tiene el mismo interés. Sin embargo, si se deja a la entera libertad de la compañía decidir el desarrollo de un descubrimiento en particular, existe el riesgo potencial de que la compañía petrolera decline la inmediata inversión en el desarrollo, debido a que otros proyectos dentro de sus operaciones mundiales son prioritarios. Es por esto que, para mitigar tal riesgo potencial, el contrato tiende a poner un límite de tiempo y otros requerimientos (como el suministro inmediato de información al gobierno, la aprobación formal, etcétera).

En el caso en que la compañía petrolera declara un hallazgo como comercialmente viable, los contratos petroleros generalmente disponen que la compañía, como contratista, debe entregar su plan para el desarrollo y la produc-

ción de petróleo en el área de contrato (conocido como «Plan de desarrollo del campo», «Plan de producción y desarrollo» o «Plan de explotación») para su aprobación por parte del Ministerio o de la Administración Conjunta. Éste es un plan a largo plazo para el rápido y eficiente desarrollo y producción de petróleo en el área del contrato. El PSA de Azerbaiyán puede servir para ejemplificar dicho mecanismo. Bajo este PSA, el contratista debe preparar su plan de desarrollo y producción de petróleo en el área del contrato, y someterlo a la aprobación del Comité Directivo dentro de los 30 días posteriores al término de su programa mínimo de trabajo. Dicho plan de trabajo debe incluir las siguientes componentes:

EXCERPT FROM THE THE AZERBAIJAN AGREEMENT, ARTICLE 4.4:

(i) "proposals relating to the spacing, drilling and completion of all wells, the production and storage installations, and transportation and delivery facilities required for the production, storage and transportation of petroleum; and

(ii) proposals relating to necessary infrastructure investments and use of Azerbaijan materials, products and services ;

(iii) a production forecast for formation fluids for the entire contract Area by reservoir derived from individual well forecasts and an estimate of the investment and expenses involved; and

(iv) an environmental impact and health and safety assessment; and

(v) an estimate of the time required to complete each phase of the development programme".

EXTRACTO DEL ACUERDO DE AZERBAIYÁN, ARTÍCULO 4.4:

(i) «propuestas relacionadas con el espaciado, perforado y completado de todos los pozos, con las instalaciones de producción y almacenamiento, y con las instalaciones de transporte y de entrega requeridas para la producción, almacenamiento y transporte de petróleo; y

(ii) propuestas relacionadas con las inversiones de infraestructura necesarias y con el uso de materiales, productos y servicios de Azerbaiyán;

(iii) un pronóstico de producción de fluidos de la formación en toda el área de contrato por depósito, derivado de pronósticos de pozos individuales, y un estimado de la inversión y gastos involucrados; y

(iv) una evaluación de impacto ambiental, de salud y de seguridad; y

(v) un estimado del tiempo requerido para completar cada fase del programa de desarrollo».

A la luz de la cláusula anterior, el plan de desarrollo del campo incluye, no solamente asuntos operacionales y de infraestructura, sino también asuntos de contenido local y ambiental, y sociales, que son sumamente importantes para los gobiernos anfitriones.

A la luz de la importancia de la exploración y del desarrollo para los gobiernos anfitriones, uno de los temas importantes a tratar es qué consecuencias hay cuando la compañía petrolera no logra llevar a cabo los compromisos de trabajo durante la exploración y el desarrollo. Para evitar dichos riesgos, los contratos petroleros pueden estipular que, si eso ocurre (excepto en casos de fuerza mayor), el Ministerio o la NOC tienen el derecho de terminar unilateralmente el contrato y los costos ocurridos durante la exploración, desarrollo y bonificaciones no son recuperables.

Si al final del período de exploración inicial (incluyendo cualquier período de extensión) no se ha hecho ningún descubrimiento comercial, el contrato petrolero automáticamente se da por terminado. Como regla general, el período de desarrollo y producción comienza en la fecha de notificación del descubrimiento y su comercialidad, presentada por la compañía petrolera al gobierno o a la NOC, y continúa por varios años, por ejemplo 25-30 años. Al final del contrato, las IOC devuelven todas las operaciones petroleras y activos al gobierno anfitrión o a la NOC, según sea el caso. Los contratos petroleros deberían asegurar que hay suficiente seguridad de tenencia, lo que significa que la compañía petrolera tiene derechos de producción y de desarrollo automáticos una vez que se ha hecho un descubrimiento comercialmente viable durante la fase de exploración.

Programas de trabajo y presupuestos anuales

Además de los planes a largo plazo que se generan durante las fases de valoración y de desarrollo, el contratista suele estar obligado a presentar un plan de trabajo para las actividades que quiere y piensa que se deben conducir en el año siguiente. Un ministerio o agencia del gobierno revisará y aprobará este plan. Si el Estado no lo aprueba, entonces éste tendrá un tiempo específico para modificarlo, discutirlo y para llegar a un acuerdo con el contratista. Estos programas y presupuestos de trabajo anuales son una de las partes medulares de los contratos petroleros, debido a que éstos le permiten al Estado tener un papel más importante en el proceso de toma de decisiones y sobre las actividades que serán conducidas cada año.

En los contratos petroleros, estos programas reciben nombres como «Obligaciones de trabajo», «Obligaciones de trabajo de exploración», «Compromiso mínimo de trabajo de exploración esperado y gastos de exploración mínima esperados», «Programa de trabajo del período de producción» o «Trabajo anual y presupuestos», entre otros. Independientemente de las diferentes terminologías, dichas cláusulas definen y regulan los asuntos operacionales y financieros clave, tales como la variedad de compromisos de trabajo y financieros que llevará a cabo la IOC durante cada fase del contrato petrolero en un año en particular, o sea, las fases de exploración, desarrollo y producción.

No importa cómo se llame este documento, éste debe describir, de asunto en asunto, las operaciones petroleras a realizar durante un año natural, por ejemplo, cuántos pozos (de evaluación, desarrollo o producción, según sea el caso) serán perforados, cuántas tuberías, cuántos planes de aprovisionamiento, etc. Los contratos generalmente requieren que la presentación de programas de trabajo vaya acompañada de **presupuestos**, es decir, de la estimación de los gastos necesarios para llevar a cabo el programa de trabajo anual. El modelo de contrato de producción compartida para blocks en aguas profundas de Angola, entre SONANGOL y compañías internacionales, puede ejemplificar este caso particular:

EXCERPT FROM THE ANGOLA MODEL PRODUCTION SHARING CONTRACT FOR DEEP WATER BLOCKS, ARTICLE 19 (DEVELOPMENT AND PRODUCTION WORK PLANS AND BUDGETS):

1 - "From the date of approval of the plan referred to in Article 18, and thenceforth by fifteen (15) August of each Year (or by any other date which may be agreed) thereafter, Contractor Group shall prepare in accordance with professional rules and standards generally accepted in the international petroleum industry a draft annual Production Plan, a draft Exploration and Production Work Plan and Budget (if applicable) and a draft Development and Production Work Plan and Budget for the following Civil Year and may, from time to time, propose to Sonangol that it submit amendments to the approved Work Plans and Budgets to the consideration of the Ministry of Petroleum".

EXTRACTO DEL MODELO DE CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA PARA BLOCKS EN AGUAS PROFUNDAS DE ANGOLA, ARTÍCULO 19 (PLANES Y PRESUPUESTOS DEL TRABAJO DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN):

1.- «A partir de la fecha de aprobación del plan referido en el Artículo 18, y a partir del quince (15) de agosto de cada año (o a partir de cualquier otra fecha que se haya acordado), el grupo contratista deberá preparar, de conformidad con reglas y estándares profesionales generalmente aceptados por la industria petrolera internacional, un borrador del presupuesto y plan anual de trabajo de producción, un borrador del presupuesto y plan de trabajo de exploración y producción (si aplica), y un borrador del presupuesto y plan de trabajo de desarrollo y producción para el siguiente año civil, y puede, de vez en cuando, proponerle a Sonangol la entrega de enmiendas a los planes de trabajo y presupuestos aprobados para someterlos a la consideración del Ministerio del Petróleo».

Como será plenamente discutido en los siguientes capítulos, los programas de trabajo y presupuestos anuales serán generalmente aprobados por el comité de gestión conjunta o por los ministerios pertinentes, según sea el caso. Un control sobre estos programas de trabajo y presupuestos anuales, permite a los gobiernos anfitriones supervisar la implementación de un **Programa de Desarrollo** general y/o un **Programa de Producción** general, así como los costos asociados a dichos trabajos.

GESTIÓN CONJUNTA

Hemos establecido que un mecanismo común para administrar las actividades dentro del contrato petrolero es crear un comité, con representantes tanto del Estado (gobierno o compañía petrolera nacional –o NOC–) como de las compañías petroleras internacionales (IOC). Esto permite que ambos lados, en teoría, tengan voz y voto en las decisiones que necesitan tomarse: un acuerdo satisfactorio.

Algunos términos que describen este mismo concepto son:

- Comité de gestión conjunta: usado en Irak, Indonesia, Bangladesh, China y Ghana.
- Comité directivo: usado en Azerbaiyán.
- Comité técnico consultivo: usado en Gabón.

A pesar de que los nombres varían, las funciones generales de dicho comité son similares alrededor del mundo y las responsabilidades asignadas al mismo pueden ser bastante diversas, como se ilustra a continuación.

Si has estado en un comité de cualquier tipo, tendrás una idea de la naturaleza general de los comités usados en el sector petrolero. Tienes reuniones, tomas notas, apruebas las notas y finalmente ejecutas las decisiones tomadas en la reunión. Además, existen procedimientos para llevar a cabo reuniones y votaciones de emergencia. Los presupuestos son discutidos y aprobados.

EXCERPT FROM THE IRAQI MODEL CONTRACT AS OF 2009:

13.1 – The Parties shall establish, within thirty (30) days from the Effective Date, a joint management committee, referred to herein as the “Joint Management Committee” or “JMC”, for the purpose of general supervision and control of Petroleum Operations.

13.2 – The JMC shall have the following duties and authorities related to Petroleum Operations:

- (a) review and recommendation of Plans and any Revisions thereof;**
- (b) review and approval of annual Work Programs, Budgets and production schedules, and any Revisions thereof;**
- (c) review and approval of operating procedures;**
- (d) review and/or approval of the award of sub-contracts and purchase orders;**
- (e) approval of training programs and Iraqization plans for developing Iraqi personnel;**
- (f) supervision and control of the implementation of approved Plans and Work Programs and the overall policy of Operator;**
- (g) review and approval of manpower strength and organisation chart of Operator;**

(h) review of Quarterly statements, annual accounts and other financial statements;

(i) review of periodical and other reports submitted by Contractor or Operator and issue of comments and recommendations to ensure proper implementation of Petroleum Operations; and

(j) recommendation of the appointment of the independent international auditor.

EXTRACTO DEL MODELO DE CONTRATO IRAQUÍ SEGÚN LA VERSIÓN DE 2009:

13.1.– *«Las partes deberán establecer, dentro de treinta (30) días a partir de la fecha efectiva, un comité de gestión conjunta, referido aquí como el «Comité de gestión conjunta o JMC», con el propósito de supervisar y controlar de forma general las operaciones petroleras.*

13.2 *El JMC deberá tener los siguientes deberes y autoridades con relacionada a las operaciones petroleras:*

(a) revisión y recomendación de los planes, y cualquier otra revisión de los mismos;

(b) revisión y aprobación de los programas de trabajo, presupuestos y calendarios de producción anuales, y cualquier revisión de los mismos;

(c) revisión y aprobación de los procedimientos operativos;

(d) revisión y/o aprobación del otorgamiento de sub-contratos y órdenes de compra;

(e) aprobación de programas de capacitación y planes de Iraquización para el desarrollo del personal iraquí;

(f) supervisión y control de la implementación de los planes y programas de trabajo aprobados, y de la política general del operador;

(g) revisión y aprobación de la fuerza de trabajo y de los esquemas de organización del operador;

(h) revisión de las declaraciones trimestrales, cuentas anuales y otras declaraciones financieras;

(i) revisión de los reportes, periódicos y de otro tipo, entregados por el contratista u operador y emisión de comentarios y recomendaciones para asegurar la implementación adecuada de las operaciones petroleras; y

(j) recomendación para el nombramiento del auditor internacional independiente».

Según esta cláusula iraquí, el comité conjunto no sólo supervisa las operaciones y las finanzas, sino también vigila asuntos de capacitación y personal, bienes locales y servicios, y subcontratos. Esto no es siempre igual. En otras cláusulas, el alcance de las competencias de los comités de gestión conjunta puede estar limitado a los aspectos técnicos de la obtención del crudo del subsuelo.



Los comités de gestión conjunta suelen estar compuestos por un número igual de miembros del gobierno anfitrión –y/o NOC–, y de las IOC. Los miembros del comité generalmente escogen entre ellos mismos quién ocupará la posición de Presidente, la cual puede ser rotativa o permanente.

Las decisiones de los comités de gestión conjunta pueden requerir el voto unánime o mayoritario de las partes en ciertos asuntos. En caso de que no haya consenso mayoritario entre las partes en una votación, puede generarse un bloqueo mutuo, con un número igual de votos de cada lado.

Bloqueo mutuo: ¿Quién tiene el voto decisivo?

Una característica interesante de muchos de estos comités administrativos, tal y como se especifica en los contratos, es que, increíblemente, evitan responder a la pregunta de quién (el gobierno o la IOC) tiene el voto decisivo. Si alguna vez has estado en un comité sabrás bien que, cuando ha habido algún desacuerdo significativo y no hay forma alguna de votar y continuar, el barco puede comenzar a hundirse cuando surge un desacuerdo y no hay una forma clara para resolverlo mediante un simple voto.

El contrato de Libia, por ejemplo, especifica un comité de cuatro integrantes: dos por parte de las compañías y dos por parte del gobierno. Por otra parte, el contrato de Ghana con Tullow especifica un comité de ocho miembros: cuatro y cuatro. Sin embargo, ninguno de los dos contratos especifica qué hacer en caso de empate.

EXCERPT FROM THE LIBYAN MODEL AGREEMENT STATES:

4.2 – “In case of a deadlock, the Management Committee shall refer the matter to the senior management of the Parties. In case the Parties reach an agreement, the Management Committee shall convene and adopt a decision reflecting such an agreement”.

EXTRACTO DE LAS CONDICIONES DEL MODELO DE ACUERDO LIBIO:

4.2.– «En caso de bloqueo mutuo, el comité de gestión deberá turnar el asunto a los directivos superiores de las partes. En caso de que las partes alcancen un acuerdo, el comité de gestión deberá convenir y adoptar una decisión que refleje dicho acuerdo».

Así que, ¿qué pasa si «las partes» no alcanzan dicho acuerdo? Este contrato no lo especifica.

El contrato del Gobierno Regional del Kurdistan con Talisman es incluso más complejo. El Comité Administrativo tiene cuatro miembros, dos de cada lado. Uno de los dos por parte del gobierno es el presidente del comité, y en el caso de bloqueo mutuo o en una decisión particular pasa lo siguiente:

EXCERPT FROM THE KURDISTAN REGIONAL GOVERNMENT:

8.3 – “Except as provided for in Article 8.4 and 8.5, in the event that no agreement is reached at the second meeting, the Chairman shall have the tie-breaking vote”.

EXTRACTO DEL GOBIERNO REGIONAL DE KURDISTÁN:

8.3.– «Salvo lo dispuesto en los Artículos 8.4 y 8.5, en caso de que no se alcance ningún acuerdo durante la segunda reunión, el Presidente tendrá el voto de desempate».

Esta cláusula, tomada tal cual, parece que explica este asunto pero ¡no tan rápido!

La siguiente cláusula, el Artículo 8.4, dice que el Artículo 8.3 no aplica en el período de exploración y que si no se alcanza un acuerdo «entonces la propuesta hecha por el contratista se considerará adoptada por el comité de gestión»¹.

Por si esto no fuera suficientemente complicado, el Artículo 8.5 lista once excepciones para la regla en que el Presidente tiene el voto del desempate, incluyendo disposiciones tan vagas como: «cualquier asunto que tenga un efecto adverso significativo en las operaciones petroleras».

Así que, de hecho, el asunto no está resuelto para nada y a las partes se les deja batallar por sí mismas cuando llegan a tal punto. En realidad hay varias formas de salir de un bloqueo mutuo. Una forma es turnar el asunto a los directivos superiores de las partes. Otra forma es designar un experto o arbitraje independiente a través de mecanismos establecidos en otra parte distinta del contrato.

Uno puede hacer estas preguntas razonables: ¿por qué las partes no especifican todo esto desde el principio? y ¿el gobierno tiene el voto del desempate o tiene que haber unanimidad? No hay una respuesta que pueda ser válida para todos los países del mundo, pero de manera general, se trata de regresar al «acuerdo satisfactorio» del que se habló justo al principio de este capítulo. Las IOC quieren máxima flexibilidad y control sobre las operaciones, y cuentan con la capacidad técnica y financiera para llevarlas a cabo, mientras que los gobiernos también quieren controlar e influenciar las operaciones, pero no tienen los recursos técnicos ni financieros para hacerlo ellos mismos. Las disputas y los bloqueos mutuos se dan cuando el acuerdo satisfactorio «entra en una mala racha».

Aún más ambigüedad

Estos comités, sin importar la forma con que quieran ser nombrados, no se reúnen diariamente. Suele estar especificado que se puede convocar a reunión a cualquier hora, por petición de uno o más miembros, pero que tienen que reunirse al menos dos veces al año. Cada lado está autorizado a llevar “externos”, o personas que no son miembros del comité, y esto miembros suelen tener que ser notificados con 20 días de anticipación. Puede ser útil pensar en dichos comités como juntas de accionistas, o consejos de administración, más que como lo que podrías imaginar normalmente al escuchar el término «gestión».

¹ “then the proposal made by the contractor shall be deemed adopted by the management committee”.

Como te habrás dado cuenta, hay una ambigüedad inherente en las relaciones existentes entre los gobiernos y las compañías petroleras internacionales. Esto también corrobora lo que muchos abogados y profesionales de la industria dicen sobre la permanencia de la negociación en la industria petrolera. Aún cuando puedas firmar y acordar un contrato, hay muchos eventos posibles para los cuales el proceso de toma de decisiones no es claro cuando las partes tienen serios desacuerdos. En parte esto se debe a que, como se dijo anteriormente, al momento de escribir y negociar el contrato es imposible saber qué podría o qué no podría suceder durante el tiempo de vida del contrato.

Algunos puntos álgidos para los comités de gestión son los niveles de inversión y los niveles de producción, así como los temas relacionados con lo doméstico. Las compañías generalmente quieren invertir lo menos posible en cualquier nivel de producción ya que, como es de esperarse, su propósito es la maximización de sus beneficios.

EL OPERADOR

Para el director del comité de gestión conjunta, el operador es el actor principal. Éste es el que se aprende los diálogos, desempeña el trabajo y se presenta cada noche en la función. Es éste quien hace toda la correa del día a día y el que lleva a cabo esas «operaciones petroleras» que tanto mencionamos. Después de toda la toma de decisiones de una fase petrolera y a nivel anual se ha superado, alguien debe implementar estas decisiones en el día a día. Así, entra en escena: el **Operador**.

Hablando de manera general, las compañías petroleras han comenzado a agruparse en consorcios para licitar y administrar grandes producciones, en vez de hacerlo individualmente. De entre estas compañías, habrá una que será aprobada por el gobierno anfitrión para ser el operador.

Los términos oficiales que describen este rol puede diferir ligeramente de un contrato a otro (**Operadora**, **Compañías operadoras conjuntas**, **El rol de operador**), pero el concepto es el mismo. En el siguiente ejemplo, el concepto de operador es discutido en las definiciones al inicio del contrato.

EXCERPT FROM THE GHANA-TULLOW AGREEMENT:

1.50 – “‘Operator’ means Tullow or such Party as may be appointed by Contractor with the approval of GNPC and the State, which approval shall not be unreasonably withheld or delayed”.

EXTRACTO DEL ACUERDO GHANA-TULLOW:

1.50 - «“Operador” significa Tullow o dicha parte que puede ser nombrada por el contratista con la aprobación de GNPC y el Estado, cuya aprobación no debe ser retenida o retardada sin razón».

Mientras que en Azerbaiyán se estableció una compañía operadora conjunta (JOC), como se describe a continuación:

EXCERPT FROM THE AZERBAIJAN AGREEMENT:

6.1 – “Joint Operating Company. Contractor shall as soon as practicable after the Effective Date form a Joint Operating Company, which may be incorporated or created outside of Azerbaijan but shall be registered in Azerbaijan in accordance with Azerbaijan law. Contractor shall have the right to substitute or to establish additional entities to undertake some or all of the responsibilities of the Joint Operating Company with respect to Petroleum Operations”.

EXTRACTO DEL ACUERDO DE AZERBAIYÁN:

6.1.- «Compañía operadora conjunta. El contratista deberá, tan pronto como sea practicable después de la fecha efectiva, formar

formar una compañía operadora conjunta, la cual será incorporada o creada fuera de Azerbaiyán pero deberá ser registrada en Azerbaiyán, en conformidad con la ley azerbaiyana. El Contratista tendrá el derecho a sustituir o a establecer entidades adicionales para encargarse de algunas o de todas las responsabilidades de la compañía operadora conjunta con respecto a las operaciones petroleras».

Al formar parte de la compañía operadora conjunta, Azerbaiyán puede adquirir experiencia mientras participa en los procesos de propuesta de operador y en el comité que discute cómo se llevarán a cabo sus múltiples roles discutidos. Otras cláusulas (como el Artículo 6) especifican niveles específicos para la proporción de azerbaiyanos que trabajarán en la compañía operadora en las diferentes etapas en el proyecto, alcanzando 90% de posiciones profesionales después de cinco años de operaciones completas en un campo. Esto le da la oportunidad a los azerbaiyanos no sólo de aprender sobre la administración y la toma de decisiones, sino también de aprender cómo llevar a cabo las operaciones.

En el acuerdo de servicios de Irak de 2009, la estructura especificada tipo JOC consiste en una **División Operativa del Campo Petrolífero**, la cual es una unidad que fue separada de una compañía matriz existente propiedad del Estado iraquí. Con esta estructura, la más alta autoridad es el Estado iraquí y las decisiones de menor nivel son delegadas al Comité Administrativo y luego al operador aprobado, la División Operativa del Campo Petrolífero.



Los contratos muchas veces usarán el término más genérico de «contratista», cuando de hecho es el operador quien terminará generando este trabajo en representación de todos los socios de la empresa conjunta. No porque el contrato diga que el Contratista llevará a cabo ciertas actividades, como está asentado en la cláusula anterior, significa que todas las compañías que constituyen al contratista las llevarán a cabo realmente. El Operador generalmente lo hará. Sin embargo, si por alguna razón el Operador no lleva a cabo las operaciones, todas las demás compañías serán responsables de completarlas. Esto puede implicar encontrar un nuevo operador o nombrar un nuevo operador de entre el grupo, aunque estas situaciones son relativamente poco comunes.

¿Qué hace el operador?

Retomando el ejemplo del PSA del yacimiento Shah Deniz, las obligaciones del operador son las Operaciones Petroleras, según se indica a continuación:

EXCERPT FROM AGREEMENT ON EXPLORATION, DEVELOPMENT AND PRODUCTION SHARING FOR THE SHAH DENIZ GAS PSA AS OF 1996:

“‘Petroleum Operations’ means all operations relating to the exploration, appraisal, development, extraction, production, stabilisation, treatment (including processing of Natural Gas), stimulation, injection, gathering, storage, handling, lifting, transportation of Petroleum up to the Delivery Point (but including any pipeline reversal and other operations beyond the Delivery Point as provided in the Article 10 and Appendix X) and marketing of Petroleum from, and abandonment operation with respect to, the Contract Area”.

EXTRACTO DEL ACUERDO DE EXPLORACIÓN, DESARROLLO Y PRODUCCIÓN COMPARTIDA POR LA SHAH DENIZ GAS PSA AS DEL 1996:

«Por “operaciones petroleras” se entienden todas las operaciones relacionadas con la exploración, valoración, desarrollo, extracción, producción, estabilización, tratamiento (incluyendo el procesamiento de gas natural), estimulación, inyección, acopio, almacenamiento, manejo, levantamiento, transportación del petróleo hasta el punto de entrega (incluyendo cualquier inversión de tubería y otras operaciones más allá del punto de entrega, según se establece en el Artículo 10 y en el Apéndice X), comercialización del petróleo del área de contrato y las operaciones de abandono del área de contrato».

Reportando y supervisando

Dentro del contrato también hay mecanismos para asegurar que el operador haga lo que se supone que tiene que hacer. Algunas de las previsiones clave relacionadas con las operaciones, incluyen el resguardo y acceso a los archivos relacionados con todo lo que sucede. Para encontrar esas cláusulas, busca títulos como **Datos e Información, Reportes, Libros y archivos y Acceso a las operaciones petroleras**. Estas cláusulas delinean qué tipo de información se resguarda y suministra al gobierno, y se aseguran también de que el gobierno tenga el derecho a inspeccionar tales datos. Al igual que el gobierno, las otras compañías también recibirán estos reportes. Éstas también están interesadas en asegurarse de que el Operador está llevando a cabo las operaciones petroleras de manera efectiva y eficiente. A este respecto, son como el gobierno en cuanto a que son una parte del proceso de toma de decisiones, pero no llevan a cabo las operaciones del día a día.

En esta supervisión de datos, hay aspectos que se refieren no sólo (directamente) al dinero, como la contabilidad y auditoría. La extracción petrolera implica una cantidad de datos increíblemente grande y eso cuesta mucho dinero. Por eso, los contratos pueden exigir que las IOC guarden y mantengan testigos y muestras de pozos, y las hagan disponibles; al igual que todos los datos resultantes de las operaciones petroleras, incluyendo datos geológicos, geofísicos, de ingeniería, registros de pozos, datos de producción, reportes, análisis, interpretaciones, mapas y evaluaciones.

Algunos contratos suministran muchos detalles acerca de qué es lo que la compañía tiene que proveer exactamente; por ejemplo, en el PSA del Shah Deniz está escrito que:

EXCERPT FROM AGREEMENT ON EXPLORATION, DEVELOPMENT AND PRODUCTION SHARING FOR THE SHAH DENIZ GAS PSA AS OF 1996:

7.1 e) “Contractor shall supply to SOCAR:

(i) daily reports on drilling operations and weekly reports on field geophysical surveys as soon as they are available;

(ii) within fifteen days after the end of each Calendar Quarter, a report on the progress of Petroleum Operations during the preceding Calendar Quarter coving:

1. a description of the Petroleum Operations carried out and the factual information obtained;

2. a description of the area in which the Contractor has operated; and

3. a map indicating the location of all wells and other Petroleum Operations...”.

EXTRACTO DEL ACUERDO DE EXPLORACIÓN, DESARROLLO Y PRODUCCIÓN COMPARTIDA PARA LA SHAH DENIZ GAS PSA AS DEL 1996:

7.1 e) «El Contratista debe suministrar a SOCAR:

(i) Reportes diarios de las operaciones de perforación y reportes semanales de los estudios geofísicos de campo. Estos deben suministrarse tan pronto como estén disponibles.

(ii) Un reporte sobre el progreso de las operaciones petroleras durante el trimestre natural anterior, dentro de los quince días posteriores al término de cada trimestre natural, el cual cubra:

1. Una descripción de las operaciones petroleras llevadas a cabo y la información obtenida, basada en datos.

2. Una descripción del área en la cual el contratista ha operado.

3. Un mapa indicando la ubicación de todos los pozos y otras operaciones petroleras...».

En el extracto anterior el término usado es «contratista», aunque es el operador quien se encarga de llevar a cabo todas estas operaciones a nombre de las IOC.

Estas cláusulas también especifican que los representantes de SOCAR pueden llevar a cabo una inspección de las «operaciones petroleras», ya sea en las oficinas de la compañía o en el campo petrolífero, en cualquier momento y sólo tienen que notificar con tres días de anterioridad. Esta es, en efecto, una manera de mantener alerta al operador.

EL DINERO



MATES, MITOS Y EJERCICIOS DE CALENTEMIENTO MENTAL

Seamos sinceros, la mayor parte de nosotros no practica matemáticas todos los días. Con calculadoras, computadoras y economistas a nuestro alrededor, ¿por qué habríamos de hacer matemáticas nosotros mismos? Para muchos de nosotros, la última vez que contemplamos porcentajes, ecuaciones y objetos similares fue en el bachillerato. Sin embargo, los números son imposibles de evitar en esta sección acerca del régimen fiscal de los contratos petroleros y, de hecho, resulta que no son tan malos.

El origen de las matemáticas

Los contratos no siempre fueron tan difíciles en términos matemáticos. En los días en que la industria petrolera mundial estaba dominada por siete grandes compañías petroleras, conocidas como las “siete hermanas”, las matemáticas de un acuerdo petrolero consistían en una única regalía –porcentaje único sobre el volumen de producción o ganancias– cuyo valor era reportado por la misma compañía. La gimnasia aritmética necesaria hoy en día para calcular las múltiples fuentes de ingresos de un proyecto petrolero es, de muchas maneras, el resultado de la entrada de un gobierno, que cada vez es más asertivo, al *ring* de la negociación. Las formas en que se crean nuevas fuentes de ingresos, las cuales intervienen en diferentes momentos en la vida del proyecto, se han vuelto más complejas.

La complejidad de los números en los contratos modernos surge de las complejas relaciones políticas y económicas en la industria petrolera. El surgimiento del nacionalismo de los recursos, el mayor número de compañías petroleras propiedad del Estado y la volatilidad de los precios del crudo, indican que los gobiernos intentan quedarse con la mayor parte del dinero posible, mientras que siguen alentando a los inversionistas a invertir su dinero en proyectos que podrían fracasar por causas ajenas a ellos mismos. Estos factores, entre otros, contribuyen a la complejidad de los ejercicios fiscales.

Vayamos al grano

Para comprender cómo funcionan los contratos, tenemos que ensuciarnos las manos.

Esta sección empieza desde cero, recorriendo el espectro de herramientas fiscales que se utilizan hoy en día para la construcción de regímenes fiscales. Posteriormente, en la sección “Estrategias fiscales y soluciones”, examinamos dichos regímenes en su totalidad, así como la forma en que estos abordan los objetivos particulares que un gobierno tiene para desarrollar –o no– su industria petrolera. Después echaremos un vistazo a la forma en que los gobiernos y sus ciudadanos pueden evaluar su desempeño en términos fiscales y financieros, para encontrar que, a pesar de la disponibilidad de estadísticas, no es fácil reducirlo a una sola cifra. Finalmente, exploraremos cómo se asigna un precio al petróleo, otro aspecto que no es tan sencillo como parece.

Así como la gente demanda, con justa razón, más información acerca de la forma en que los recursos naturales son manejados a su nombre, también ex-

iste la tendencia a tomar cualquier fragmento de información disponible como si fuera la explicación completa. Desafortunadamente, no hay una cifra única que explique la situación financiera en su totalidad.

Ejemplo 1: Si escuchas que la compañía petrolera propiedad de tu Estado tiene 25% de acciones en un consorcio, podrías asumir que tu país sólo obtiene 25% de las ganancias. Esto no es necesariamente cierto —la cifra real podría ser mucho mayor—. En muchos contratos hay bonos, altas regalías, profit oil, cost oil, participación estatal y todo tipo de impuestos que contribuyen al total de beneficios petroleros que obtiene el Estado.

Si escuchas que tu gobierno tiene 70%, la primera pregunta que te debes hacer es: ¿el 70% de qué? Un porcentaje debe ir siempre acompañado de una base, o valor a partir del cual se calcula el porcentaje. Decir que tu país obtiene 70% no te lleva tan lejos como deseas. ¿Qué suposiciones se usaron? Y ¿cuándo obtendremos ese 70%? Estas preguntas no pueden ser respondidas con un simple porcentaje.

Ejemplo 2: Supongamos que estamos en un Estado donde a la compañía petrolera nacional (NOC) se le cobran impuestos igual que a cualquier otra compañía trabajando en el Estado y que tenemos 51% de tasa de participación estatal —el Estado contribuye con 51% de los costos y obtiene 51% de los beneficios—. Si no hay descubrimiento, no habrá beneficios. Así pues, habrá 51% de cero dólares en beneficios, lo cual significa cero dólares para el Estado. De hecho, como el Estado tiene que invertir dinero para cubrir el costo de la exploración, terminará pagando dinero en vez de recibiendo.

Ahora supongamos que hay un descubrimiento, el cual general 100 millones de dólares en beneficios. Esto deja 51% de beneficios, o 51 millones de dólares, a la compañía petrolera nacional. Adicionalmente, si a esos 100 millones de dólares se les aplica un 25% de impuesto sobre la renta de las sociedades (y ahora recuerda que la compañía nacional tiene que pagar impuestos al igual que las compañías internacionales), la compañía nacional tendrá que pagar al gobierno 25% de las ganancias de la compañía nacional en impuestos, es decir 25% de 51 millones de dólares. Esto se calcula así: $0.25 \times 51 = 12.75$ millones de dólares. Pero no olvides que el gobierno también recauda impuestos de las compañías petroleras internacionales (IOC), quienes han recibido el total de beneficios menos el 51% correspondiente a la compañía estatal, es decir el 49%.

Así pues, aplicando un impuesto general sobre la renta de las sociedades de 25% a las IOC, el gobierno obtiene: 25% de las ganancias de la compañía internacional = 25% de 49 millones de dólares. Esto se calcula así: $0.25 \times 49 = 11.75$ millones de dólares.

Finalmente, la diferencia entre ingresos y beneficios económicos suele ser confusa. Aclaremos esta diferencia: un proyecto genera ganancias, por ejemplo, a través de la venta de crudo. Las ganancias de un proyecto suelen también recibir el nombre de ingresos. Suele haber múltiples maneras de percibir ingresos, o fuentes de ingresos, por ejemplo, por medio de impuestos y regalías o de beneficios económicos directos.

Los ingresos incluyen tanto el dinero invertido, o ingresos negativos, como el dinero obtenido, o ingresos positivos. Los beneficios económicos, por otro lado, son calculados como el total de ganancias menos los costos del proyecto.

Para agregar más confusión al tema de los ingresos, el gobierno recibe ingresos adicionales de un proyecto a través de impuestos o regalías. Los costos son los gastos en equipo, salarios, etcétera, generados a lo largo del proyecto. Los beneficios económicos son lo que resta al deducir los costos e impuestos de las ganancias del proyecto.

EL JUEGO DE HERRAMIENTAS FISCALES

Los Estados y las compañías petroleras internacionales (IOC) disponen de muchas opciones para repartir los costos de los proyectos de petróleo y gas. Éstas son las “herramientas” con que cuentan el Estado y las IOC para determinar el pago fiscal que se efectuará a alguna de las partes. Puestas en conjunto, éstas forman un juego de herramientas que puede ser usado para diseñar el régimen fiscal —o las reglas para el manejo del dinero— de un contrato petrolero.

En éste capítulo, el concepto básico es que el Estado y las IOC necesitan repartir las “ganancias divisibles”, término usado para describir la cantidad de dinero que resta tras sustraer todos los costos a todos los ingresos generados durante el tiempo de vida de un proyecto petrolero.

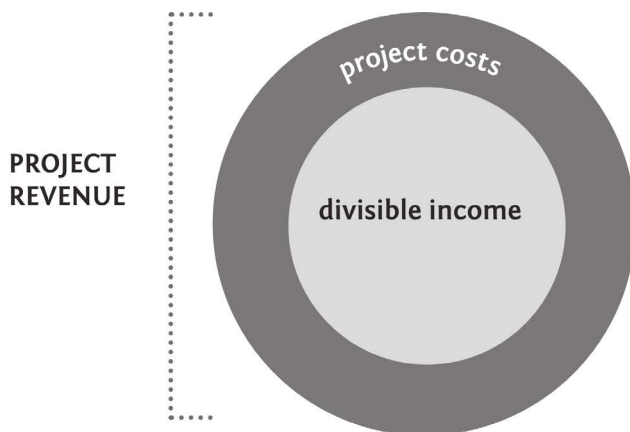


Figura. Los ingresos de un proyecto petrolero son la suma de los costos del proyecto más las ganancias divisibles.

Rebanando el pastel

La parte de las ganancias divisibles que se destina al Estado recibe el nombre de “*government take*”. El restante, destinado a la IOC, recibe el nombre de “*contractor take*”.

Esta sección describirá cada una de las herramientas fiscales que se usan comúnmente en los contratos petroleros. La siguiente sección describirá cómo eligen los Estados algunas de estas herramientas para crear un régimen fiscal petrolero que reparte las ganancias divisibles.



No te preocupes si no entiendes todos los temas descritos a continuación. Puede parecer confuso empezar con una descripción general de las herramientas fiscales, pero ¡confía en nosotros! Tu comprensión de los temas se irá profundizando conforme comiences a explorar contratos por tu propia cuenta.

Herramientas para las concesiones, contratos de producción compartida y acuerdos de participación

Los regímenes fiscales de las concesiones, los contratos de producción compartida y los acuerdos de participación tienen un factor común: cada uno de ellos determina los pagos que la IOC hace al gobierno. Así pues, la IOC logra mantener la ganancia general del petróleo y simplemente paga su deuda al gobierno.

Las herramientas fiscales en estos tres tipos de contratos incluyen:

- Bonos de entrada (o *signature bonus*).
- Bonos de producción (o *production bonus*).
- Arrendamientos (o *rental*).
- Regalías (o *royalty*).
- Impuestos sobre la renta de las sociedades (o *corporate income tax*).
- Participaciones en beneficios (o *profit share*).
- Participaciones estatales (o *state participation*).
- Otros impuestos basados en beneficios económicos.
- Otros impuestos generales (como aranceles sobre importación, impuestos sobre ventas, impuestos patrimoniales, impuestos especiales y retenciones).



El régimen fiscal completo de una concesión, de un contrato de producción compartida o de un acuerdo de participación, raramente usa una sola de estas herramientas. Es mucho más común encontrar una combinación de tres o más herramientas que, de forma conjunta y según lo acordado con el gobierno anfitrión, crean diversos flujos financieros.

Herramientas para los contratos de servicios de riesgo

El régimen fiscal para un contrato de servicios de riesgo es distinto al de todos los demás contratos petroleros. Esto se debe a que lo que se compensa es el elemento de *servicio* que ofrece la IOC. En estos contratos, a diferencia de los acuerdos mencionados anteriormente, el pago por los servicios prestados fluye del gobierno a la IOC.

Así pues, con este tipo de contratos, el gobierno retiene una suma equivalente a los ingresos generales menos lo que ha pagado a las compañías. El contrato de servicios simplemente define los términos y condiciones de algunos servicios específicos que la IOC realiza y por los que se le paga. Naturalmente, a los gobiernos les gusta la idea detrás del modelo de acuerdo de servicios, ya que esta refuerza, de forma política y financiera, un alto grado de control sobre el recurso y su completa posesión del mismo. Los acuerdos de servicios de Irak en el periodo del 2009 al 2011 son un ejemplo de acuerdos de servicios de riesgo.

Hay un sólo tipo de herramienta fiscal para los contratos de servicios de riesgo: la “comisión por servicios”. Dicha comisión puede ser definida de diferente manera en cada contrato.

Descripción de cada una de las herramientas fiscales

A continuación se describen los diferentes tipos de herramientas fiscales. Los ejemplos solamente ilustrarán las formas en que una herramienta puede ser utilizada, pues hay un gran número de casos en que estas herramientas son usadas de forma diferente.

- **Bonos de entrada.**— pago al gobierno al momento de otorgar un contrato petrolero.

El bono de entrada suele ser un factor decisivo para determinar la oferta ganadora cuando varias compañías concursan por un contrato. Este puede ser negociado o establecido por la legislación.

Este puede variar, desde unos cuantos miles hasta varios millones de dólares. Los bonos de entrada suelen ser bajos en campos petrolíferos donde los datos geológicos son relativamente pobres o inexistentes y donde los costos de exploración son altos. Por el contrario, los bonos de entrada suelen ser altos cuando los datos geológicos son buenos y hay una mayor probabilidad de que la exploración sea exitosa.

Ejemplo: Angola adjudicó un block de aguas profundas con un bono de 1.1 miles de millones de dólares (mmd) y la provincia de Alberta, en Canadá, adjudicó un contrato de arrendamiento de arenas bituminosas por 465 millones de dólares. Estas ofertas son inusualmente altas. Hasta ahora, en los nuevos campos petrolíferos fuera de las costas de África Occidental, los bonos de entrada han sido mucho más bajos.

Un bono de entrada no depende de si la IOC encuentra o no petróleo en cantidades comercialmente viables; éste es pagado por la compañía al gobierno independientemente de la cantidad de petróleo descubierta y por lo tanto no involucra riesgo alguno para el gobierno. Pueden encontrarse bonos de entrada en cualquier tipo de contrato petrolero, incluso en algunos contratos de servicios de riesgo como el *Technical Service Contract* (contrato de servicios técnicos) de Irak. Éste es un pago por el derecho de realizar operaciones bajo un contrato petrolero.

- **Bono de producción.**— pago hecho en algún momento específico en la vida de un contrato petrolero.

Un bono de producción puede ocurrir en el momento en que se declara un descubrimiento comercialmente viable, en el momento en que empieza la producción de petróleo, al alcanzar cierta tasa de producción o al alcanzar cierta producción acumulada.

EXCERPT FROM THE LIBYA EXPLORATION AND PRODUCTION SHARING AGREEMENT:

(a) *“an amount of one million US Dollars (US \$1,000,000) to be paid in respect of each Commercial Discovery within thirty (30) days after Commercial Production Start Date of such Commercial Discovery; and”*

(b) *“an amount of five million US Dollars (US \$5,000,000) upon achieving cumulative production of one hundred million (100,000,000) Barrels of oil equivalent from each Commercial Discovery and thereafter, an amount of three million US Dollars (US \$3,000,000) upon achieving each additional thirty million (30,000,000) barrels of oil equivalent”.*

**EXTRACTO DEL ACUERDO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COM-
PARTIDA DE LIBIA:**

a) *«Una cantidad de un millón de dólares americanos (US \$1 000 000) a pagar por cada descubrimiento comercialmente viable dentro de los treinta (30) días posteriores a la fecha de inicio de la producción comercial en dicho descubrimiento comercialmente viable; y”*

b) *“Una cantidad de cinco millones de dólares americanos (US \$5 000 000) tras alcanzar la producción acumulada de cien millones (100 000 000) de barriles de petróleo equivalente en cada descubrimiento comercialmente viable y, a partir de ese momento, una cantidad de tres millones de dólares americanos (US \$3 000 000) tras alcanzar una producción de treinta millones (30 000 000) de barriles de petróleo equivalente adicionales».*

El bono de producción otorga al gobierno una cantidad fija de los ingresos en un momento determinado. Por lo tanto, este bono tiende a incrementar conforme al incremento de la producción.

- ° **Arrendamiento.**— pago fijo anual hecho al inicio del año natural o del año del contrato.

Un arrendamiento puede tomar diferentes formas. Puede ser una cantidad fija del contrato, una cantidad fija por kilómetro cuadrado de tierra de operaciones o una cantidad negociada. Esta puede ser pagada durante la fase de exploración, de producción o ambas.

Ejemplo: En Ghana hay un arrendamiento de US \$30 por km² durante el primer periodo de exploración, de US \$50 por km² durante el siguiente periodo de exploración, de US \$75 por km² durante el periodo final de exploración y de US \$100 por km² durante las fases de desarrollo y de producción.

El arrendamiento sirve para un gran número de propósitos. Éste garantiza al gobierno una ganancia anual por una cantidad fija, lo cual le ayuda en la planeación de su presupuesto, sin importar los cambios en el precio del petróleo. El gobierno puede calcular la cantidad de pagos de arrendamiento que espera recibir basándose en el número de contratos petroleros que ha otorgado y en el área que estos cubren. El arrendamiento contribuye a los costos administrativos que tiene que asumir el gobierno por la realización de operaciones petroleras. Con esto se crea, a su vez, un ligero incentivo para que la IOC renuncie voluntariamente a cualquier área en la que no tiene planeado realizar actividades de exploración, permitiendo así al gobierno ofrecer dicha área a otras empresas.

Los arrendamientos son usados mundialmente en concesiones, contratos de producción compartida y acuerdos de participación. Es común pedir a las IOC el pago –a los ocupantes privados de la superficie o al Estado– de cantidades adicionales por acceso a la superficie en que realizan las operaciones petroleras.

- ° **Regalía.**– pago hecho con relación a la cantidad y valor del petróleo producido.

La regalía es un elemento tradicional de muchos contratos petroleros. Ésta se suele calcular sin deducir ningún costo. Como se detalla a continuación, hay varias maneras de calcular una regalía.

Regalía de tasa fija

El tipo de regalía más común consiste en un porcentaje fijo del petróleo producido. Las primeras concesiones petroleras solían establecer, al Estado o al propietario de una tierra, una regalía de 12.5% (o 1/8) del gas o petróleo producido. Camboya, Siria y Tanzania siguen cobrando regalías con dicha tasa. Son comunes las regalías de tasa fija entre 10% (como en Gabón, Malasia, Brasil o India) y 15% (como en Congo Brazzaville), pero también se pueden encontrar regalías desde 1% y hasta 30%.

La regalía no considera los costos de exploración, desarrollo o producción de petróleo y de gas. Por consiguiente, dependiendo de estos costos, una regalía de tasa fija de 12.5% podría fácilmente reducir las ganancias para una compañía en un 25% o más. Así pues, si una regalía de tasa fija es muy alta, un productor podría abandonar un proyecto aun cuando éste podría seguir produciendo petróleo y gas.

Las regalías de tasa fija son comunes, pero cada vez más países crean regalías de tasa variable que cambian el porcentaje de regalía de acuerdo con otros criterios. Una regalía de tasa variable se puede crear con base en:

- ° El nivel de producción del campo petrolífero.
- ° El nivel de producción del pozo petrolífero.
- ° La ubicación.
- ° La producción acumulada.
- ° La tasa de producción y el precio.

- El factor R.
- La tasa interna de retorno.
- Otros criterios como la profundidad del agua a la que se perfora, el índice de gravedad del petróleo o el tiempo transcurrido.

El concepto de tasa variable también se utiliza con relación a la participación en beneficios, discutida más adelante. Por lo tanto, la siguiente descripción de tasa variable será también aplicable a dicha herramienta fiscal.

Regalías escalonada (o de tasa variable)

Las escalas variables se usan para escalar una regalía con base en un factor que pretende predecir qué tan rentable es un proyecto. Los proyectos de gas y petróleo tienden a ser más rentables cuando:

- La tasa de producción es mayor.
- Los precios son más altos.
- Los costos son más bajos.
- Los costos se han recuperado.

Así pues, un proyecto petrolero con estas características es capaz de mantener una regalía de tasa alta. Usando estos factores como indicadores de la rentabilidad, es posible diseñar un sistema fiscal que genere altas tasas de *government take* al mismo tiempo en que el proyecto se vuelve más rentable. Esto puede ocurrir sin la necesidad de medir la rentabilidad de un proyecto, ya que este proceso puede resultar costoso o difícil en términos administrativos.

Ejemplo: En la parte estadounidense del Golfo de México, la tasa de la regalía es escalonada con base en la profundidad del agua en que se realiza la perforación del pozo:

De 0 a 200 metros.— regalía de 16.7%.

De 200 a 400 metros.— regalía de 16.7%, suspendida durante los primeros 17.5 millones de BEP.

De 400 a 800 metros.— regalía de 12.5%, suspendida durante los primeros 52.5 millones de BEP.

Mayor a 800 metros.— regalía de 12.5% , suspendida durante los primeros 87.5 millones de BEP.

La lógica detrás de esta estructura de regalías es que los costos de perforación aumentan conforme a la profundidad del agua, así que las regalías deben reducirse para compensar el incremento en los costos.

Un método cada vez más común para la creación de una escala variable que considere la rentabilidad de un proyecto es el uso del llamado “factor R”. La “R” hace referencia a la palabra “radio”, así que un factor R es una escala variable que emplea el radio de dos números para determinar una tasa. En la industria del petróleo y del gas, el factor R más común es el radio de los ingresos acumulados entre los costos acumulados:

$R = (\text{ingresos acumulados de un proyecto}) / (\text{costos acumulados de un proyecto})$

° R es menor que uno ($R < 1$) al inicio de un contrato petrolero, cuando la IOC tiene costos pero aún no tiene producción, es decir, cuando los costos de un proyecto son mayores que sus ingresos.

° R es igual a uno ($R = 1$) cuando los ingresos de un proyecto son iguales a sus costos (momento comúnmente llamado «*payout*» o de recuperación de la inversión).

° R es mayor que uno ($R > 1$) cuando los ingresos de un proyecto son mayores a sus costos, durante la fase de producción.

Ejemplo: El factor R se usa en Perú de la siguiente manera para crear una regalía de tasa variable:

FACTOR R TASA DE LA REGALÍA

$0 < R < 1.0$	15.00%
$1.0 < R < 1.5$	20.00%
$1.5 < R < 2.0$	25.00%
$R > 2.0$	35.00%

En el ejemplo anterior, una regalía cuya tasa empezó siendo el 15% de la producción inicial, cuando el factor R es menor que uno debido a que los costos de producción son mayores a los ingresos, incrementa de forma escalonada hasta llegar al 35% durante la fase de producción, cuando la IOC ha percibido ingresos de producción iguales al doble de sus costos.

Sitio de determinación de la regalía

El sitio en el que se fija una regalía puede tener un impacto significativo sobre la cantidad de regalía que se pagará. Las regalías pueden ser determinadas en:

- ° La cabeza del pozo (común en Norteamérica).
- ° El punto de medición en el campo petrolífero (común fuera de Norteamérica).
- ° Las fronteras del block.
- ° La terminal de exportación.

Si el sitio en que se determina una regalía se encuentra más alejado dentro de la cadena de valores del punto en el que se vende la producción (como ocurre comúnmente), es necesario calcular el valor que esta tendría en el sitio de determinación de la regalía. Esto se logra, generalmente, deduciendo el costo de transporte y procesamiento del petróleo y del gas desde el punto de determinación de la regalía hasta el punto de venta. Este cálculo puede resultar más difícil de lo que parece, ya que dichos costos no suelen ser los costos de plena competencia pagados a un tercero. Cuando una IOC posee las

instalaciones de transporte y procesamiento, es necesario garantizar que esos costos no son excesivos y que no incluyen una componente de beneficios más allá de un límite razonable de rendimiento del capital invertido.

Ejemplo:

Valor en la terminal de exportación: US \$89.00 por barril

Tarifa de procesamiento: US \$4.00 por barril

Valor en la terminal del campo petrolífero: US \$85.00 por barril

Tarifa de procesamiento: US \$2.00 por barril

Valor en cabeza de pozo: US \$83.00 por barril

En el ejemplo anterior, una regalía de 10% será de US \$8.90 si es determinada en la terminal de exportación, de US \$8.50 si es determinada en la terminal del campo petrolífero y de US \$8.30 si es determinada en cabeza de pozo. De forma similar ocurre con el gas natural, donde las deducciones que determinan el valor en cabeza de pozo pueden ser tan altas que terminan reduciendo la regalía de forma significativa.

Determinación de la regalía

Generalmente se paga una regalía por todo tipo de producción en un pozo, pero hay algunas excepciones, como cuando el petróleo y el gas son:

- Desfogados o quemados por antorchas (en sitios donde es permitido).
- Reinyectados al pozo.
- Usados en las operaciones petroleras.
- Perdidos (siempre y cuando las pérdidas no sean producto de conductas negligentes).

Pago en efectivo o en especie

Un Estado puede optar por recibir sus regalías “en especie”, lo que significa que puede cobrar la regalía tomando posesión física de su parte de petróleo. Un Estado que tiene la capacidad de comercializar su propia producción, o la intención de hacer uso de su parte de la producción para un propósito distinto al de la IOC (por ejemplo, tomarlo para uso doméstico), puede hacerlo; este derecho puede resultar conveniente. En algunos casos, los Estados prefieren tomar su parte de la producción en especie, porque de esta manera pueden hacer un mejor trabajo que la IOC en la comercialización de la parte de petróleo correspondiente al Estado. Sin embargo, la mayoría de los Estados autorizan a la IOC la venta de su parte de la producción equivalente a la regalía y aceptan el pago en efectivo de lo que la IOC obtiene. Para ejercer su derecho a adquirir una regalía en especie, el Estado debe avisar a la IOC con varios meses de anticipación. Para los proyectos de gas, puede que esta elección sea realizable en un único momento.

Descuentos

Algunos Estados aplican descuentos al precio en que las compañías petroleras venderán el crudo en el mercado doméstico. Esta obligación de venta a descuento dentro de un mercado interno tiene el mismo efecto económico para las IOC que las regalías.

Ejemplo: En Indonesia hay una "obligación de mercado interno" aplicable después de cinco años de suspensión. Esta obligación exige la venta de 25% de la producción a un precio equivalente al 25% del precio mundial del petróleo dentro del mercado interno.

- ° **Impuesto sobre la renta de las sociedades.**— impuesto sobre las ganancias netas (o beneficios) generadas por una compañía a partir de las actividades que conduce.

La discusión de los conceptos relativos al impuesto sobre la renta de las sociedades se encuentra más allá del alcance de este libro. Sin embargo, hay un sinnúmero de atributos de los impuestos sobre la renta de las sociedades que resultan necesarios para el entendimiento de las características fiscales generales de los contratos petroleros.

La mayoría de los regímenes fiscales petroleros tienen a los impuestos sobre la renta de las sociedades como atributo. El concepto subyacente es que las IOC, así como cualquier otra persona jurídica, deben pagar un impuesto sobre la renta (además de los pagos discutidos anteriormente, ya que el petróleo es un recurso propiedad del Estado). Incluso en Irlanda, cuyo sistema fiscal para las operaciones petroleras se compone únicamente del impuesto sobre la renta de las sociedades, las IOC son gravadas con un impuesto de sociedades de 25% mientras que las compañías irlandesas pagan únicamente 20%.

Las tasas del impuesto de sociedades aplicables a las actividades petroleras varían ampliamente alrededor del mundo, desde 0% en algunos paraísos fiscales hasta 85% en algunas operaciones en Nigeria. Sin embargo, la mayoría de los Estados establecen un impuesto de sociedades entre 25% y 35%.

Es importante entender que el gravamen de sociedades es una característica fiscal diferente a las regalías, las participaciones en beneficios y otras herramientas. Un impuesto sobre la renta de las sociedades es determinado a nivel de corporación, mientras que otras herramientas fiscales determinan la cantidad a pagar a nivel de pozo, de *campo petrolífero* o de *contrato petrolero*. Por consiguiente, el impuesto sobre la renta de las sociedades incluye características como deducciones por depreciación. Es por esto que el cálculo final del impuesto puede derivar en resultados muy diferentes a las regalías; una regalía de 12.5% es muy diferente a un impuesto de tasa de 12.5%.

Algunos Estados crean reglas especiales para evaluar los impuestos sobre la renta de las sociedades en operaciones de petróleo y de gas.



A una IOC se le puede requerir el cálculo de su impuesto de sociedades en una forma en particular, ya sea únicamente con base en las operaciones de su sector petrolero (como en Tailandia), en sus actividades costa afuera (como en Pakistán), en su área de contratos petroleros (como en Indonesia y Túnez) o en cada área de desarrollo (como en Angola).

Este concepto es algunas veces referido como “*ring fencing*” o «delimitación», ya que las actividades de la IOC son gravadas como si hubiera una delimitación alrededor de un área definida.

Las delimitaciones permiten que el régimen fiscal observe únicamente las actividades dentro del área definida de modo que otras ganancias, pérdidas o costos fuera de la delimitación sean excluidas. Lo opuesto a las delimitaciones son las «consolidaciones», donde las actividades de múltiples áreas en un contrato son tratadas de forma combinada.

- **Participaciones en beneficios.**— cada contrato de producción compartida incluye una herramienta fiscal que define alguna parte de la producción como “*profit oil*” o “*profit gas*” y la reparte entre el Estado y la IOC.

Con la finalidad de entender estos conceptos, regresemos al concepto subyacente a los contratos de producción compartida, el cual crea una relación donde la IOC es un “contratista” del Estado que ha sido contratado con el fin de realizar actividades petroleras en un área específica perteneciente al Estado. La IOC explora y, en caso de que la exploración sea exitosa, desarrolla y produce petróleo. La IOC asume algunos costos durante dichas operaciones. Así pues, es necesario definir dentro del contrato petrolero:

- **Cost oil:** parte de la producción que la IOC recibirá para recuperar los costos en los que haya incurrido. Esta parte está sujeta a un límite máximo (el “límite del *cost oil*”).
- **Profit oil:** parte de la producción remanente tras entregar el *cost oil* a la IOC.

Si la producción resultante incluye gas, también habrá un límite del *cost gas* y una parte de *profit gas*, con valores generalmente diferentes a los relacionados con el petróleo, debido a la distinta naturaleza de la economía del desarrollo de gas.

El siguiente diagrama es una representación visual de cómo se reparte la producción total entre la IOC y el Estado en un contrato de producción compartida:

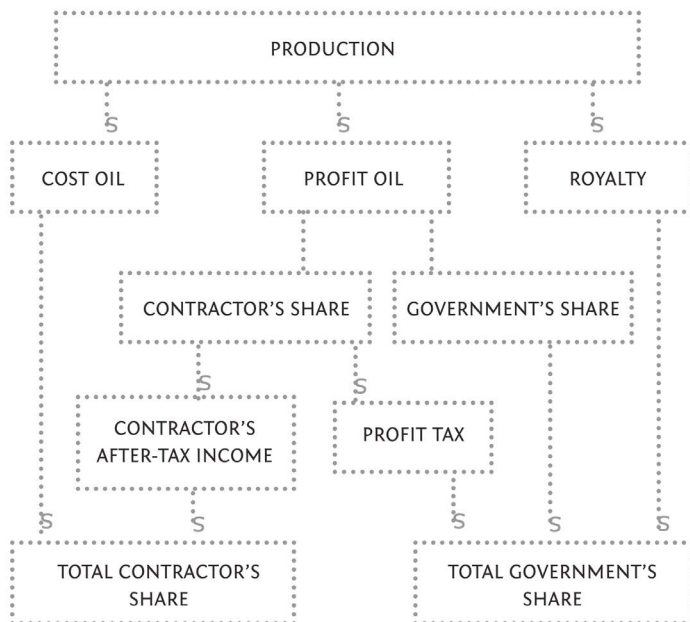


Figura: “Repartición de la producción total entre la IOC y el Estado”. La producción total se divide inicialmente en tres: el cost oil, el profit oil y la regalía. El profit oil se divide entre el contratista y el gobierno. La parte del profit oil que corresponde al contratista se compone del impuesto sobre beneficios y de los ingresos remanentes tras la deducción de impuestos. La parte total de la producción que finalmente corresponde al contratista se compone de el cost oil y los ingresos remanentes del contratista tras la deducción de impuestos. La parte total de la producción que corresponde al gobierno se compone del impuesto sobre beneficios, la parte del profit oil que corresponde al gobierno y la regalía.

Producción compartida

Examinemos ahora las diferentes maneras en que se determinan las partes de los beneficios de petróleo y gas, y las formas en que se establecen los límites del *cost oil* y del *cost gas*. Para facilitar la lectura en esta sección, nos referiremos únicamente al *cost oil* y al *profit oil*, ya que los mismos conceptos son aplicables en el caso del gas.

Reparto del profit oil en porcentajes fijos

El primer gobierno que creó un contrato de producción compartida fue Indonesia, donde la compañía petrolera estatal Pertamina tenía un monopolio sobre los derechos de exploración de petróleo y donde, por consiguiente, resultaba imposible otorgar una concesión. Pertamina desarrolló el contrato de producción compartida sobre las siguientes bases: la IOC “contratista” recibe la recuperación de los costos acaecidos durante un máximo de 40% de la producción (el límite del *cost oil*) y el balance de la producción se reparte en 60%

para Pertamina y 40% para el contratista (la parte del *profit oil*). Todo capital y costos de operación se recuperan de un máximo de 40% de la producción. Todo tipo de costos excedentes al límite del *cost oil* pueden ser recuperados durante los meses siguientes por medio de una amortización, que dura hasta que dichos costos son recuperados. Si los costos son menores al límite del *cost oil*, el excedente se maneja como *profit oil* y se divide entre las partes del *profit oil* que corresponden a cada uno. En otras palabras, la asignación de *cost oil* a la IOC es menor que el 40% del límite del *cost oil* y que los costos no recuperados.

Esta simple fórmula ha cambiado varias veces desde la primera vez en que fue usada en Indonesia y muchos nuevos conceptos han sido creados para repartir el *profit oil* y para determinar el límite del *cost oil*. Muchos Estados aún reparten el *profit oil* en porcentajes fijos, como:

- 40% en Timor Oriental.
- 50% en la zona de desarrollo compartida entre Tailandia y Malasia.
- 60% en Filipinas.

Reparto de beneficios de escala variable

El reparto de beneficios también puede realizarse por medio de una escala variable, diseñada para incrementar la parte de *profit oil* del Estado mientras que el proyecto se ciñe a diferentes criterios fiscales o de producción. Se puede diseñar un reparto de beneficios de la regalía de escala variable con base en:

- El nivel de producción del campo petrolífero.
- La producción acumulada.
- La combinación de la producción del campo petrolífero y la producción acumulada.
- El factor R.
- La combinación del factor R y la producción del campo petrolífero.
- La tasa de rentabilidad interna (TRI).
- El límite máximo de costos.

Un factor R puede usarse para crear un reparto de beneficios de escala variable como se muestra a continuación, usando a Azerbaiyán como ejemplo:

Ejemplo:

FACTOR R PROFIT OIL ASIGNADO AL GOBIERNO

$0 < R < 1.0$	15.00%
$1.0 < R < 1.5$	20.00%
$1.5 < R < 2.0$	25.00%
$R > 2.0$	35.00%

Cost oil

El *cost oil* es la parte de la producción que es asignada a la IOC para permitirle recuperar los costos que ha tenido al realizar operaciones como parte de un contrato petrolero. La mayoría de los Estados establecen un límite máximo en la cantidad del petróleo producido que puede ser asignado para la recuperación de costos, llamado el «límite del *cost oil*».

Ejemplo: Los límites del cost oil pueden variar y ser de 25% (como en Croacia), 40% (como en Guinea Ecuatorial y Tanzania), 50% (como en Gabón, Qatar y Congo Brazzaville) o 90% (como en Camboya y Madagascar).

Mientras más alto sea el límite del *cost oil*, mejor será para la IOC, ya que ésta recuperará su inversión más rápidamente. Una rápida recuperación de la inversión resulta atractiva para la IOC y cumple con el objetivo gubernamental de atraer la inversión extranjera.

Timor Oriental y Guatemala no tienen un límite de costos ni reglas de depreciación de costos, por lo que teóricamente una IOC puede recibir 100% de la producción mientras que recupera los costos. Sin embargo, ambos incluyen una regalía, a pagar en efectivo o en especie, asegurando así una parte mínima de la producción para el Estado.

- ° **Participación estatal.**— como herramienta fiscal, se refiere a los casos en que el Estado participa en el contrato petrolero como la otra parte contratante junto con la IOC.

Algunas veces, los Estados participan directamente en las actividades de petróleo y gas, típicamente a través de una compañía petrolera nacional (NOC). En efecto, el Estado invierte de manera conjunta en las actividades de exploración, desarrollo y producción junto con la IOC. Si el Estado participa de esta manera, forma parte del contrato petrolero en dos capacidades: como quien otorga derechos en el contrato petrolero y es propietario de los recursos de petróleo y gas, y como inversionista.

Hay tres preguntas importantes que afectan el rol de la participación estatal como herramienta fiscal:

Pregunta 1: ¿Qué porcentaje del proyecto tendrá la compañía petrolera nacional?

Pregunta 2: ¿Cuándo comienza a participar la compañía petrolera nacional?

Pregunta 3: ¿Cuáles costos del proyecto absorberá la NOC?

Respuesta 1: Muchos Estados establecen un porcentaje fijo de participación para la compañía petrolera nacional, que varía desde un 5% (como en Belice) o 10% (como en Indonesia) hasta un 50% (como en Brunei y Túnez) o 60% (como en Abu Dhabi).

Respuesta 2: La participación de la compañía petrolera estatal puede comenzar desde el inicio del contrato. Sin embargo, el reto para una compañía petrolera estatal suele ser la capacidad de pagar su parte de los costos y la voluntad de asumir el riesgo de que la exploración no sea exitosa. Rara vez es

buena idea que un Estado asuma grandes riesgos de exploración, en particular si el Estado no es próspero. Este reto puede ser tratado de dos maneras. La primera manera es otorgando a la compañía petrolera estatal la opción de participar en el proyecto y otorgar dicha opción en un momento en que una parte o el total del riesgo ha sido eliminado. Por consiguiente en este caso, muchos derechos de participación estatal brindan a la compañía petrolera nacional la opción de participar, hasta con la totalidad de su parte, en el momento en que se declara comercialidad o tras la aprobación del plan de desarrollo.

La segunda manera que tiene el Estado de manejar el reto de pagar su parte de los costos es respondiendo a la tercera pregunta sobre cuáles costos del proyecto debe absorber la compañía petrolera nacional.

Respuesta 3: Hay tres respuestas alternativas a la tercera pregunta. Estas respuestas definen el tipo de participación del Estado y son:

- ° Participación equitativa, o “*full equity*”, (como ocurre en Noruega), en la que la compañía petrolera nacional absorbe completamente su parte de los costos totales.

- ° Participación de capital con interés parcialmente amortizado, o “*partial carried interest*”, en la que la IOC absorbe todos los costos previos al momento en que la compañía petrolera nacional decide participar. Después de éste momento, la NOC salda algunos o todos sus costos correspondientes al periodo previo a la decisión de participación (como ocurre en Indonesia y Uganda). El pago de dichos costos puede quedar establecido en un contrato de producción compartida en el que, por ejemplo, la IOC recibe parte de la producción que pertenece a la compañía petrolera nacional. Este tipo de partición también se conoce como “*soft carry*”.

- ° Participación de capital con interés totalmente amortizado, o “*full carried interest*”, en la que la IOC absorbe todos los gastos previos al momento en que la compañía petrolera estatal decide participar. Los costos correspondientes a la NOC en el periodo previo a la decisión de participación no se saldan (como ocurre en Camerún, Chad y Trinidad y Tobago). Este tipo de participación también se conoce como “*hard carry*” o “*free carry*”.

En todos los casos anteriores, la compañía petrolera nacional es responsable de su parte de las operaciones petroleras posteriores a su decisión de participación. Estas formas diferentes de amortización de intereses tal vez pueden ser entendidas por medio de un ejemplo:

Ejemplo: En este caso revisaremos la versión del año 2000 del modelo de acuerdo en materia de hidrocarburos de Ghana, donde el derecho de participación del Estado es ejercido por la Ghana National Petroleum Corporation (GNPC). En este contrato, GNPC posee tanto una participación estatal de 10% a partir de la fecha en que se suscribe el contrato (“interés inicial”), como la opción de adquirir una participación estatal adicional al realizarse un descubrimiento comercialmente viable (“interés adicional”). La compañía petrolera nacional absorbe el interés inicial asociado a todos los costos de las operaciones de exploración y desarrollo; dicho interés es totalmente amortizado. GNPC puede elegir que la compañía petrolera amortice el interés adicional relativo a los costos de las operaciones de desarrollo y producción pero, si lo hace, esta amortización será parcial. Analicemos en el siguiente ejemplo el lenguaje útil para la comprensión del concepto de interés inicial:

EXCERPT FROM THE GHANA MODEL PETROLEUM AGREEMENT:

2.4 - “GNPC shall have a ten percent (10%) Initial Interest in all Petroleum Operations under this Agreement. With respect to all Exploration and Development Operations GNPC’s Initial Interest shall be a Carried Interest. With respect to all Production Operations GNPC’s Initial Interest shall be a paid interest”.

‘Carried Interest’ is defined as “an interest held by GNPC in respect of which Contractor pays for the conduct of Petroleum Operations without any entitlement to reimbursement from GNPC”.

EXTRACTO DEL MODELO DE ACUERDO EN MATERIA DE HIDROCARBUROS DE GHANA:

2.4.– «GNPC tendrá un interés inicial de diez por ciento (10%) sobre todas las operaciones petroleras suscritas en este acuerdo. Con respecto a todas las operaciones de exploración y desarrollo, el interés inicial de GNPC será amortizado. Con respecto a todas las operaciones de producción, el interés inicial de GNPC será un interés a pagar”.

“Interés amortizado” se define como “un interés que pertenece a GNPC y que el contratista paga por el desempeño de operaciones petroleras sin ninguna intención de reembolso por parte de GNPC”.

Así pues, el artículo 2.4 del modelo de acuerdo de Ghana establece que el interés inicial prevé una participación estatal desde el inicio del contrato y que dicho interés inicial es amortizado respecto a las operaciones de exploración y desarrollo. Esto significa que, debido a la definición de «interés amortizado», la compañía petrolera (o contratista) pagará dichos costos y no tendrá derecho a reembolso, es decir, que este interés es totalmente amortizado. Sin embargo, GNPC tendrá que pagar un 10% de los costos de las operaciones de producción, según lo establecido en la última oración del artículo mencionado.

En lo relativo al interés adicional:

EXCERPT FROM THE GHANA MODEL PETROLEUM AGREEMENT:

2.5 – “In addition to the Initial Interest provided for in Article 2.4, GNPC shall have the option in respect of each Development and Production Area to contribute a proportionate share not exceeding% of all Development and Production Costs in respect of such Development and Production Area [...] thereby acquiring an Additional Interest of up to% in Petroleum Operations in such Development and Production Area. GNPC shall notify Contractor of its option within ninety (90) days of the Date of Commercial Discovery”.

EXTRACTO DEL MODELO DE ACUERDO EN MATERIA DE HIDROCARBUROS DE GHANA:

2.5.– «Además del interés inicial mencionado en el Artículo 2.4, GNPC tendrá la opción, en cada área de desarrollo y producción, de contribuir con una parte proporcional no mayor al% del total de costos de desarrollo y producción en dicha área de desarrollo y producción [...] adquiriendo de este modo un interés adicional de hasta% sobre las operaciones petroleras de dicha área de desarrollo y producción. GNPC deberá notificar su decisión al contratista dentro de los primeros noventa (90) días posteriores a la fecha del descubrimiento comercialmente viable ».

El derecho de GNPC de adquirir el interés adicional (o recompra) inicia en la fecha del descubrimiento comercialmente viable y puede ser ejercido sólo dentro de los primeros 90 días a partir de esa fecha. Si GNPC no ejerce ese derecho en el periodo de 90 días especificado, no podrá adquirir el interés adicional. En el ejercicio de este derecho se requiere la contribución de una parte proporcional de todos los costos de desarrollo y producción. Por consiguiente, con base en el Artículo 2.5, el interés adicional dejará de ser amortizado a partir de la fecha de adquisición, ya que este artículo establece que GNPC tiene que pagar su parte de los costos con relación a dicho interés. Sin embargo, el Artículo 2.9 prevé que GNPC puede, ejerciendo su derecho de adquisición de un interés adicional:

EXCERPT FROM THE GHANA MODEL PETROLEUM AGREEMENT:

2.9 - "...elect to have Contractor advance part or all of GNPC's total proportionate share of Development Costs as they are incurred [...] Such advances shall be reimbursed with interest at the Specified Rate from GNPC's entitlement after recovery of Production Costs as provided in Article 10..."

EXTRACTO DEL MODELO DE ACUERDO EN MATERIA DE HIDROCARBUROS DE GHANA:

2.9.– «... elegir que el contratista dé un adelanto, o el total, de la parte proporcional de todos los costos de desarrollo que corresponden a GNPC a medida que se incurren [...] dichos adelantos serán reembolsados, con intereses a la tasa especificada, a partir de los derechos de GNPC tras la recuperación de los costos de producción, según se estipula en el Artículo 10».

Esta disposición permite que el contratista amortice la cuota de interés adicional de los costos de desarrollo perteneciente a GNPC. El lenguaje deja claro que esto es un adelanto (o préstamo) que hace el contratista y que será retribuido con intereses, por GNPC, a partir de la producción. Dicha retribución ocurrirá una vez que GNPC haya recuperado su parte de los costos de

producción. Así pues, si GNPC elige ser amortizada de esta manera por el contratista, la amortización será parcial, según lo estipula el Artículo 29. Sin embargo, tanto para el interés adicional como para el interés inicial, ninguna de estas disposiciones exige a GNPC el reembolso al contratista de una parte de los costos de exploración en los que dicho contratista haya incurrido previamente. Así pues, hay una amortización total del interés adicional y del interés inicial relacionado con los costos de exploración. GNPC no es amortizada por el contratista, ni en su parte de interés inicial ni en su parte de interés adicional sobre los costos de producción. GNPC debe hacerse cargo por sí misma, asumiendo que será capaz de cubrir su parte de los costos, ya que para este momento estará recibiendo ingresos o una parte de la producción.

Un punto importante relacionado con la participación estatal que es especialmente importante cuando la participación no inicia desde el comienzo del contrato petrolero sino cuando se elige iniciar la participación posteriormente, es si el Estado participará en todas las operaciones petroleras bajo un contrato en particular o, caso por caso, en cada descubrimiento o campo comercialmente viable. En el ejemplo anterior sobre Ghana, queda claro que el interés inicial es relativo a “todas las operaciones petroleras bajo ese acuerdo”. Por el contrario, GNPC tiene la opción de elegir si adquiere su interés adicional por cada área de desarrollo y producción, es decir, caso por caso. Esto brinda a GNPC una flexibilidad significativa, aunque también incrementa la complejidad administrativa del acuerdo cuando dicho acuerdo comprende más de un área de desarrollo y producción, y cuando GNPC hace diferentes elecciones con relación a los mismos.

Saber qué tan significativos son los derechos de la participación del Estado depende no sólo de los asuntos fiscales; este asunto es discutido con mayor detalle en los capítulos siguientes.

◦ Otros impuestos basados en beneficios económicos

El precio del petróleo y del gas es volátil. En julio del 2008, el precio del petróleo alcanzó un máximo histórico de US \$147 por barril. Tan sólo seis meses después, en diciembre del 2008, el precio se había desplomado a US \$35 por barril. Uno de los retos al administrar una compañía de petróleo y gas es ser capaz de lidiar con este tipo de fluctuaciones en los precios, ya que financiar, planear e invertir resultan muy difíciles en este tipo de ambiente.

La volatilidad de los precios también dificulta la adecuada administración del sector petrolero por parte del Estado. Un régimen fiscal diseñado para funcionar en un mundo donde los precios del petróleo nunca son mayores a US \$55 por barril (en otras palabras, como sucedía en el mundo antes del año 2003), puede no funcionar bien cuando el precio por barril es de US \$100, como ocurrió el año previo a la publicación de este libro.

Un punto en que los reguladores petroleros son frecuentemente criticados es que las herramientas fiscales no aportan ingresos suficientes al Estado cuando el precio del petróleo es muy alto. Las compañías petroleras son acusadas de obtener “beneficios extraordinarios” (o “*windfall profits*”) y los Estados desean gravar dichas ganancias.

Empecemos por comprender el término “beneficio extraordinario”. Para lograrlo, recurramos a un ejemplo relacionado con el término en inglés “*windfall*”, que es de hecho un término forestal. Un leñador gana su salario por la ardua labor de cortar árboles y llevarlos al mercado. Sin embargo, de vez en

cuando una fuerte ráfaga de viento derriba varios árboles, lo cual no implica ningún esfuerzo para el leñador. Estos árboles son denominados “*windfall*” y pueden ser vendidos fácilmente por el leñador, quien ha obtenido beneficios de manera afortunada pero por los cuales no trabajó.

Lo mismo puede decirse de las compañías petroleras. Cuando el precio del petróleo incrementa de manera significativa, es difícil decir que las ganancias que esto les genera son producto de su trabajo. Las IOC exponen múltiples razones para conservar estos beneficios, como el hecho de que dichos beneficios les permiten realizar una mayor reinversión para encontrar sitios de producción adicionales. Sin embargo, la historia de volatilidad en el precio del petróleo ha llevado a muchos Estados a pedir una mayor parte de los ingresos petroleros cuando los beneficios rebasan ciertos umbrales. Por consiguiente, muchos Estados han creado impuestos basados en beneficios económicos que debemos incluir en la caja de herramientas fiscales.

Puede que los impuestos adicionales basados en beneficios económicos no sean necesarios de forma alguna, cuando otras herramientas fiscales ya incluyen características que otorgan al gobierno una mayor parte de las ganancias cuando las operaciones petroleras se tornan más lucrativas. Las características de los sistemas de escala variable, los factores R y las “tasas internas de retorno” (TIR), son diseñadas para captar beneficios adicionales.

Ejemplos de impuestos basados en beneficios, son:

- *La “participación especial” en Brasil, que otorga una mayor parte de los “ingresos netos” cuando incrementa la tasa de producción.*
- *El derecho adicional a prestaciones de hidrocarburos (o “Additional Oil Entitlement”) en Ghana, que otorga una mayor parte de la producción de crudo cuando incrementa la tasa de rendimiento de la IOC.*
- *El TEP en Algeria, de entre 5% y 50% para crudos con un precio por encima de los US \$30 por barril (no aplicable a nuevos contratos bajo la nueva ley sobre hidrocarburos).*

◦ **Otros impuestos generales**

La mayor parte de los Estados cuenta con una variedad de otros impuestos que le sirven para captar ganancias a partir de una variedad de actividades. Estos impuestos no son exclusivos de la industria petrolera sino que tienen la intención de ser aplicados a todas las personas jurídicas:

- IVA, o impuesto sobre el valor agregado.
- Derechos de importación.
- Derechos de exportación.
- Impuestos sobre los ingresos brutos (o *turnover tax*).
- Impuestos industriales.
- Retenciones.

Una IOC tiene que estar atenta a la variedad completa de impuestos que se aplican en un Estado específico antes de invertir en él. De manera similar, un Estado tiene que estar alerta al hecho de que dichos impuestos (y en algunas ocasiones la burocracia involucrada en su administración) pueden inclinar la balanza a favor de un inversionista, de modo que un proyecto petrolero deja de ser rentable.

Exenciones y Waivers

Muchos Estados han creado regímenes fiscales cuya finalidad es captar una parte adecuada de la renta económica asociada a las operaciones petroleras, de modo que los impuestos adicionales no resultan adecuados para las operaciones de la industria petrolera. Así pues, no es extraño encontrar que las excepciones especiales para algunos de estos impuestos son creadas en la medida en que se aplican a las IOC. Por ejemplo, las IOC importan equipo de perforación y otros materiales costosos al Estado como parte de sus operaciones petroleras. El equipo de perforación puede ser posteriormente exportado fuera del Estado al completarse las operaciones de perforación. Es por esto que el equipo de perforación queda comúnmente exento de derechos de importación.

Los contratos de producción compartida establecen que el derecho de cada activo adquirido por una IOC e incorporado a una operación petrolera, es automáticamente transferido al Estado. Tendría poco sentido aplicar un impuesto a la IOC que importa un activo que será inmediatamente propiedad del Estado.

◦ **Comisión por servicios.**— compensación que paga el Estado a una IOC por el desempeño de servicios bajo un contrato por servicios de riesgo.

Los contratos por servicios de riesgo no son usados ampliamente alrededor del mundo; sólo siete Estados los usan. Por consiguiente, hay una variedad limitada de sistemas de comisiones por servicios. Hay tres tipos principales:

Cuota por barril

Ejemplo: El Ministro de Petróleo de Irak ha otorgado exitosamente una serie de contratos por servicios de riesgo en cuatro rondas de licitación (llamadas Technical Service Contracts [contratos por servicios técnicos], Development and Production Service Contracts [contratos por servicios de desarrollo y producción] o Exploration and Production Service Contracts [contrato por servicios de exploración y producción], según la ronda), que pagan al contratista una cuota por barril de petróleo producido. Estas cuotas, desde US \$1.15 por barril hasta US \$7.50 por barril, son notablemente bajas.

Sin embargo, todos los campos ofertados en las tres primeras rondas eran áreas de descubrimiento y algunos de ellos eran campos súper gigantes con reservas de más de cinco mil millones de barriles de crudo. Las cuotas fueron posteriormente reducidas a una participación estatal totalmente amortizada de 25% y un impuesto sobre ingresos de 35%. El government take en estos contratos ascendía a 99% en algunos casos. Además, la cuota por barril se reduce en 70% cuando el factor R ascendía de cero a 2.0, lo cual también reduce el take de la IOC. Las cuotas cargadas a la IOC son convertidas a barriles de crudo y distribuidos en un punto de exportación en Irak. Los costos de la IOC se recuperan a partir del 50% del incremento en la producción de petróleo.

Catálogo de Precios

Ejemplo: En México, los Contratos Integrales de Servicios, otorgados en 2003 y 2004, incluían un “catálogo de precios” en el que cada actividad que realizaba la IOC (perforación de pozos, tendido de gasoductos, operación de pozos petroleros y otros) tenía un valor dentro del catálogo adjunto al contrato. La IOC elaboraba una lista con los servicios que había realizado durante el mes y presentaba una factura. El pago se hacía en efectivo. Esta inusual estructura era requerida según la Ley Federal del Trabajo de México. Actualmente, México otorga contratos que fijan cuotas por barril, siguiendo los cambios de la legislación aplicable.

Compensación de tasa fija

Ejemplo: El Contrato de Servicios de Irán (conocido comúnmente como “contrato de recompra”, o “buyback contract”) recompensa a la IOC en el momento en que ésta completa alguna de las actividades de desarrollo, establecidas dentro de un plan maestro de desarrollo. La recompensa consiste en el pago de una cuota fija de remuneración previamente negociada. La cuota de remuneración es negociada como una fracción (del orden de 15%) de los costos esperados durante el desarrollo del proyecto. Los costos y la cuota de remuneración se pagan con la producción resultante del pozo que la IOC desarrolló de acuerdo con el plan maestro de desarrollo.

ESTRATEGIAS FISCALES Y SOLUCIONES

El capítulo anterior lista las herramientas fiscales que los gobiernos y las compañías petroleras internacionales (IOC) usan para repartirse las ganancias generadas por un proyecto petrolero. Este capítulo describirá cómo esas herramientas se usan para crear un “régimen fiscal” a partir de un contrato petrolero específico.

Es importante recordar que actualmente hay más de 500 regímenes fiscales diferentes en uso —¡más que el número de países en el mundo!—. Algunos países usan más de un tipo de régimen fiscal. Esto se debe a la existencia de diferentes oportunidades petroleras en cada país, así como a las diferencias en riesgos, costos y recompensas que surgen a partir de dichas oportunidades. Por ejemplo, la exploración de petróleo y gas costa afuera, u *offshore*, tiende a ser más costosa que la tierra adentro, u *onshore*, por lo que el régimen fiscal debe ser ajustado para reflejar dicha diferencia. Los proyectos de gas natural tienen distinto precio, costo y ambiente de regulación y operación, por lo que los términos fiscales relacionados con el gas son típicamente más generosos con la IOC que los relacionados con el petróleo.

Ahora mismo revelaremos la conclusión: *No existe un único sistema fiscal que se adecue a todas las situaciones*. Hay grandes diferencias en prospección geológica, condiciones de los yacimientos, costos, precios, infraestructura y disponibilidad de servicios. Pueden existir atractivas condiciones de inversión en cada jurisdicción y *un régimen fiscal en una jurisdicción puede no funcionar en otra*.

Estrategias

Entonces, ¿por dónde empezar al momento de crear, revisar o evaluar un régimen fiscal? Recordemos que el objetivo es *repartir las ganancias divisibles* (los ingresos del proyecto menos los costos del proyecto) entre el Estado y la IOC. Una manera de abordar esta cuestión es realizando una serie de preguntas estratégicas sobre las metas que el Estado pretende alcanzar y posteriormente usar las herramientas fiscales que permiten alcanzar dichas metas. Cuatro preguntas clave que pueden ayudar a un Estado a definir su estrategia, son:

- ¿Cómo debe tratar el régimen fiscal los cambios en la *rentabilidad* de las operaciones petroleras?
- ¿Cuáles son los *tiempos* de la participación estatal sobre los ingresos divisibles?
- ¿Para qué nivel de *riesgo* de éxito en las operaciones petroleras está preparado el Estado?
- ¿Hasta qué punto quiere el Estado *fomentar la inversión petrolera inicial y la reinversión*?

Examinaremos cada una de estas preguntas de manera individual.

El cambio de la rentabilidad

La fluctuación de los precios, costos y tasas de producción de petróleo, significa que la rentabilidad de las operaciones de petróleo y gas cambian en el tiempo. Los sistemas fiscales pueden reaccionar ante estos cambios en una de tres maneras. Un régimen fiscal *regresivo* otorga al Estado una *menor* parte de los ingresos cuando la rentabilidad incrementa. Un régimen fiscal *neutro* otorga al Estado la *misma parte* de los ingresos cuando la rentabilidad incrementa. Un régimen fiscal *progresivo* otorga al Estado una mayor parte de los ingresos cuando la rentabilidad incrementa.

Es importante recalcar que estos términos no son juicios de valor sobre el régimen fiscal. Decir que un Estado tiene un régimen fiscal regresivo no implica que sea viejo, anticuado y fuera de contexto con la realidad actual. Puede que el país tenga buenas razones para escoger herramientas fiscales regresivas que resulten en un sistema regresivo.

Entendiendo la regresividad y la progresividad

A continuación mostraremos algunos ejemplos que pueden resultar útiles para ilustrar estos efectos. El primero aborda un bono de producción.

Ejemplo: En el contrato petrolero de Libia descrito en el capítulo anterior, la IOC paga un bono de US \$5 000 000 cuando se producen 100 000 000 de barriles de crudo equivalente. Si el crudo se vende a US \$50 por barril o a US \$1000 por barril, genera una gran diferencia en la rentabilidad del proyecto de la IOC pero no varía las ganancias gubernamentales respecto al bono de producción. La IOC está obligada a pagar el bono sin importar si las operaciones son altamente o escasamente rentables. Así pues, un bono de producción de este tipo es regresivo.

Otro punto en cuestión es el de la regalía de tasa fija.

Ejemplo: En el caso anterior relativo a la parte estadounidense del Golfo de México, donde se aplica un 16.67% de regalía en operaciones en aguas poco profundas, el gobierno recibe un sexto del crudo producido. Si el precio del crudo incrementa, casi siempre se tornan más rentables las operaciones de petróleo y gas, ya que los costos no suelen incrementar en exactamente la misma proporción. Sin embargo, el gobierno recibe el mismo sexto de la producción sin importar el incremento del precio. Aunque la parte correspondiente al gobierno incrementa su valor ya que el precio es más alto, en la mayoría de los casos representará una menor parte de la rentabilidad de la actividad.

El impuesto sobre la renta de las sociedades es una herramienta fiscal neutra ya que el impuesto se aplica a las ganancias netas de la compañía (o beneficio). La tasa del impuesto es la misma, sin importar si el beneficio es mucho o poco. La participación de beneficios de porcentaje fijo funciona de la misma manera, por lo que también es una herramienta fiscal neutra.

La regalía o participación en beneficios de factor R, es un ejemplo de herramienta fiscal que incrementa la parte de los beneficios cuando la rentabilidad incrementa. En el caso tratado en el capítulo anterior, relativo a Azerbaiyán, la parte gubernamental de las ganancias petroleras incrementa de 15% a 35% cuando el factor R varía de cero a dos. Cuando las operaciones de petróleo y gas se vuelven más rentables, el factor R incrementa más rápidamente y también aumenta la parte gubernamental de las ganancias. Este es un ejemplo de una herramienta fiscal progresiva.

Una herramienta fiscal puede ser regresiva, neutral o progresiva con respecto a tres factores clave en la rentabilidad del petróleo: el precio, los costos y la tasa de producción. Una regalía de escala variable que incrementa cuando la tasa de producción aumenta, es una característica progresiva en términos de producción, pero no en términos de precio o costos. Una escala variable con base en el precio del petróleo será progresiva con relación al precio pero no con relación a los costos o a la producción. Las escalas variables que usan el factor R o la tasa interna de retorno (TIR), se enfocan en la rentabilidad general y por lo tanto tienden a ser progresivas en todas las características.

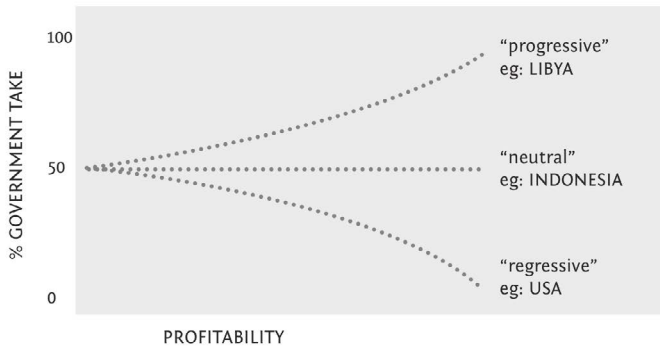


Figura: “Rentabilidad de las herramientas fiscales”. El porcentaje de government take se mantiene constante con relación a la rentabilidad para herramientas fiscales neutras (como las de Indonesia), mientras que incrementa para las herramientas fiscales progresivas (como las de Libia) y disminuye para las herramientas fiscales regresivas (como las de Estados Unidos).

Enfoques de la rentabilidad

Es interesante la pregunta de qué tipo de enfoque de la rentabilidad debe adoptar el Estado. Históricamente, los tipos más comunes de herramientas fiscales petroleras son los bonos, los arrendamientos y las regalías de tasa fija, todas ellas regresivas. Sin embargo, los Estados suelen preferir gravar a las compañías de forma neutra en todas las áreas en que operan y gravar a los individuos de forma progresiva. Así pues, gravar a las IOC de forma regresiva resulta inusual al observar el tipo de gravamen a otras personas, ya sea físicas o morales.

También es interesante observar que la fluctuante rentabilidad de la industria del petróleo y del gas deriva en situaciones donde las operaciones de una IOC se tornan altamente rentables en algunos momentos a lo largo de un contrato petrolero. Los Estados suelen molestarse cuando las ganancias de las IOC aumentan, mientras que la parte estatal de dichas ganancias disminuye o permanece igual. Esta es una de las razones por las cuales los Estados suelen cambiar los regímenes fiscales durante el tiempo en que el inversionista realiza operaciones, lo cual deriva en inestabilidad y fricciones entre el Estado y las IOC.

La creación de características fiscales progresivas que otorgan al Estado una mayor parte de la rentabilidad, es una forma de manejar esta área de fric-

ciones potenciales. Si existe un adecuado sistema fiscal progresivo, el Estado debería estar satisfecho cuando la rentabilidad de la industria petrolera incrementa, ya que su parte de los beneficios también incrementará.

Hay que cuidar dos puntos al manejar este enfoque de la rentabilidad. El primero, que los beneficios de la industria petrolera no siempre incrementan; los precios y costos suben y bajan. Hay momentos en que las actividades de las IOC pueden parecer escasamente rentables. Si la parte de las ganancias perteneciente al Estado cae a cero en dichas circunstancias, esto también puede molestar al Estado, quien puede no estar preparado para lidiar con tal ausencia de ingresos. Es por esto que hay que hacer énfasis en las herramientas fiscales regresivas, que otorgan ingresos al Estado siempre que se produzca petróleo y gas, sin importar si las actividades son rentables.

El segundo punto es que un régimen fiscal que quita gran parte del aumento de la rentabilidad puede resultar en una situación en la que esto actúa como incentivo para incrementar los costos. Los economistas se refieren a este comportamiento con el nombre de “*goldplating*” (en referencia a un chapado de oro), ya que la IOC tiene el incentivo de incurrir en costos excesivos (tales como un *goldplating* [chapado] imaginario de las instalaciones) o carece de incentivo para reducir los costos. Puede probarse el *goldplating* de un régimen por medio de un modelo matemático: si un incremento de un dólar en los costos produce una reducción de más de un dólar en los ingresos gubernamentales, entonces el régimen es de tipo *goldplating*. Dichos regímenes pueden incentivar que la IOC reduzca la tasa de producción o que venda parte de la producción a precio reducido, lo cual produce efectos similares al *goldplating*.

El *goldplating* produce un desequilibrio entre los intereses del Estado y los de la IOC. Los sistemas fiscales funcionan mejor cuando la IOC cuenta con incentivos para alcanzar los mismos resultados que el Estado, lo cual suele consistir en incrementar la producción, con el precio más alto y los costos más bajos.

La mayoría de los Estados seleccionan una variedad de herramientas fiscales, lo cual termina produciendo un sistema híbrido. Al crear, revisar o evaluar un régimen fiscal, es importante reconocer los impactos potenciales de cada herramienta en un entorno en el que la rentabilidad sufre cambios frecuentes.

La rentabilidad y las herramientas fiscales

Ahora que entendemos los conceptos de regresividad y progresividad, y que el Estado puede decidir la forma en que los aborda, podemos decidir qué herramientas fiscales usar. A continuación listamos las herramientas fiscales descritas en el capítulo anterior y su cualidad de regresivas, neutras o progresivas:

- Bono de entrada: muy regresivo.
- Bono de producción: muy regresivo.
- Regalía de tasa fija: regresiva.
- Regalía de escala variable: progresiva.
- Impuesto sobre la renta de las sociedades: neutro.

- Reparto de beneficios en porcentajes fijos: neutro.
- Reparto de beneficios de escala variable: progresivo.
- Participación del Estado: neutro.
- Impuestos basados en beneficios económicos: progresivo.
- Otros impuestos generales: varían, pero generalmente son regresivos.
- Sistemas de comisiones por servicios: muy progresivos.

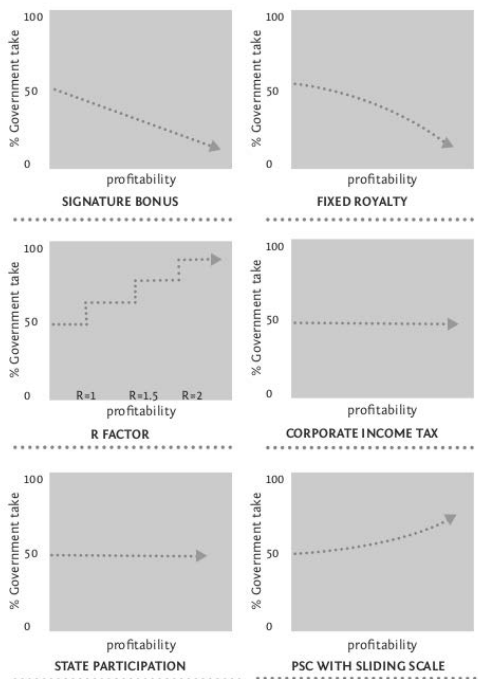


Figura: “Progresividad de las herramientas fiscales”. Los bonos de entrada son muy regresivos: el porcentaje de government take disminuye linealmente con relación a la rentabilidad. Las regalías de tasa fija son regresivas: el porcentaje de government take disminuye con relación a la rentabilidad. El factor R es progresivo: el porcentaje de government take aumenta, según el factor R , de forma escalonada con relación a la rentabilidad. Los impuestos de sociedades son neutros: el porcentaje de government take se mantiene constante con relación a la rentabilidad. La participación del Estado es neutra: el porcentaje de government take se mantiene constante con relación a la rentabilidad. Los contratos de producción compartida de escala variable son progresivos: el porcentaje de government take aumenta con relación a la rentabilidad.

Los tiempos de los ingresos petroleros

Cada herramienta fiscal descrita en el capítulo anterior, produce ingresos para el gobierno en un momento distinto durante el tiempo de vida de un proyecto

petrolero. Un bono de entrada se paga en el momento en que se firma el contrato petrolero, antes de que comience la producción (e incluso antes de saber si habrá producción). Un bono de producción se paga en el momento en que inicia la producción y en varios momentos durante la fase de producción. Los impuestos sobre la renta de las sociedades se pagan únicamente cuando la IOC obtiene beneficios, lo cual suele significar que ésta ha recuperado todos sus costos. Las herramientas fiscales basadas en la tasa interna de retorno (TIR) suelen generar la mayor parte de las ganancias una vez que la IOC ha conseguido una buena tasa de rendimiento.

Así pues, puede decirse que cada herramienta fiscal es:

- “*Front-end loaded*”, si se empieza a aplicar antes de que la IOC haya recuperado sus costos (en otras palabras, si el Estado percibe ingresos antes de que la IOC obtenga beneficios).
- “*Neutra*”, si sólo se aplica una vez que la IOC ha recuperado sus costos (por lo que el Estado obtiene beneficios sólo cuando la IOC lo hace).
- “*Back-end loaded*”, si la parte del Estado se vuelve significativa sólo cuando la IOC cuenta con un ambiente rentable.

El Estado suele elegir herramientas fiscales con base en cuándo desea recibir ingresos petroleros. Naturalmente, los Estados prefieren recibir dinero más temprano que tarde y las IOC prefieren pagar en un momento tardío de la vida del proyecto, cuando se ha determinado la rentabilidad. Por consiguiente, este es un ejercicio de equilibrio. Mientras más se pidan pagos por adelantado, menos puede esperarse al final, y viceversa.

Existen ciertos parámetros que ayudan a entender la elección de una herramienta fiscal, pero éstos no suelen incluirse en los contratos petroleros. Uno de estos parámetros es la tasa de descuento del gobierno y de la IOC.

Ejemplo: Un gobierno con pocos recursos y con una gran necesidad monetaria en el presente, probablemente cuenta con una alta “tasa de descuento”: prefiere obtener US \$1 de ingresos hoy a US \$1.20 dentro de un año, lo cual significa que tiene una tasa de descuento efectiva de más del 20%. Un gobierno con muchos recursos, que tiene la capacidad de prestar fondos a tasas atractivas, probablemente cuenta con una baja tasa de descuento: preferirá un ofrecimiento de US \$1.05 dentro de un año a un ofrecimiento de US \$1 el día de hoy, lo cual significa que tiene una tasa de descuento menor al 5%.

Las IOC también cuentan con tasas de descuento, generalmente de entre 10% y 15%, o mayores, ya que pueden usar sus dólares de hoy para generar ganancias dentro de un año. Así pues, en el ejercicio de balance que involucra la elección de los tiempos de los ingresos petroleros, el comportamiento lógico es que los gobiernos con muchos recursos elijan regímenes fiscales *back-end loaded* y los gobiernos con pocos recursos prefieran regímenes fiscales *front-end loaded*. Algunas veces prevalece esta lógica, pero algunas veces no. Por ejemplo, la adinerada provincia de Alberta, en Canadá, tiene un sistema que prefiere los pagos por adelantado, mientras que Papúa Nueva Guinea tiene un sistema *back-end loaded*.

A continuación una lista de la forma en que se ajustan las herramientas fiscales al escenario de tiempos:

- Bono de entrada: *front-end loaded*.
- Bono de producción: *varía*.
- Regalía de tasa fija: *front-end loaded*.
- Regalía de tasa variable: *varía*.
- Impuesto sobre la renta de las sociedades: *neutro*.
- Reparto de beneficios en porcentajes fijos: *front-end loaded* o *neutro* (dependiendo del límite del *cost oil*).
- Reparto de beneficios de escala variable: *neutro* o *back-end loaded*.
- Participación del Estado: *neutra*.
- Impuestos basados en beneficios económicos: *back-end loaded*.
- Otros impuestos generales: *varían*.

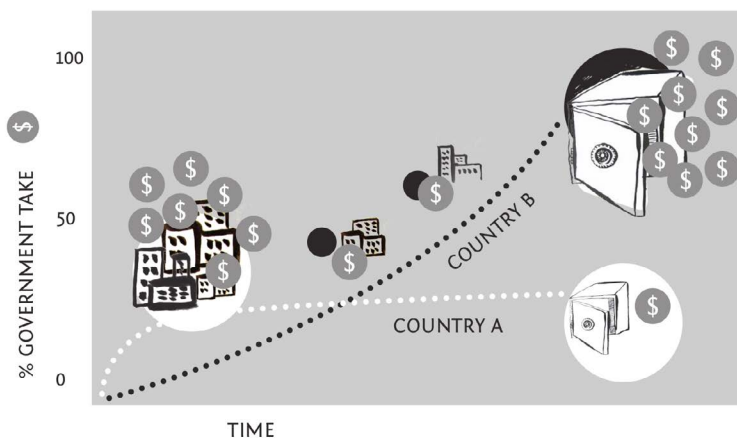


Figura: “‘Frontloading’ fiscal”. El porcentaje de government take de un país cambia en el tiempo dependiendo de si eligió herramientas fiscales front-end loaded o back-end loaded.

Los sistemas de comisiones por servicios no se pueden clasificar fácilmente, ya que el gobierno paga a un contratista una comisión por servicios y asegura todos los ingresos. El impacto en el Estado y en el inversionista varía, dependiendo del sistema de comisiones por servicios que se ha elegido.

El riesgo para el Estado

Las IOC suelen asumir el riesgo de éxito o fracaso de las operaciones petroleras. Manejar y asumir el riesgo de exploración, el riesgo del coste del capital, el riesgo de los costes de operación y el riesgo de los precios de las mer-

cancías es su pan de todos los días. La cuestión principal para los Estados, durante el diseño de sus regímenes fiscales, es ¿qué parte de los riesgos está dispuesto a asumir el Estado?

Un Estado puede optar por no tomar ningún riesgo de las operaciones petroleras y vender a la IOC, por un precio determinado, el terreno en que se desempeñarán las operaciones petroleras, sin ninguna regalía u otra obligación de pago en el futuro. La parte de las ganancias correspondiente al Estado no resulta afectada por el éxito o fracaso de la exploración, ni por las fluctuaciones en el precio del petróleo, ni por las fluctuaciones en la tasa de producción y ni por los cambios en el entorno de costos. Sin embargo, ningún Estado toma esta postura respecto a las actividades petroleras. Cada gobierno diseña un sistema fiscal que captura parte de la renta económica de un proyecto petrolero exitoso.

El diseño del sistema fiscal puede afectar el porcentaje de riesgo de éxito o fracaso que el Estado está preparado para compartir con la IOC. Por ejemplo, si un gobierno recibe una regalía de porcentaje fijo de 12.5%, el Estado no comparte el riesgo del costo de las operaciones petroleras: recibirá un octavo de la producción, sin importar si las operaciones de las IOC son rentables o no. Una parte del profit oil basada en la tasa interna de retorno (TIR) provocará que el gobierno comparta todos los riesgos del éxito de la IOC, ya que recibirá una parte significativa de la producción únicamente cuando la IOC haya percibido beneficios. Algunos Estados tienen como meta nacional estratégica involucrarse directamente en las operaciones petroleras por medio de la participación de una compañía petrolera nacional (NOC). Esto implica compartir la mayoría o la totalidad de los riesgos de las operaciones petroleras. El grado con que un Estado asume el riesgo de éxito, puede impactar las características del contrato petrolero. Si el Estado comparte el riesgo del costo (por ejemplo, por medio de la participación de una compañía petrolera nacional o de una participación en beneficios), éste podría desear tener un rol más importante en las operaciones o en la aprobaciones de los costos en que la IOC piensa incurrir, por ejemplo, por medio de un comité de gestión conjunta. A continuación listaremos la forma en que varias herramientas fiscales se diferencian para distribuir el riesgo del Estado con base en las actividades de exploración, la tasa de producción, el riesgo de los precios y el riesgo de los costos:

- Bono de entrada: ningún riesgo.
- Bono de producción: sólo riesgo de exploración.
- Regalía de tasa fija: sólo riesgo de exploración.
- Regalía de tasa variable: riesgo de exploración, y el total o parte del riesgo de producción, riesgo de los precios y riesgo de los costes (dependiendo del factor de la tasa variable).
- Impuesto sobre la renta de las sociedades: riesgo completo.
- Reparto de beneficios en porcentajes fijos: riesgo completo.
- Reparto de beneficios de escala variable: riesgo de exploración, y todo o parte del riesgo de producción, del riesgo de los precios y del riesgo de los costes (dependiendo del factor de la tasa variable).
- Participación del Estado: todos los riesgos menos el de exploración.

- ° Impuestos basados en beneficios económicos: riesgo completo.
- ° Otros impuestos generales: varían.
- ° Sistemas de comisiones por servicios: riesgo completo.

Promover la inversión inicial y la re-inversión

Típicamente, los Estados buscan promover la inversión de las IOC en la exploración petrolera, de modo que puedan descubrirse y producirse petróleo y gas. La IOC decide si invertir o no en función de qué tan atractiva es la geología del *block* ofertado y de qué tan atractivo es el régimen fiscal. Esta decisión debe ser analizada de dos maneras: la inversión inicial (o inversión “única” o inversión “*stand-alone*”) y la re-inversión.

Algunos regímenes fiscales están mejor estructurados que otros para hacer más atractiva la inversión inicial. Un bono de entrada alto desincentiva la inversión porque exige que la IOC pague por adelantado su derecho de exploración, aún sin saber si el *block* tiene reservas en cantidad comercial. La IOC dispone de un capital reducido para conducir las operaciones de exploración; el dinero invertido en el bono de entrada podría ser utilizado para explorar otro pozo que podría resultar exitoso. Por el contrario, un contrato de producción compartida con un alto límite del *cost oil* implica que la IOC puede recuperar sus costos de exploración (incluidos los de pozos no exitosos que anteceden a un pozo de descubrimiento) antes de que la parte de ingresos correspondiente al Estado se torne significativa.

Algunos contratos petroleros resultarán en la inversión, por primera vez, de las IOC en un Estado. Las IOC evalúan su interés de inversión con base en qué tan atractivo es el régimen fiscal o con base en elementos individuales. Sin embargo, la mayor parte de las inversiones petroleras que ocurren en el mundo son hechas por las IOC en Estados donde ya ha habido operaciones petroleras, frecuentemente en un *block* diferente. En dichos casos, la IOC evalúa el régimen fiscal con base en el impacto general sobre sus nuevas inversiones y sobre las ya existentes. Esto es importante ya que algunas veces las IOC son capaces de deducir los costos de una nueva inversión, de los ingresos e impuestos pagados por un campo petrolífero ya existente. Esto hace que la reinversión sea más atractiva. Para ilustrar esto, puede resultar útil mostrar un ejemplo.

Ejemplo: Si una IOC tiene ingresos petroleros en un Estado en el que ya paga impuestos sobre la renta de 35%, y si el costo de un pozo de exploración es deducible al calcular dicho impuesto sobre la renta, entonces el costo después de impuestos que le significa a la IOC perforar un nuevo pozo de exploración evaluado en US \$10 000 000 en dicho Estado, es de sólo US \$6 500 000. Mientras que esto implica que el Estado sufre una reducción de sus ingresos tributarios, la IOC tiene un incentivo significativo para re-invertir en ese Estado. Un éxito suele engendrar otro éxito, así que es probable que la IOC desarrolle un mayor negocio en dicho Estado, lo cual genera una mayor govenment take, y que prefiera re-invertir en vez de buscar otras oportunidades en el exterior.

Este tipo de incentivo a la re-inversión se da con mayor frecuencia cuando el régimen fiscal es “consolidado” y “no delimitado”. La delimitación fue discutida en el capítulo anterior. La delimitación tiende a reducir el incentivo a la re-inversión, mientras que la consolidación tiende a incrementarlo.

Las diferentes herramientas fiscales tienen los siguientes impactos en la inversión y re-inversión:

- Bono de entrada: desincentiva la inversión y la re-inversión (a menos que sea deducible en el ejercicio fiscal).
- Bono de producción: incentivo neutro.
- Regalía de tasa fija: desincentiva la inversión y la re-inversión.
- Regalía de tasa variable: incentivo neutro a la inversión; su impacto en la re-inversión depende del tratamiento de la delimitación.
- Impuesto sobre la renta de las sociedades: incentivo neutro a la inversión; puede incentivar fuertemente la re-inversión dependiendo del tratamiento de la delimitación.
- Reparto de beneficios en porcentajes fijos: incentivo neutro a la inversión; puede incentivar fuertemente la re-inversión dependiendo del tratamiento de la delimitación.
- Reparto de beneficios de escala variable: incentivo neutro a la inversión; su impacto a la re-inversión depende del tratamiento de la delimitación.
- Participación del Estado: desincentiva la inversión; su impacto a la re-inversión depende de si la compañía petrolera nacional es amortizada en las re-inversiones subsecuentes.
- Impuestos basados en beneficios económicos: incentivo neutro a la inversión; su impacto en la re-inversión depende del tratamiento de la delimitación.

Participación estatal

El Estado ejerce frecuente su derecho a participar en las operaciones de petróleo y gas, lo cual produce impactos socio-económicos y fiscales. Algunos de estos impactos fiscales no son siempre claros, por lo que ameritan una explicación más detallada.

La participación estatal tiene los siguientes resultados en las cuatro consideraciones estratégicas:

- Cambio de la rentabilidad: neutro.
- Tiempos: neutro.
- Riesgo: sin riesgo de exploración (cuando esta se amortiza); todos los demás riesgos.
- Inversión inicial y re-inversión: desincentiva la inversión; su impacto en la re-inversión depende de si la compañía petrolera nacional es amortizada en las re-inversiones subsecuentes.

La parte de los beneficios que corresponde al Estado será igual a la parte que corresponde a la IOC, ya que la parte del impuesto de participación de la compañía petrolera nacional es típicamente una inversión compartida entre la compañía petrolera nacional y la IOC. Por la misma razón, los tiempos de la parte de los ingresos del Estado también son neutros.

Con excepción de la participación equitativa (o “full equity”), el Estado no asume el riesgo de exploración porque el derecho de participación estatal típico significa una oportunidad para que el Estado participe en el momento de un descubrimiento comercialmente viable. Si la exploración no es exitosa, el Estado no participará y la IOC asumirá todos los costos del fracaso. Por el contrario, si la exploración es exitosa, el Estado elegirá participar.

Ésta es una característica muy atractiva para el Estado: es una apuesta libre de riesgo sobre el éxito de la exploración. Algunos Estados la prefieren tanto que buscan implementarla como característica del régimen fiscal. El problema es que, dependiendo del porcentaje de participación, puede tener serios impactos negativos en qué tan atractiva resulta la inversión inicial para la IOC. Usemos un ejemplo simple para ilustrar esta situación.

Ejemplo: Imagina que estás entrando a un casino para jugar ruleta y que el dueño te ofrece un trato: la admisión al casino es gratis si aceptas dar al dueño cinco por ciento de cada apuesta que ganes. Tienes que tomar una decisión: ¿eres suficientemente bueno apostando como para permitirme ceder cinco por ciento de las apuestas que ganes y asumir todos los costos de las apuestas que pierdas? Tal vez lo eres y entras al casino a jugar ese día. Al día siguiente, el dueño te ofrece un trato diferente: la admisión al casino es gratis a cambio del cincuenta por ciento de cada apuesta que ganes. Ahora tu decisión es muy diferente. Pagar todas las apuestas que pierdas y dar cincuenta por ciento de las apuestas que ganes es demasiado riesgoso, pues no hay recompensa suficiente como para justificar el riesgo. Es tiempo de buscar otro casino.

Los derechos de participación estatal funcionan de manera similar. El impacto económico que sufre la IOC por una participación estatal, afecta lo que los economistas llaman el máximo riesgo sostenible (o *maximum sustainable risk*). Si se quita gran parte del incentivo de exploración, simplemente no vale la pena jugar el juego. Por esta razón, un interés amortizado para el Estado desincentiva la inversión y mientras más alto sea el interés amortizado, menor será el incentivo. También se desincentiva la re-inversión si la compañía petrolera nacional es amortizada en las actividades de re-inversión. Sin embargo, esta es la característica fiscal que la mayor parte de los Estados están adoptando.

Soluciones

Ahora que hemos explorado los asuntos estratégicos y el impacto de varias herramientas fiscales, echemos un vistazo a algunos objetivos que el Estado puede tener y analicemos cómo deberían usarse las herramientas fiscales para alcanzar dichos objetivos. El siguiente análisis también es útil para que los lectores de un contrato petrolero en particular evalúen hasta qué punto éste fue especialmente diseñado para cumplir los objetivos establecidos.

Promover la exploración

Si un Estado quiere promover las actividades de exploración, el paquete fiscal debe incluir las siguientes características:

- Bono de entrada bajo o inexistente.
- Bajo arrendamiento durante la fase de exploración.
- Deducción completa de los gastos de exploración por concepto de impuesto sobre la renta de las sociedades.
- Alto límite de *cost oil* en el contrato de producción compartida.
- Evitar la amortización de intereses de la participación estatal.

Promover las operaciones rentables

Algunos Estados prefieren sistemas tributarios basados en beneficios económicos, progresivos y de tipo *back-end loaded*. Como resultado suelen encontrar que las IOC incurren en altos costos. Si un Estado quiere promover operaciones rentables para maximizar sus beneficios, el régimen fiscal deberá:

- Evitar escalas variables basadas en la tasa interna de retorno (TIR).
- Evitar sistemas de factor R con altas tasas de impuesto marginal en *profit oil*.
- Evitar situaciones donde la IOC tenga derecho a una deducción mayor al 100% de cualquier costo.

Los contratos por servicios tampoco suelen promover operaciones rentables porque, en la mayor parte de las estructuras de comisiones por servicios, la IOC no tiene incentivos financieros para minimizar los costos.

Desarrollo de campos marginales

Algunos Estados tienen que gestionar la producción de los campos petroleros marginales o cuencas petroleras maduras. Las siguientes herramientas fiscales son adecuadas en estos casos:

- Usar regalías de escala variable basadas en las tasas de producción.
- Permitir altas tasas de depreciación en los costos de desarrollo.
- Permitir la consolidación absoluta de los impuestos sobre la renta de las sociedades.
- Evitar altas regalías de tasa fija.
- Permitir altos límites del *cost oil* (o no incluir límites).
- Usar sistemas basados en la TIR o en el factor R.

Operaciones de desarrollo de gas

La economía de la exploración y desarrollo de gas tiende a ser menos atractiva que la del petróleo. Generalmente, los costos de desarrollo son más altos y los precios de producción son más bajos. Sin embargo, muchos Estados tratan a ambos recursos de la misma manera, lo cual atrofia a las operaciones de desarrollo de gas. Las siguientes características fiscales pueden ayudar:

- Disminuir las regalías para el gas.
- Establecer altas tasas de depreciación para el impuesto sobre la renta de las sociedades en gasoductos y otras instalaciones.
- Establecer altos límites del gas-costo, disminuir la participación estatal del gas-beneficio.
- Exentar de impuestos especiales a los proyectos de gas.
- Exentar de participación estatal a los proyectos de gas.

Alineación

Al llevar a cabo operaciones petroleras, no debería sorprender que las IOC tiendan a comportarse de manera congruente con sus intereses económicos, según son establecidos en el régimen fiscal en el contrato petrolero. Por lo tanto, es importante que el régimen fiscal esté diseñado de forma que promueva que las IOC actúen de manera consistente con los objetivos del Estado. Desafortunadamente, muchos Estados crean regímenes fiscales que promueven que los comportamientos de las IOC sean inconsistentes con los objetivos del Estado.

Los contratos por servicios son especialmente difíciles en este sentido. Los Estados quieren producir más petróleo a un costo más bajo y a un precio más alto. Sin embargo, los contratos tienden a crear estructuras que dan un mínimo incentivo a las IOC para incrementar las tasas de producción y ningún incentivo para mantener los costos bajos.

La misma situación aparece en otros tipos de contratos petroleros donde el régimen fiscal es excesivamente progresivo. Esto ocasiona distorsiones en el comportamiento de la IOC. Hay ejemplos donde ciertas condiciones de un contrato petrolero resultan más rentables si los costos son más altos a que si son bajos, o donde el incentivo para reducir los costos es tan bajo que la IOC tiende a no hacerlo.

Administración

Algunas herramientas fiscales requieren mayores recursos administrativos que otros. Una regalía de tasa fija suele ser fácil de administrar: un porcentaje fijo de la producción pertenece al Estado. Sólo se requiere una métrica en el punto relevante de distribución para determinar la participación estatal. Si el Estado no toma su participación en especie en dicho punto, entonces la IOC reporta al Estado la parte de los ingresos que percibe por dicha participación.

Los contratos de producción compartida tienden a involucrar un mayor grado de administración, ya que el Estado tiene que estar al tanto de los costos. En este caso es necesario autorizar los gastos, contabilizar los costos y audi-

tar las actividades de la IOC.

La participación estatal añade otro nivel de administración. En este caso, la compañía petrolera nacional, que actúa como contratista conjunto, también está involucrada en la aprobación de actividades y gastos, contabilidad y auditoría.

Para Estados con las capacidades técnicas, administrativas y financieras necesarias para administrar sistemas complejos, estas estructuras tienen sentido. Para Estados que no tienen dichas capacidades, es mejor mantener una administración simple.

El giro a lo no convencional

Hubo un movimiento significativo en la industria petrolera durante la década pasada que está resultando en un mayor énfasis en los recursos petroleros “no convencionales”. Este tiene el potencial de cambiar de manera significativa los regímenes y contratos petroleros.

El gas y el petróleo “convencionales” se encuentran en yacimientos subterráneos de rocas porosas donde el crudo es “atrapado” por la geología de los alrededores. Debido a que las fuentes de gas y petróleo convencionales se están volviendo más escasas, las IOC se están enfocando más en el desarrollo y producción de gas y petróleo a partir de fuentes “no convencionales”.

Esto implica que el gas y el petróleo se producen o extraen usando técnicas diferentes a las convencionales. La producción de gas y petróleo no convencional es menos eficiente, más costosa y frecuentemente tiene mayor impacto ambiental que la producción convencional de gas y petróleo.

Para entender dicho giro a las fuentes no convencionales, comparemos las fuentes convencionales de petróleo con los cortes de carne de una vaca.

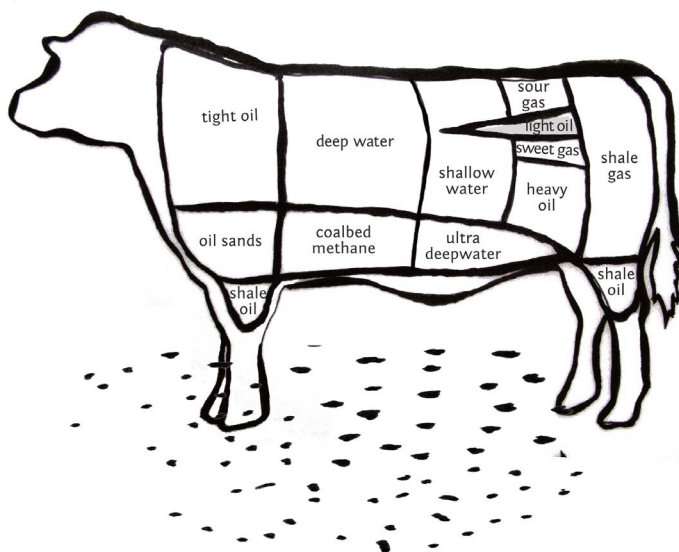


Figura: “Vaca del petróleo”. Comparación entre las fuentes convencionales y no convencionales de gas y petróleo, y los cortes de carne en una vaca.

El gas y petróleo convencional es como el filete de lomo y el *sirloin* (o solomillo): es el “filete” de la vaca del petróleo. Es relativamente fácil y menos costoso de encontrar y desarrollar, además de ser la parte más sabrosa. Sin embargo, así como comemos otras partes de la vaca, hay otras partes de la vaca del petróleo que también pueden producir gas y petróleo. También se pueden producir gas Shale (o gas de esquistos), gas metano de carbón, arenas bituminosas o petrolíferas, y crudo extra-pesado.

Sin embargo, así como el pecho y el osso buco (o chamorro) no pueden cocinarse como un filete, necesitamos diferentes “recetas” para hacer atractivo al resto de la vaca del petróleo. Para hacer atractivos estos recursos, que son más costosos y frecuentemente tienen menor valor, se requieren diferentes términos fiscales. También suelen usarse diferentes regímenes de tenencia.

Ésta es la tendencia actual en los Estados más desarrollados en materia de petrolero. La provincia de Alberta, en Canadá, tiene cinco regímenes fiscales diferentes para hacer atractiva la inversión en su gas y petróleo convencional, arenas bituminosas o petrolíferas, crudo pesado, gas metano de carbón y gas de esquistos. Otros Estados están siguiendo esta tendencia.

COMPARANDO RESULTADOS

Como se ha descrito en capítulos anteriores, hay una amplia variedad de herramientas fiscales y hay formas casi ilimitadas de combinarlas. Así pues, en combinación con otros factores que pertenecen únicamente a cada proyecto petrolero, tales como los costos de producción y la prospección geológica, cada contrato parece enmarcar lo que podemos llamar su propio ecosistema fiscal.

El reto de evaluar y comparar los contratos petroleros es que cada uno tiene diferentes términos fiscales que combinan:

- Cantidades a pagar antes de descubrir petróleo (bonos de entrada, arrendamientos).
- Pagos fijos al descubrir petróleo y durante su producción (bonos de producción).
- Pagos con base al tamaño de la producción (regalía de tasa fija).
- Pagos que se ajustan con base en la cantidad, tipo o precio de la producción (regalías de tasa variable).
- Pagos con base en la rentabilidad del campo petrolífero (*cost oil* y *profit oil* fijos).
- Pagos que se ajustan con base en la rentabilidad del campo petrolífero (*profit oil* de escala variable y otras herramientas basadas en beneficios).
- Pagos con base en la rentabilidad de la compañía petrolera internacional (IOC) que dirige las actividades (impuesto sobre la renta de las sociedades).
- Provisiones que colocan al Estado en una posición comparable con la de una IOC (participación estatal).

Como un ejemplo de los retos involucrados, trata de seleccionar cuáles de las siguientes opciones son mejores para el Estado y cuáles para la IOC:

Opción A:

1. Regalía de 5%.
2. 30% de impuesto sobre la renta de las sociedades.
3. 40% de producción compartida a favor del gobierno.
4. 15% de participación estatal.
5. 5% de retenciones por servicios.
6. 5% de retenciones por dividendos.
7. 5% de retenciones por intereses.
8. Bono de entrada de 20 millones de dólares (mdd).

Opción B:

1. Impuesto sobre la renta de las sociedades de 35%.
2. 60% de producción compartida a favor del gobierno.
3. Bono de entrada por 30 mmd.

Opción C:

1. Participación estatal de 51%.
2. Tasa de impuesto de sociedades de 25%.
3. Bono de entrada de 60 mdd.

Tal vez ya te has dado cuenta de que no existe respuesta correcta. Aunque el Estado puede recibir dinero de 8 formas con la opción A, ésta no es necesariamente la mejor opción. En las opciones B y C, ¿qué sucede con los altos porcentajes de producción compartida y participación estatal? Al combinar dichas características con las demás herramientas fiscales, ¿cómo sabemos cuál de estas opciones es la más atractiva? Todo depende de si hay un descubrimiento y, en caso de haberlo, de los costos, precios y tasas de producción de dicho proyecto.

Aún así, hay un inevitable deseo de encontrar la forma de comparar diferentes sistemas fiscales. Al aumentar el flujo de información acerca de la industria del petróleo y el gas, la gente quiere saber si ella y su gobierno están haciendo lo correcto, así como reducir este diagnóstico a una sola característica. ¿Cómo saber si eres competitivo?

Tradicionalmente, esto se ha hecho por medio de una métrica mencionada anteriormente: el “government take”. El *government take* es el porcentaje de las ganancias divisibles (los ingresos menos los costos de toda la vida del proyecto) que el Estado recibirá a lo largo de la vida del proyecto.

Comparaciones de government take

El *government take* está tan bien entendido, que los analistas pueden producir diagramas mostrando los takes relativos de alrededor de 100 países alrededor del mundo. En un mapa publicado por *Petroleum Economist* en 2012 (uno de los patrocinadores de este libro) y producido por los economistas petroleros Dr. Pedro van Meur y Barry Rodgers, los países están ordenados de acuerdo a su *government take*, desde Irlanda, que tiene un *government take* menor a 40%, hasta Iran, Libia e Irak, que tienen *government takes* superiores al 90%. ¿Acaso esto significa que Irlanda ha establecido términos excesivamente generosos y que los países del Medio Oriente han hecho un mejor trabajo? No. Dicha diferencia puede ser explicada de forma simple: los descubrimientos petroleros de Irlanda son muy pequeños y por lo tanto hay pocos inversores, mientras que Iran, Libia e Irak han sido bendecidos con unos de los mejores lotes petroleros del mundo y las IOC están ansiosas por tener la oportunidad de explorarlos.

La razón principal por la que un país puede tener un tipo de *government take* completamente diferente al de otro país, es que estamos tratando con un

sistema competitivo y de clase internacional: un Estado con buena geología puede exigir términos más estrictos a las IOC.

Pero antes de pensar que todo se ha simplificado y que lo único que tenemos que considerar es el *government take*, revisemos algunas severas limitaciones del uso de esta medición. Una de estas limitaciones es que está basada en un precio teórico del petróleo. Como hemos visto anteriormente, pocos contratos permanecen neutros cuando el precio del petróleo cambia. La mayor parte de los contratos son progresivos, en los que el gobierno gana un mayor porcentaje cuando los beneficios incrementan, o regresivos, en los que ocurre lo contrario. Por consiguiente, las clasificaciones pueden variar según el escenario de precios.

Una segunda limitación es que la tasa de retorno se calcula con relación a la producción total esperada de un proyecto y ésta, además, cambia en el tiempo. Es bastante usual que los proyectos comiencen con base en una cantidad conocida de reservas probadas en el área del contrato, pero que dichas reservas incrementen a lo largo de la vida del proyecto. Esto ocurre porque la exploración es más exitosa una vez que se ha entendido la geología local y porque hay un mayor incentivo para explorar en zonas cercanas a un pozo existente, puesto que la ruta mercantil ya ha sido construida. Así pues, un proyecto puede empezar con base en una producción esperada de 50 millones de barriles y terminar produciendo 70 millones de barriles. De igual manera, pueden ocurrir problemas en el manejo del yacimiento o trastornos que ocasionen una rápida e inesperada disminución en la producción.

La tercera y más importante limitación es que el *government take* es el estimado de la cantidad de beneficios que tendrá el proyecto durante toda su vida. El tiempo de vida de un proyecto puede ser de 20 años o más y pocos gobiernos se mantienen indiferentes al momento en que recibirán el dinero. Como vimos en el capítulo anterior, los tiempos en que el Estado recibe su parte de los ingresos varían de país a país.

Todo esto ha llevado a la evolución de una medida diferente, la Tasa Efectiva de regalías (TE), que intenta calcular los beneficios que recibe un gobierno durante un determinado periodo contable. En los primeros años de un proyecto, la estadística con base en la TE suele ser mucho más baja que la basada en el *government take*, debido a la recuperación de costos, ya que la compañía petrolera tiene que recuperar, en primer lugar, los altos costos del desarrollo de los campos petrolíferos.

¿Es la participación un juego de suma cero?

La creencia popular tiende a ver a la repartición de dinero entre el gobierno y la IOC como un juego de suma cero. Mientras más me llevo yo, menos te llevas tú.

Sin embargo, es importante darse cuenta que las compañías se guían, en mayor parte, por medidas diferentes al *contractor take* (take del contratista). Una de estas medidas es la Tasa Interna de Retorno (TIR), que es usada para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones. Mientras más alta sea la TIR de un proyecto, más deseable es llevar a cabo el proyecto. La TIR y el *contractor take* son medidas muy diferentes.

Ejemplo: Los acuerdos por servicios técnicos de Irak garantizan a las IOC una comisión por servicios (después de impuestos) de tan sólo US \$1 por barril que, con el precio del petróleo rondando los US \$100 por barril entre el año 2010 y el año 2012, sería tan sólo un uno por ciento de contractor take. Sin embargo, un análisis del Deutsche Bank sugiere que las compañías podrían ganar una Tasa Interna de Retorno de entre 10% y 20% al trabajar en dichos proyectos, porque los acuerdos prevén la producción de cantidades de petróleo tan grandes que permitirían la rápida recuperación de los costos.

Para los Estados se está volviendo cada vez más importante incluir características progresivas en el régimen fiscal de los contratos petroleros, para así capturar una mayor parte de la renta. Así pues, en principio, tanto la TIR como el *government take* podrían incrementar en diferentes circunstancias. El juego de suma cero no es inevitable.

Hasta ahora todo va bien. Sin embargo, existe otra forma muy importante en que gobiernos y compañías compiten intensamente en un juego de suma cero en términos fiscales, debido a que ambos suelen estar interesados en cuánto dinero pueden recibir en el presente (o tan pronto como sea posible). Ésta forma de competir es la del asunto de los tiempos: ¿recibirá el Estado su parte en un momento temprano o tardío en la vida del proyecto? En un país en que el petróleo es producido por una IOC, ésta tiene la presión de mostrar resultados pronto. En muchos casos, sin embargo, la necesidad es también urgente y práctica. Los servicios públicos y la nómina de la administración pública suelen depender de que haya dinero que gastar, síndrome que se intensifica durante periodos electorales y otros eventos políticos. Aún así, en los primeros años de un proyecto, la compañía está ansiosa de recuperar su inversión para que su TIR mejore.

Evaluación por homólogos

Otro factor que impide la existencia de una métrica simple es el tiempo y la experiencia. En general, los gobiernos comienzan con un *government take* bajo, debido a la incertidumbre de la geología y a la dimensión de sus lotes petrolíferos, y la incrementan con el tiempo. El comportamiento de los años recientes sugiere que la curva de aprendizaje se está acelerando. Por ejemplo, Ghana y el Gobierno Regional de Kurdistán (KRG) en Irak, son dos jurisdicciones en las que el gobierno ha incrementado considerablemente su *government take* durante nuevas negociaciones en un lapso de cinco años, principalmente debido a que ambos han probado ser Estados petroleros.

Así pues, algunas veces los gobiernos tienen que dejar de lado el reduccionismo de compararse a sí mismos por medio de una sola cifra, como el *government take*, y definir un grupo homólogo con otros países con los que tienen similitudes debido a una variedad de razones, ya sea porque son vecinos, porque tienen una "prospectividad" similar (cantidad de crudo en el subsuelo) o porque se encuentran en una etapa de producción similar.

A final de cuentas, ¿todo se trata de dinero?

Todo este capítulo se ha tratado de números y de dinero, asumiendo que éste se ubica en el centro de las negociaciones. Hemos visto, y seguiremos viendo, que esta es una perspectiva miope de lo que es un Estado, ya que éste tiene múltiples intereses que reconciliar durante la negociación de la explotación de sus recursos naturales y no sólo dinero.

¿QUÉ TAN GRANDE ES EL PASTEL?

Con tal de decidir cuánto se lleva cada quién, es necesario saber qué tan grande es el pastel. Por esta razón, cada contrato invierte tiempo considerando detenidamente cuánto valen el petróleo y el gas. También es crucial saber cuánto petróleo se produce y se vende para determinar el tamaño del pastel. Tener una buena idea del tamaño del pastel puede ser bastante complicado debido a las siguientes razones:

- ° Un barril de petróleo no es un barril de petróleo. Algunos crudos valen considerablemente más que otros debido a razones químicas o de mercado.
- ° Pueden ocurrir muchas cosas en el trayecto de la cabeza del pozo a la refinería o a la terminal de transporte marítimo. Pensemos por ejemplo en Nigeria, donde las tomas clandestinas para desviar el crudo en su camino al mar virtualmente se ha institucionalizado como un sector económico propio.
- ° Algunas veces las compañías tienen mucha más experiencia y acceso a los mercados internacionales que definen el precio del crudo, que los gobiernos. Éstas pueden dejar a los gobiernos en una posición desventajosa al calcular su parte. Esto suele llevar a definir dos formas para establecer el precio del crudo: *de plena competencia* (o *arm's length pricing*) y *tipo fórmula* (o *formula pricing*).
- ° Los gobiernos suelen querer parte del crudo para su propio uso. Las compañías quieren vender tanto de la producción como sea posible y al mayor precio posible. Este potencial conflicto de intereses se maneja por medio de cláusulas que contienen lo que se conoce como la *obligación de mercado interno*.
- ° El gas natural, generalmente encontrado junto con el petróleo, añade elementos complicados, ya que los contratos son creados sólo con el petróleo en mente.

Echemos un vistazo a cada una de estas razones.

Diferentes grados del petróleo crudo

La calidad (o “grado”) del petróleo crudo puede marcar una diferencia en su valor en el mercado internacional de hasta un 50%. Hay un gran número de factores químicos que afectan el valor del crudo, pero dos de ellos son los principales: la dulzura y el peso.

El crudo más valioso es el “ligero” y “dulce”. Algunos países, como Libia, tienen la suerte de contar con este tipo de crudo. Cuenta la leyenda que uno podía tomar el crudo directamente del suelo, ponerlo en el tanque del coche y echarlo a andar, al menos por un rato. En el otro extremo están los grados de crudo “pesado” y “ácido”, como los producidos en Iran y Venezuela.



Recuerda que el petróleo crudo como tal no tiene ningún uso; primero tiene que ser refinado en varios productos como gasolina, diesel y butano.

La diferencia entre el crudo de alta calidad y el de baja calidad reside en la cantidad de procesamiento y refinamiento necesario para transformar el crudo en productos útiles. Mientras menos refinación se necesite, más barato será convertir el petróleo crudo en productos valiosos y por lo tanto mayor será su calidad. La cualidad de “dulce” o “ácido” depende de la cantidad de azufre que tiene el crudo. Los crudos dulces tienen un bajo contenido de azufre y los crudos ácidos uno alto. Como el azufre tiene que ser removido antes de poder hacer algo útil con el crudo, los crudos dulces son mucho más valiosos que los ácidos. La cualidad de “ligero” o “pesado” depende de la densidad del crudo, medida con una escala desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo y llamada gravedad API. Mientras más alto es el índice API, menor es la densidad y más “ligero” es el crudo. Los crudos “ligeros” pueden ser refinados, o destilados, en productos más valiosos que los producidos con crudos “pesados” y, por lo tanto, se les considera de mejor calidad. En lenguaje coloquial, tienen una mejor *capacidad de destilación* (o *distillate yield*). La mitad de un barril de crudo pesado puede terminar como alquitrán, útil sólo para la pavimentación de caminos, y sólo una pequeña cantidad de dicho barril puede terminar en gasolina que puede ser vendida a propietarios de automóviles. Hay mayor demanda de productos elaborados a partir de crudos de grados ligeros, como la gasolina o el diesel. A continuación veamos el caso de Ghana.

EXCERPT FROM THE GHANA PETROLEUM AGREEMENT IN RESPECT OF THE DEEPWATER TANO CONTRACT AREA:

11.7 e – “If the quality of various Crude Oils produced from the Contract Area is different, segregated and sold separately, the Market Price shall be determined separately for each type sold and/or exported by Contractor only to the extent that the different quality grades remain segregated through to the point where they are sold, and if the grades of different quality are commingled into a common stream, Contractor and GNPC shall agree to an equitable methodology for assessing relative value for each grade of Crude Oil”.

EXTRACTO DEL ACUERDO EN MATERIA DE HIDROCARBUROS DE GHANA EN EL ÁREA DE CONTRATO EN LAS AGUAS PROFUNDAS DE TANO:

11.7 e.– «Si la calidad de los diferentes petróleos crudos producidos en el área del contrato es diferente, segregada y vendida por separado, el precio de mercado deberá determinarse por separado para cada tipo de producto vendido y/o exportado por el contratista, sólo en la medida en que los diferentes grados de calidad se mantengan segregados hasta el punto de venta, y si los diferentes grados de calidad se mezclan en un flujo común, tanto el contratista como la GNPC deben acordar una metodología equitativa de evaluación del valor relativo de cada grado de petróleo crudo».

La cláusula ghanesa anterior ilustra cómo puede diferir significativamente la calidad del crudo aún dentro de una misma área de licencia. Un pozo puede contener crudo de buena calidad y otro pozo puede contener otro de menor calidad. Idealmente, se debería mantener un seguimiento de cuánto crudo de cada tipo hay en un ducto. Pero, ¿cómo se hace esto? El contrato generalmente dirá que, o construyes infraestructura para mantener separados a los

diferentes crudos y acuerdas una forma determinada para calcular el precio de cada uno, o los crudos se mezclan y acuerdas un precio resultante para la mezcla.

¿Ocurrió algo en el camino?

Algunas veces, incluso la cantidad de petróleo producido puede ser discutida. Los contratos hacen frente a este problema por medio de cláusulas que establecen la “medición” de la cantidad de petróleo en varias etapas del proceso de producción.

EXCERPT FROM GHANA'S AGREEMENT WITH TULLOW:

11.1 – “Crude Oil shall be metered or otherwise measured for quantity... for all purposes of this Agreement. Any Party may request that measurements and tests be done by an internationally recognized inspection company”.

EXTRACTO DEL ACUERDO DE GHANA CON TULLOW OIL:

11.1.– «Se debe medir o estimar de alguna manera, la cantidad de petróleo crudo para todos los efectos del presente acuerdo. Cualquier parte puede solicitar que las mediciones o pruebas sean realizadas por una compañía de inspección reconocida internacionalmente».

La distancia desde la cabeza de pozo hasta la terminal de almacenamiento suele ser de cientos o, algunas veces, miles de kilómetros. Qué ocurre si la compañía dice que ha producido un millón de barriles de crudo en ese campo petrolífero durante el mes de julio pero el gobierno dice: «¡Un momento! ¡Al puerto sólo llegaron 950 000 barriles!». Con base en los precios de mercado actuales, esto significaría que faltan cinco millones de dólares.

Entonces, el contrato ghanés mencionado anteriormente establece que, aun cuando el gobierno puede ordenar una inspección a cargo de la compañía, la compañía puede solicitar, en cualquier momento, la devolución de dichos cargos si las pruebas indican que la cantidad de crudo en el depósito al final de la línea de distribución, es la misma que la establecida en los registros de la compañía, «dentro de los límites de tolerancia aceptables». En el contrato no queda claro cuál es el nivel de tolerancia aceptable. Hoy en día, las compañías que venden medidores de petróleo crudo, los cuales pueden costar cientos o miles de dólares, garantizan una precisión de 0.15% del volumen total. La razón por la cual puede haber discrepancias está relacionada con lo dicho en la sección anterior y con los diferentes grados del petróleo crudo. Los términos “ligero” y “pesado” son literales, no figurados. Así que si se “mezclan” diferentes grados de petróleo crudo con diferentes pesos, será difícil alcanzar una precisión absoluta, incluso con la tecnología moderna.

La vulnerabilidad del petróleo como un producto valioso que proviene generalmente de áreas pobres y remotas, enfatiza otra cláusula en los contratos relacionada con la valoración del petróleo: la especificación del punto de entrega o punto de valoración. Algunas veces este punto es el mismo campo petrolífero, algunas otras es el final del ducto y otras más es el tanque de almacenamiento, dependiendo de quién lo controla.

Vendiendo el crudo: fijación de precios de plena competencia y tipo fórmula

En muchos contratos de producción compartida, las compañías petroleras internacionales (IOC) son responsables de la venta del crudo en los mercados internacionales. Casi todas las mayores compañías petroleras cubren todas las etapas, desde la cabeza del pozo petrolífero hasta la estación de gasolina. Por lo tanto, pueden refinar el crudo por sí mismas y venderlo a las estaciones de gas. Además, tienen buen acceso a los mercados internacionales para la venta del crudo. Por el contrario, las compañías petroleras nacionales (NOC) típicamente no lo tienen, si bien algunos productores de Oriente Medio con larga historia de producción se sienten cómodos vendiendo su propio crudo.

Los acuerdos que gobiernan la mayor parte de la producción en Libia, por ejemplo, indican que las IOC tienen que aceptar una valoración de su parte de crudo con base en el precio en que el Estado Libio ha sido capaz de venderlo en los mercados internacionales. Para suerte de las compañías petroleras, el Estado Libio generalmente puede vender el crudo al mismo precio que las IOC.

EXCERPT FROM EPSA IV MODEL AGREEMENT:

12.3.1 - "For the purposes of determining the value of Crude Oil received by Second Party, the monthly weighted arithmetic average of the market price realized by the First Party on the world market (in arm's length trading between non-Affiliates) for the same Crude Oil or similar crude shall be applied".

EXTRACTO DEL MODELO DE ACUERDO DE EPSA IV:

12.3.1.- «Para determinar el valor del petróleo crudo recibido por la segunda de las partes, se debe aplicar la media aritmética ponderada mensual del precio de mercado logrado por la primera de las partes en el mercado mundial (en el comercio de plena competencia entre los no afiliados) para el mismo petróleo crudo o crudos similares».

Los contratos en Indonesia conciben una situación intermedia. Indonesia es un productor de crudo establecido y Pertamina, su compañía petrolera nacional, cuenta con una división de ventas y mercadotecnia. Por otra parte, el acuerdo de 1998 con Unocal Ganjal, dice que la parte del crudo correspondiente a Pertamina se valorará al precio al que el contratista pueda venderlo en los mercados mundiales. Sin embargo, si Pertamina encuentra un mejor precio en el mercado, Unocal tiene que igualar el precio o permitir a Pertamina comercializar el crudo por sí misma. Parecería que el contratista realiza la mayor parte de las ventas, pero Pertamina lo mantiene en estado de alerta.

En países que recientemente se han convertido en productores de petróleo, generalmente la compañía es quien realiza la mayor parte de las ventas. Sin embargo, los gobiernos encuentran algunas veces útil incluir en el contrato una cláusula que especifica la forma de calcular el precio de su petróleo crudo. Esta se conoce como la **fijación de precios tipo fórmula**.

EXCERPT FROM AFGHANISTAN'S 2011 CONTRACT WITH THE CHINESE NATIONAL COMPANY CNPC:

11.1 - "The Formula Price for the Liquid Hydrocarbons produced and saved from any Field in the Contract Area in any Month shall be determined in accordance with the following formula:

$$P = U + (B - U) * (1 + 0.15139 * AP-B - 0.1434 * SP-B - T - D)''.$$

EXTRACTO DEL CONTRATO DE 2011 ENTRE AFGANISTÁN Y LA COMPAÑÍA NACIONAL CHINA CNPC:

11.1.- «El precio de fórmula para los hidrocarburos líquidos producidos y restringidos de cualquier campo petrolífero en el área del contrato, debe ser determinado cada mes de acuerdo con la siguiente fórmula: $P = U + (B - U) * (1 + 0.15139 * AP-B - 0.1434 * SP-B - T - D)$ ».

¡Ups! No te preocupes, no es necesario entender todo eso. Las letras significan:

- P = precio del crudo producido en ese campo petrolífero.
- B = precio del crudo Brent, que es un crudo que se produce en el Mar del Norte.
- U = precio del crudo de los Urales, que es un crudo que se produce en Rusia.
- AP-B = referencia al grado del crudo afgano, medido con el índice de gravedad API.
- S, T y D no son importantes para los propósitos de éste ejemplo.

Así pues, la fórmula significa, básicamente, que las partes del contrato acuerdan el precio de este petróleo crudo, en parte con el índice de gravedad API y en parte en comparación con las ventas de crudo Brent o crudo de los Urales en los mercados mundiales. Mientras más alta sea la calidad del crudo afgano en comparación con la calidad del crudo Brent o del crudo de los Urales, mayor será su precio.

Tanto el crudo Brent como el de los Urales, actúan en este caso como crudos de referencia. Hay miles de grados de petróleo crudo alrededor del mundo y, en muchos casos, son comparados con el crudo Brent, el de los Urales, u otros similares. Nunca verás el precio real de cada uno de los crudos existentes. Su precio, por ejemplo, es simplemente indicado como «Brent menos US \$7.15», o como «Urales más US \$3.42».

El acuerdo afgano asume que el contratista venderá el petróleo, pero también asegura al gobierno que habrá un valor de base que, de ser necesario, el gobierno puede trabajar. Hay docenas de firmas auditoras y economistas del petróleo que entienden la fórmula anterior y que son capaces de decir al

gobierno la cantidad de dinero a la que el crudo debería haber sido vendido en cada momento.

Algunas veces, las partes del contrato usan una norma **«de plena competencia»** para calcular el precio al que el crudo debe ser vendido. La transferencia de precios puede ocurrir, por ejemplo, cuando una empresa subsidiaria compra o vende crudo, cuyo precio ha sido fijado artificialmente en un valor más alto o más bajo, a una empresa matriz. Las compañías desean esto por razones de contabilidad, para así asegurar que los mayores beneficios se registran en la jurisdicción con los impuestos sobre beneficios más bajos. Al incluir en el contrato una cláusula que exige la fijación del precio del crudo de plena competencia, el gobierno asegura que no ocurrirá una transferencia de precios. Al hacer uso de una norma de plena competencia en el contrato, las partes reconocen que ocurren transacciones entre las partes relacionadas y que esto está bien, siempre y cuando el país siga consiguiendo un buen precio por el petróleo vendido.

El petróleo puede ser valuado al precio al que se compró si éste es vendido a miembros no afiliados a la compañía que realiza la venta, también llamados terceros independientes. En este caso, las partes pueden usar dicho precio del crudo, puesto que éste debe representar un precio de mercado justo y de plena competencia.

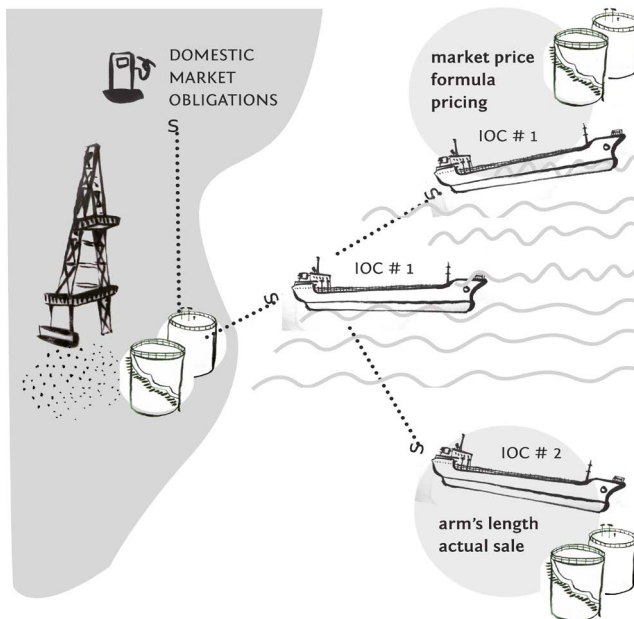


Figura: “Cómo se fija el precio del petróleo”. Una compañía petrolera reserva una parte de la producción de crudo como obligación de mercado interno y fija el precio del crudo restante de dos maneras: tipo fórmula o de plena competencia. El precio de plena competencia suele ser el usado al vender el crudo a terceros.

Obligación de mercado interno

Muchos contratos incluyen una provisión que autoriza al gobierno, o a las compañías nacionales, a comprar el crudo de una u otra forma antes de ser exportado. Esto se conoce como la **obligación de mercado interno**. Tomemos el ejemplo de Afganistán:

EXCERPT FROM THE AFGHANISTAN CONTRACT:

12.1 – “The Contractor shall give preference to purchases by Afghan nationals and companies, provided that such purchases are at prices that are not less than the price for Arms Length sales...”.

EXTRACTO DEL CONTRATO DE AFGANISTÁN:

12.1.– «El contratista debe dar preferencia de compra a los individuos y empresas afganos, con la condición de que dichas compras sean a precios no menores que el precio de plena competencia».

En términos generales, las compañías pueden estar temerosas de las obligaciones del mercado interno. Esto se debe a que la obligación es una restricción sobre qué tanto petróleo y gas puede ser vendidos en los mercados mundiales en comparación con los precios internacionales. Las obligaciones de mercado interno pueden llevar algunas veces a la venta de crudo al Estado a un precio menor que los precios internacionales, afectando así de manera negativa los ingresos de la compañía. Por otra parte, los Estados suelen dar gran valor a las cláusulas de obligación de mercado interno, pues quieren asegurar que su propia economía tenga suficiente crudo en los momentos necesarios. Con tal de reafirmar al contratista que los precios no caerán demasiado en comparación de los precios del mercado internacional, se agrega una provisión que asegura la fijación de precios de plena competencia.

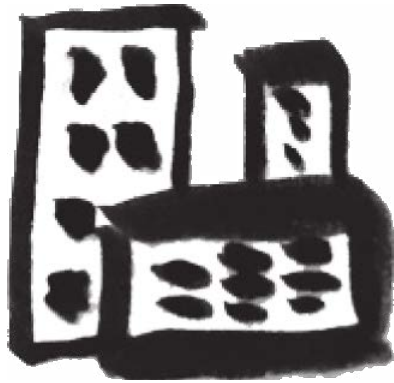
Ejemplo: La obligación de mercado interno en Indonesia es bien conocida entre las compañías petroleras, ya que establece que, después de medio año de producción, la compañía tiene que vender un cuarto del petróleo que produce a tan sólo un cuarto del precio en el mercado mundial.

El gas natural no es fácil

El gas natural suele encontrarse junto con el petróleo. El gas no tuvo valor comercial durante mucho tiempo, hasta hace unas pocas décadas. Hay una diferencia fundamental entre el petróleo y el gas: su transportación. ¿Cómo llevas una gran cantidad de gas (potencialmente inflamable) de un lado a otro? Es mucho más difícil que transportar petróleo líquido, que puede ser puesto en camiones o buques. El gas puede ser transportado por medio de ductos o ser licuado y transportado en forma similar al petróleo, por medio de buques y camiones especiales. Desafortunadamente, el proceso de licuefacción es muy costoso. Esto significa que, aun cuando la percepción del valor comercial del gas ha cambiado, todavía existen muchas situaciones en las que éste es encontrado junto con el petróleo –o “asociado”, según el argot petrolero–, pero no es capturado para su venta. En muchos casos, el gas es “quemado por antorchas” o usado para aumentar o disminuir la presión en el pozo, con tal de mejorar la salida del crudo.

Las cláusulas petroleras suelen exigir al contratista evaluar cuánto gas contiene el pozo, si éste se usará y de qué forma. Por ejemplo, por medio de la construcción de un ducto o en una planta generadora de energía. Así pues, el descubrimiento de gas puede complicar el plan de desarrollo de un pozo petrolero y retrasar el inicio de la producción. Los contratos algunas veces incluyen textos sobre el quemado por antorchas y sus posibles consecuencias ambientales y de seguridad. Los precios del gas se determinan localmente y no existen precios internacionales.

¿DESARROLLO ECONÓMICO?



HISTORIA Y EVOLUCIÓN

Como se discutió anteriormente, el petróleo y el gas constituyen en su conjunto la mayor fuente de energía para el mundo moderno. Sin embargo, sólo en ciertas partes del mundo se encuentran en su estado natural. En los primeros años de producción petrolera, la demanda de petróleo y de gas en los países desarrollados excedía, por mucho, a las reservas locales, mientras que en los países en vías de desarrollo el suministro excedía por mucho a la demanda. Además, los países productores de petróleo en vías de desarrollo no contaban con la infraestructura para refinar el crudo, ni mercados para absorber los productos refinados.

Como resultado, la estructura de la industria fue por mucho tiempo moldeada por las condiciones de demanda y suministro: los países productores de petróleo en vías de desarrollo exportaban crudo principalmente a los mercados más grandes de los países desarrollados, quienes realizaban el procesamiento y posteriormente les vendían los productos finales. Los términos contractuales se enfocaban principalmente en términos fiscales y ganancias financieras, los cuales reflejaban esta preferencia de obtener ingresos de las regalías e impuestos en vez que del reparto de la producción.

Ampliando objetivos

En años recientes, las poblaciones de muchos Estados productores de petróleo han venido demandando una contribución mayor del sector de recursos naturales a la riqueza y al desarrollo de sus países. Muchos (nuevos) países productores de petróleo en vías de desarrollo están empezando a darse cuenta de que el sector petrolero puede contribuir mucho a su desarrollo integral y no únicamente a través de los ingresos.

EXCERPT FROM THE PREAMBLE OF THE 2012 KURDISTAN REGIONAL GOVERNMENT PSC:

A. "The Government has determined that this Contract will facilitate the development of the petroleum wealth of the Kurdistan Region in a way that achieves the highest benefit to the people of the Kurdistan Region and Iraq and will promote the economic development of the Kurdistan Region and Iraq and the social welfare of the people of the Kurdistan Region and Iraq".

EXTRACTO DEL PREÁMBULO DEL PSC DEL GOBIERNO REGIONAL DE KURDISTÁN DEL 2012:

A. «El Gobierno ha determinado que este contrato facilitará el desarrollo de la riqueza petrolera de la región del Kurdistán, de modo que se alcance el mayor beneficio para el pueblo de la región del Kurdistán y de Irak, y que promoverá el desarrollo económico de la región del Kurdistán y de Irak y al bienestar social del pueblo de la región del Kurdistán y de Irak».

Hablando en términos generales, las disposiciones contractuales reflejan estos objetivos, por ejemplo, enfocándose en incrementar la participación de la fuerza de trabajo local y usando bienes locales y compañías de servicios en el sector petrolero con el fin de incrementar el empleo y generar experiencia y competitividad a largo plazo. Estas previsiones son referidas usualmente como «**contenido local**» y serán elaboradas después.



Figura: “¿Cómo pueden afectar las actividades petroleras a los sectores sociales?”. La figura muestra un antes y un después de las actividades petroleras, en donde el crecimiento y el desarrollo de infraestructura es mayor después de éstas.

Iniciativas globales

Éstas pueden ser vistas a través de una plétora de iniciativas recientes regionales y globales que buscan que la industria petrolera tome un mayor papel con el fin de estimular el desarrollo económico nacional. Por el momento, a nivel global, el Natural Resource Charter (Comité de Recursos Naturales), con sus doce preceptos, provee un paquete de principios para los gobiernos y sociedades de cómo aprovechar mejor las oportunidades creadas por los recursos extractivos y así contribuir al desarrollo integral del país. Estos preceptos están subrayados por ilustrativos estudios de caso, por ejemplo, la ruta que siguió Noruega hacia un desarrollo sustentable e inclusivo, por medio de una estrategia comprensiva del desarrollo de los recursos y de instituciones que promueven la democracia y la educación, para lograr un desarrollo y una competitividad a largo plazo.

Un ejemplo a nivel regional de esta iniciativa en el sector minero es la Africa Mining Vision. Ésta proporciona una estrategia continental que tiene el propósito de avanzar en la contribución de la minería al desarrollo económico. Esto lo logran creando capacidad de refinación en sitios donde es económicamente viable, uniendo estratégicamente la infraestructura creada en el sector del petróleo y del gas con otros sectores de la economía, consolidando la capacidad de la fuerza de trabajo y de las compañías locales para participar en el sector petrolero, y gastando los ingresos en sectores estratégicos que estimulen la competitividad y el crecimiento a largo plazo. Esto requiere mu-

cha capacidad gubernamental en términos de planeación estratégica, involucramiento activo e implementación de proyectos, así como de un proceso de supervisión.

Otra tendencia que tal vez se refleja en los contratos, o al menos en las rondas de negociación, es el deseo de los gobiernos productores de no sólo exportar su petróleo, sino también de retener una parte del mismo para ayudar a satisfacer la demanda energética nacional y de aumentar el valor agregado al refinar el crudo en el mismo país –en caso de que eso sea económicamente viable–. La mayoría de los contratos tienen una disposición que dicta que el Gobierno puede exigir a las compañías petroleras que suministren una proporción de su petróleo al Estado en ciertas circunstancias, o exigen que la demanda energética nacional sea cubierta antes de permitir la exportación del crudo. Muchos nuevos países productores de petróleo están discutiendo si es o no económicamente viable refinar el crudo antes de exportarlo.

Cooperación regional

Cada vez más, los países están conectándose o trabajando en conjunto con sus vecinos. En el futuro, los contratos petroleros podrían ser usados para estimular y tomar ventaja de los *blocks* regionales de tipo comercial, lo cual podría crear mercados más grandes, especialmente entre los países con economías y fuerza de trabajo más pequeñas. Esto podría expandir el mercado potencial para el contenido local de un país hacia muchos más, lo cual podría estimular que algunos países se especialicen de forma más productiva en los bienes y servicios que producen o desarrollan. Esto también podría crear conexiones de infraestructura regional o podría ser una razón para desarrollar capacidad de refinación en un país, si el crudo suministrado por parte de sus países vecinos se puede refinar ahí también. La implementación de dichos planes requerirá de una apropiada planeación regional y de la cooperación de los gobiernos.

En el siguiente capítulo se discutirá un fenómeno reciente para estimular el desarrollo económico: el uso de petróleo en los negocios de infraestructura. Lo mismo aplica para el contenido local y para los posibles beneficios no fiscales por medio de las compañías que pertenecen al Estado. La llamada obligación de mercado doméstico es otra herramienta que puede ser mencionada aquí. Ésta se menciona en gran número de contratos que exigen a las IOC vender algo del petróleo explotado en el país anfitrión, constituyendo a menudo una contribución crucial al suministro de energía nacional. Esta disposición ha sido abordada anteriormente en el capítulo «¿Qué tan grande es el pastel?».

PETRÓLEO PARA LA INFRAESTRUCTURA

Un fenómeno nuevo es el intercambio de petróleo por infraestructura. Esto significa que el gobierno anfitrión cede alguna parte de sus impuestos tradicionales —tales como regalías, retenciones, impuesto de sociedades, etcétera— a cambio del pago en especie, en forma de caminos construidos, vías de trenes, telecomunicaciones o aeropuertos. Los inversionistas chinos, usualmente con el apoyo de su gobierno, han liderado este movimiento.

Desafortunadamente, hay muy poca información disponible sobre los detalles de las disposiciones o acuerdos que cubren este tipo de convenios. A través de dichos convenios, el gobierno es capaz de proveer a sus ciudadanos de mayor infraestructura en un periodo de tiempo corto, a veces mucho antes de que la producción petrolera comience. Esto puede ser una razón importante para establecer un trato de intercambio de petróleo por infraestructura, especialmente cuando las elecciones están en camino. Además, si la infraestructura está estratégicamente construida, ésta puede incrementar el desarrollo económico del país al conectar mercados y reducir los costos del transporte.

El reembolso o pago de la deuda generada al construir la infraestructura, no está constituido de ganancias obtenidas, sino de ganancias potenciales. De cualquier forma, no es claro el modo en el que estas ganancias potenciales son calculadas, ni el modo en el cual las diferencias entre los precios del petróleo del proyecto y los precios actuales son incorporados. Desde el punto de vista del gobierno, esto puede compararse con usar una tarjeta de crédito sin saber cuál es la tasa de interés para devolver el préstamo.

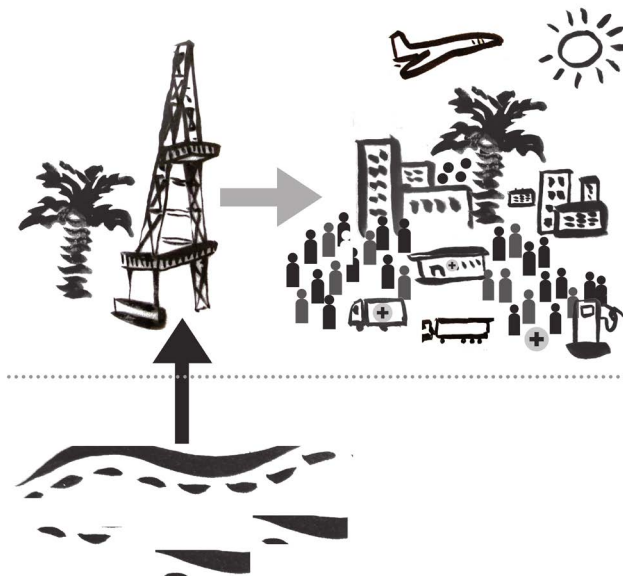


Figura: “Los activos del subsuelo dan lugar a inversiones en la superficie”. El petróleo y el gas del subsuelo, al ser comercializados, promueven la generación de infraestructura y el desarrollo de un país.

En resumen, intercambio de petróleo por infraestructura tiene las siguientes características:

- ° Es una demostración visible de la transformación de los activos del subsuelo en inversiones en la superficie, la cual pueden generar beneficios para las generaciones futuras, quienes serán capaces de usar dicha infraestructura ya desarrollada. Sin embargo, el gobierno debe asegurarse de que la calidad del trabajo cumpla con los estándares necesarios para que la infraestructura dure por más tiempo.

- ° La velocidad con la cual se produce la infraestructura, reduce el costo para el país local, quien de otra forma tendría que cubrir el costo asociado con el desarrollo de un proyecto de infraestructura a largo plazo. Generalmente, los fondos necesitan ser movilizados y una parte del contrato podría desperdiciarse a través de prácticas corruptas. De cualquier forma, los términos del acuerdo deben incluir estándares y fechas límite, así como sanciones, en caso de que el trabajo sea de baja calidad o no sea entregado a tiempo.

- ° El país anfitrión debe calcular cuidadosamente las proyecciones y las tendencias a largo plazo de las reservas petroleras, con las cuales la infraestructura es "hipotecada", y obtener tantos detalles como sea posible sobre su tamaño, accesibilidad y calidad, para asegurarse de que es parte de un negocio justo. Las diferencias entre el precio del petróleo actual y el predicho para el futuro, así como el efecto en el valor del negocio, también deben ser incluidas.

- ° El gobierno debe asegurarse de la realización de los estudios que indican qué tan factible es el proyecto, así como de los estudios de impacto ambiental y social del mismo, y que estos se realizan como si el gobierno hubiera realizado el trabajo por si mismo.

EL ROL DE LA COMPAÑÍA PETROLERA NACIONAL

La sección «Juego de herramientas fiscales» de este libro, trata sobre la participación del Estado a través de una compañía petrolera estatal (también conocida como compañía petrolera nacional o NOC) como una de las herramientas fiscales que el gobierno puede usar para compartir los beneficios de un proyecto petrolero o de gas. Sin embargo, el Estado raramente establece una compañía petrolera nacional con el simple propósito de incrementar su rebanada del pastel. Una compañía petrolera nacional puede también ser el vehículo que ayude a llegar a otros y más amplios objetivos de desarrollo. El Estado puede ver el establecimiento de una compañía de gas y petróleo propia como una vía para crear empleo local y para adquirir el conocimiento técnico en estos sectores.

Hay muchos ejemplos de compañías petroleras estatales: Saudi Aramco, Statoil, Petronas, Petrobras y CNOOC, por nombrar algunas. Las compañías petroleras estatales vienen en todas las formas y tamaños, y son establecidas con diferentes objetivos en mente. Existe una cantidad importante de literatura que habla sobre los múltiples pros y contras de perseguir las metas nacionales de desarrollo a través de una compañía petrolera nacional. El propósito de este capítulo es mostrar que las compañías petroleras nacionales pueden ser un vehículo a través del cual los países consiguen otros beneficios más allá de los simplemente financieros.

Posibles beneficios no fiscales

En cierto sentido, la participación del Estado cambia la naturaleza de las relaciones entre éste y sus socios contratistas, de ser “Estado-contratista” pasa a ser “contratista-contratista”. La participación del Estado crea una oportunidad para la compañía petrolera nacional de operar sobre una base más igualitaria con las compañías petroleras internacionales (IOC). En los países que comenzaron a producir petróleo recientemente, y cuyas NOC fueron establecidas hace poco tiempo, es común que la participación del Estado en el contrato petrolero sea minoritaria y que la NOC no sea el operador. De cualquier forma, la NOC debe ser una de las partes contratantes ante cualquier acuerdo de operación conjunta, donde se establecerá cómo deben conducirse las operaciones petroleras entre las partes contratistas.

Dichos contratos tienen sus propios arreglos de gobernanza, y son discutidos en el capítulo «Los actores y el guión». Como participante en estos acuerdos, la NOC puede tener gran visibilidad y la oportunidad de escrutar las decisiones relacionadas con la conducción de las operaciones petroleras. Ésta puede además proveer información sobre las operaciones petroleras que de otro modo no estarían disponibles. En la medida en que el interés del Estado no es «amortizado» y que el Estado paga su parte de los costos, el Estado «tendrá un capital en juego» (o *“skin in the game”*), lo cual puede alterar su perspectiva y así generarle incentivos para encontrar y producir petróleo. De este modo, algunos de los incentivos del gobierno y de las compañías petroleras están mejor alineados si la compañía petrolera nacional participa. Otros factores, como la reducción de costos de las compañías petroleras para la protección ambiental, puede que no sean del interés del Estado.

La participación estatal en un desarrollo de petróleo y de gas a través de una NOC, le puede proveer a ésta última de oportunidades para involucrar a su personal en la conducción de operaciones petroleras, a través de adscripciones con el operador y/o a través de la participación en programas de capacitación que el operador tiene para sus propios empleados. Esto está generalmente especificado en el contrato, en las disposiciones sobre el contenido local y/o la capacitación. Esto se hace con el propósito de permitir alguna forma de transferencia de conocimiento y de generación de aptitudes. Otros acuerdos más ambiciosos pueden involucrar el trabajo de personal de una NOC junto con sus contrapartes en la compañía y «aprender haciendo». En última instancia, la NOC puede adquirir la habilidad para operar tanto dentro, como fuera de su propia jurisdicción.

La creación y desarrollo de una NOC como el vehículo para la participación estatal también genera, dentro de la misma compañía, oportunidades de empleo y la habilidad para conducir mayor «contenido local» en términos de compras dirigidas a los bienes y servicios locales. Para obtener más información ve la siguiente sección, llamada «Empleo, abastecimiento y bienestar social».

Posibles Desventajas

Una desventaja potencial de la participación del Estado es que la inversión que éste requiere para participar en el proyecto petrolero es dinero, el cual puede ser gastado en otras cosas. Desde una perspectiva de desarrollo económico nacional, la inversión en la participación estatal y en una NOC necesita ser sopesada con respecto a las ventajas de invertir ese mismo capital en cualquier otro sector de la economía.

La segunda desventaja potencial es que la participación estatal a través de una NOC puede complicar la relación entre el Estado y sus contratistas. En numerosos países, la NOC puede jugar el papel de una empresa comercial regulada por el Estado y, al mismo tiempo, ser la entidad a la que le está confiada la regulación del sector petrolero. En este escenario se puede correr el riesgo de caer en un conflicto de interés. Aun cuando la función de regulación es llevada a cabo por el gobierno y por el Ministerio del Petróleo, no por la NOC, la mera existencia de una NOC junto al regulador puede crear la posibilidad de «guerras territoriales».

EMPLEO, ABASTECIMIENTO Y BIENESTAR SOCIAL

El término Contenido local se usa cada vez más en los contratos petroleros donde se asegura que la compañía está contratando fuerza laboral local y procurando bienes locales y servicios del país anfitrión, en vez de usar bienes y servicios importados o empleados extranjeros.

En vez de usar el término contenido local, un puñado de contratos se refieren al “**contenido nacional**”, debido a que el término “contenido local” a veces trae a la mente un área mucho más localizada geográficamente, por ejemplo, el área afectada por el proyecto en vez del país anfitrión en general. Para no hacer el cuento largo, los términos usados son intercambiables y cubren los mismos temas.

Muchas veces, se asume que los temas de bienestar social o las consideraciones de responsabilidad social empresarial (o CSR) están también incluidas en el contenido local. Este no es el caso. El bienestar social es tratado al final de este capítulo.

Ejemplo: Muchos países han desarrollado políticas y leyes sobre contenido local. Por ejemplo, Ghana tiene desde el año 2010 una Política de participación local y contenido local, específica del sector petrolero. Kazajistán, por su parte, tiene un acercamiento más general a los requisitos de contenido local, incluyéndolos en su Ley de abastecimiento. Brasil y Nigeria tienen han desarrollado una legislación sobre contenido local.

Muchos países no (o no únicamente) hacen referencia a temas de contenido local en su legislación, sino que los tratan directamente en los contratos petroleros. Aun cuando dicha legislación sobre contenido local exista, el contrato petrolero suele tratar el contenido local con más especificidad.

Sin embargo, no todos los contratos incluyen secciones de contenido local, aun en los casos en que no haya una ley de contenido local. Los contratos generalmente no discuten el contenido local más allá de en un par de oraciones. A continuación, encontrarás una breve guía acerca del carácter general de las disposiciones sobre contenido local.

Uso de la mano de obra local

El requisito de uso de la fuerza laboral local puede significar un reto en países donde el nivel educativo es mínimo y donde el sector petrolero es relativamente nuevo. Una complicación adicional es que, comparadas con otros sectores (por ejemplo, los sectores agrícola, manufacturero o textil), las operaciones petroleras no son industrias de trabajo intensivo. Es por esto que, a menudo, puedes encontrar la frase «...donde esté disponible el personal calificado...» o el requerimiento de proporcionar capacitación con el propósito de emplear gente en el futuro. Esto es ilustrado con el siguiente ejemplo.

EXCERPT FROM THE AFGHAN AMU DARYA BASIN CONTRACT:

20.1 – “The Contractor agrees to as far as possible train and employ qualified Afghan nationals [...] and [...] will undertake the schooling and training [...] for staff positions, including administrative and executive management positions. The Contractor will require its contractors and subcontractors to do the same...”.

EXTRACTO DEL CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA DE AFGANISTÁN EN LA CUENCA DE AMU DARYA:

20.1.– «El contratista acuerda, en la medida de sus posibilidades, capacitar y emplear nacionales afganos calificados [...] y [...] se hará cargo de la enseñanza y capacitación [...] para los puestos de trabajo, incluyendo los puestos administrativos y de la comisión ejecutiva. El contratista exigirá que sus contratistas y subcontratistas hagan lo mismo...».

Con un lenguaje tan general como el empleado en la cláusula anterior, el reto se encuentra en cómo supervisar si la compañía ha cumplido con sus obligaciones. Por lo tanto, algunos contratos especifican el porcentaje de personal local que se le exige emplear a la compañía internacional. Esto a veces es desglosado por categoría de trabajo y a veces se pide que el porcentaje de personas empleadas incremente con el tiempo. Esto puede resultar problemático debido a que los porcentajes pueden haber sido escogidos arbitrariamente. Muchas veces es difícil tener una idea clara de qué porcentaje es realista y alcanzable. A esto hay que añadir que en los contratos rara vez se especifica la base sobre la cual se calculará el porcentaje. ¿Se habla de un porcentaje de empleos de medio tiempo o de empleos de tiempo completo, de empleos equivalentes a tiempo completo o bastará con una plantilla general?

Ejemplo: En Brasil, hasta la década de los años 90, la compañía estatal Petrobras tenía el monopolio del sector petrolero en Brasil. Esta fue subsecuentemente privatizada y de ahí en adelante ha competido con compañías petroleras internacionales por blocks petroleros en Brasil. Sin embargo, con el número creciente de compañías petroleras internacionales, también creció el número de empleados extranjeros y el gobierno brasileño se dio cuenta de que Petrobras siempre había contratado empleados y proveedores de servicios locales. Así pues, el gobierno decidió que las compañías petroleras internacionales deberían contratar y emplear el mismo porcentaje de contenido local, tal y como Petrobras había hecho en el pasado. El sistema funcionó bien hasta que la demanda de bienes y servicios, así como de empleados brasileños, fue más alta que el suministro. Las compañías petroleras internacionales no pudieron cumplir con las obligaciones de trabajo ni con los requisitos de contenido local. Como respuesta, el regulador brasileño relajó temporalmente los requisitos.

Establecer categorías específicas de trabajo tales como apto, no apto, administrativo, técnico, oficinista, etcétera, también puede conducir a diferencias en la interpretación de qué significa cada categoría y de qué tipo de habilidades son necesarias para desempeñar cada uno de estos puestos. Las definiciones, interpretaciones y requisitos de estas categorías de trabajo suelen ser diferentes en cada parte del mundo.

Algunos contratos no abundan en los requisitos de trabajo local y no describen cómo deberá ser supervisado el avance y el nivel de conformidad con los resultados. El resultado en estos casos es que dichos requerimientos no son supervisados nunca. Algunos contratos sí estipulan ciertas disposiciones de supervisión, en las cuales se le exige a la compañía la presentación de un plan de empleo o de contenido local para ser aprobado por el gobierno. A veces el contrato exige que el plan de empleo sea incluido en el plan anual de trabajo.

EXCERPT FROM THE GHANA PETROLEUM AGREEMENT IN RESPECT OF THE DEEPWATER TANO CONTRACT AREA:

21 – “...Contractor shall submit to GNPC [the NOC] an employment plan with number of persons and the required professions and technical capabilities prior to the performance of Petroleum Operations”.

EXTRACTO DEL ACUERDO PETROLERO DE GHANA CON RESPECTO AL ÁREA DE CONTRATO DE AGUAS PROFUNDAS TANO:

21.– «... El contratista deberá presentar a la GNPC [la NOC] un plan de empleo con el número de personas, así como de las profesiones y habilidades técnicas requeridas, previo al desempeño de las operaciones petroleras».

Capacitando a los nacionales

Muchos de los contratos también incluyen el requerimiento a la compañía de entrenar a los nacionales en alguna de las modalidades listadas a continuación:

- Capacitar nacionales con el fin de emplearlos directamente en el futuro.
- Capacitar empleados existentes para ocupar puestos de trabajo que requieren mayor calificación y más habilidades.
- Capacitar empleados de la compañía petrolera nacional.

A veces se establece un fondo al que la compañía aporta una cantidad acordada de dinero, el cual es usado con fines de capacitación. Sin embargo, muchas veces no queda claro en el contrato quién es responsable de conducir la capacitación y de administrar el fondo. A veces a la compañía internacional se le exige la transferencia de fondos a la compañía petrolera nacional para los propósitos de capacitación, lo que implica entonces que la compañía petrolera nacional es la responsable de conducirla. En algunos casos en los que la compañía internacional es responsable de dar la capacitación, se le exige que presente un programa de capacitación para su aprobación. Algunos ejemplos se dan a continuación:

EXCERPT FROM INDONESIA'S PRODUCTION SHARING CONTRACT FOR THE GANAL BLOCK:

12 – “...after commercial production commences the Contractor will undertake the schooling, and training, of Indonesian personnel for labor and staff positions including administrative and executive management positions. The Contractor shall also pay for costs and expenses for a program to train Pertamina's [the NOC] personnel. Such costs and expenses shall be included in Operating Costs”.

EXTRACTO DEL CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA DE INDONESIA PARA EL BLOCK GANAL:

12.- «... después de que comienza la producción comercial, el contratista deberá hacerse cargo de la enseñanza y capacitación laboral de personal indonesio para puestos laborales y de servicios, incluyendo los puestos administrativos y de la comisión ejecutiva. El contratista deberá pagar también por los costos y gastos de un programa de capacitación del personal de Pertamina [la NOC]. Dichos costos y gastos deberán estar incluido en los costos operativos».

EXCERPT FROM AFGHANISTAN'S PRODUCTION SHARING CONTRACT FOR THE AMU DARYA BASIN:

20.2 – “The contractor shall also be required to establish a programme [...] to train personnel of the Ministry to undertake skilled and technical jobs in Hydrocarbons Operations for the State. Such programme shall include provisions for involving representatives of the Ministry in the preparation of the Work Programmes and Work Programme Budgets...”

The contract continues saying in Article 20.3 that - in order to pay for the training - the contractor has to spend fifty thousand U.S. dollars in the first year, and this amount will be increased by US\$ 5000 annually in the years thereafter. Training costs shall be recoverable. A brief training program with log frame for implementation is included in the Appendix of the contract.

EXTRACTO DEL CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA DE AFGANISTÁN PARA LA CUENCA DE AMU DARYA:

20.2.- «Al contratista le deberá ser exigido el establecimiento de un programa [...] que capacite al personal del Ministerio para tomar puestos técnicos y altamente calificados en las operaciones de hidrocarburos del Estado. Dicho programa deberá incluir disposiciones para involucrar a representantes del Ministerio en la preparación de los programas de trabajo y de los presupuestos de los programas de trabajo».

El contrato continúa diciendo, en su Artículo 20.3, que –con el fin de pagar la capacitación– el contratista tiene que invertir cincuenta mil dólares americanos en el primer año, y que esta cantidad deberá incrementarse anualmente en US \$5 000 durante los años siguientes. Los costos de capacitación deberán ser recuperables. En el apéndice del contrato se incluye un programa de capacitación breve y el marco lógico para su implementación.

El uso de bienes y servicios

El propósito principal de hacer uso de bienes y servicios locales en el sector petrolero, es estimular la economía local y crear competitividad internacional a largo plazo. Adicionalmente, pretende brindar habilidades y experiencia a las compañías locales.

El marco de los requisitos para el uso de los bienes y servicios locales en los contratos está descrito en las siguientes líneas: la compañía tiene que dar preferencia a bienes y servicios locales, siempre y cuando estos sean similares en calidad y precio a los bienes y servicios importados. Esto se ilustra en los siguientes ejemplos:

EXCERPT FROM EAST TIMOR'S PRODUCTION SHARING CONTRACT FOR AREA A:

12.1 – "... the Contractors shall draw to the attention of suppliers based in Timor-Leste, in such manner as the Ministry agrees, all opportunities for the provision of goods and services for Petroleum Operations".

EXTRACTO DEL CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA DE TIMOR ORIENTAL PARA EL ÁREA A:

12.1.– «... los contratistas deberán llamar la atención de los proveedores asentados en Timor Oriental, en la forma en que el Ministerio lo acuerde, a todas las oportunidades para el suministro de bienes y servicios para las operaciones petroleras».

EXCERPT FROM AFGHANISTAN'S AMU DARYA BASIN PRODUCTION SHARING CONTRACT:

21.1 – "... the Contractor shall give preference to goods that are produced or available in Afghanistan and services that are rendered by Afghan nationals and companies, provided that such goods and services are similar in quality, quantity and price to imported foreign goods and services and available at the time".

EXTRACTO DEL CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA DE AFGANISTÁN PARA LA CUENCA DE AMU DARYA:

21.1.– ... el contratista deberá dar preferencia a los bienes que son producidos o están disponibles en Afganistán, así como a los

servicios que son atendidos por compañías y nacionales afganos, siempre y cuando dichos bienes y servicios sean similares en calidad, cantidad y precio a los bienes y servicios extranjeros importados, y siempre y cuando estén disponibles en el momento ».

EXCERPT FROM THE GHANA-TULLOW AGREEMENT:

20.1 – “In the acquisition of plant, equipment, services and supplies [...] Contractor shall give preference to materials, services and products produced in Ghana [...] if [they] [...] meet standards generally acceptable to international oil and gas companies and supplied at prices, grades, quantities, delivery dates and other commercial terms equivalent to or more favourable than those at which [they] [...] can be supplied from outside Ghana”.

EXTRACTO DEL ACUERDO GHANA-TULLOW:

20.1.– «En la adquisición de plantas, equipo, servicios y suplementos [...] el contratista deberá dar preferencia a materiales, servicios y productos producidos en Ghana [...] si [...] éstos] alcanzan los estándares generalmente aceptables para las compañías internacionales de petróleo y de gas, y si son suministrados en términos comerciales de precios, grados, cantidades, fechas de entrega equivalentes y otros términos equivalentes a, o más favorables que, aquellos a los que [...] éstos] pueden ser suministrados fuera de Ghana ».

Estas cláusulas pueden ser un reto en países nuevos en el sector petrolero y en países donde los sectores de manufactura y de servicios están subdesarrollados y no son competitivos. En estos casos, los bienes y servicios pueden no estar disponibles del todo, o si están disponibles pueden costar mucho más o tomar más tiempo en ser entregados, lo cual puede tener implicaciones sobre los costos y la entrega a tiempo del proyecto. Algunos contratos permiten, hasta un cierto porcentaje (que usualmente va de 10 a 15%), que los bienes y servicios locales sean un poco más caros que los bienes importados. Otros contratos estipulan que es mejor aplicar transacciones de plena competencia con el fin de comparar con los valores reales y actuales del mercado. Dos ejemplos se dan a continuación:

EXCERPT FROM AFGHANISTAN'S PRODUCTION SHARING CONTRACT FOR THE AMU DARYA BASIN:

21.2 – “Locally produced or available equipment, materials and supplies shall be deemed equal in price to imported items if the local cost of such locally produced or available items at the Contractor's operating base in Afghanistan is not more than fifteen percent (15%) higher than the cost of such imported items before Customs duties but after transportation and insurance costs have been added”.

EXTRACTO DEL CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA PARA LA CUENCA DE AMU DARYA:

21.2.– «El equipo producido o disponible localmente, así como materiales y suministros, deben ser considerados iguales en precio a los bienes importados, si es que en la base de operaciones del contratista en Afganistán el costo local de dichos bienes producidos o disponibles localmente, no es quince por ciento (15%) más alto que el costo de dichos bienes importados, antes de los aranceles pero después de que los costos de transportación y aseguramiento han sido añadidos».

EXCERPT FROM THE GHANA-TULLOW AGREEMENT:

20.2 – “... price comparisons shall be made on a c.i.f [Cost, Insurance and Freight] Accra delivered basis.”

EXTRACTO DEL ACUERDO GHANA-TULLOW:

20.2.– «... la comparación de precios debe ser hecha con base en una entrega c.i.f [costo, seguro y flete] en Accra».

Sin embargo, la mayoría de los contratos no incluyen estas especificaciones de precios ni especifican qué esfuerzos tiene que hacer la compañía para encontrar proveedores de bienes y servicios locales adecuados. El gobierno o la compañía petrolera nacional pueden jugar aquí un papel muy importante. De entrada, algunos gobiernos entregan a la compañía internacional una lista de proveedores calificados de bienes y servicios locales de entre los cuales le está permitido contratar.

Ejemplo: En Brasil, el contratos incluyen la obligación del contratista de «mantenerse actualizado por sí mismo sobre cuáles son los proveedores brasileños capaces de cubrir las necesidades de suministro, a través de asociaciones comerciales, uniones comerciales u otras fuentes informadas», al mismo tiempo que el sector petrolero regulador registra “certificadoras”, es decir, compañías que otorgan certificados a los proveedores de bienes y servicios locales con la finalidad de que sean capaces de participar en la cadena de suministro de la industria. A las compañías petroleras sólo les está permitido abastecerse de proveedores certificados. Aún más, algunos contratos especifican un objetivo, en forma de porcentaje, para procurar bienes y servicios locales. Por ejemplo, en Libia, al operador se le exige gastar 50% del presupuesto aprobado en bienes y servicios locales.

Otro asunto surge de la definición de proveedores de bienes y servicios “locales” o “nacionales”. ¿Cuándo se considera que una compañía es nacional? ¿Cuando sus accionistas provienen del país anfitrión? ¿Cuando tienen una oficina central o su sede en el país anfitrión? ¿Cuando los miembros de su comité directivo nacieron en el país anfitrión o cuando la mayoría de la fuerza laboral proviene del país anfitrión? Los contratistas usualmente no definen lo que significa “local” o “nacional”, lo cual puede crear diferencias en la interpretación del término entre las partes contratantes.

Ejemplo: En Kazajistán, el término “nacional” está claramente especificado. Una compañía con más del 50% de accionistas extranjeros es considerada como extranjera y por lo tanto deberá ser excluida de la participación en ofertas de abastecimiento públicas, a menos que cumpla totalmente con los siguientes criterios, que la convertirían en un “productor nacional”:

- *Que la compañía resida en Kazajistán.*
- *Que la compañía genere productos terminados en Kazajistán.*
- *Que no menos del 85% de sus empleados sean Kazajos.*

Por el contrario, en Libia, el contrato especifica que el contratista está obligado a producir bienes y servicios “disponibles” localmente, lo cual relaja la definición significativamente, ya que no exige que los bienes sean producidos en el país, ni exige la propiedad libia de la compañía que produce dichos bienes y servicios. En Brasil, sólo el “valor agregado” en este país al bien o servicio contribuye al contenido nacional.

Algunos contratos exigen planes de contenido local o de abastecimiento local para ser desarrollados por la compañía, aprobados por el gobierno y, en algunos casos, incluidos en el plan anual de la compañía. De este modo el gobierno puede supervisar mejor y vigilar qué esfuerzos son los que la compañía hace para cumplir con las disposiciones locales estipuladas en el contrato. Un ejemplo es Afganistán:

EXCERPT FROM AFGHANISTAN'S PRODUCTION SHARING CONTRACT FOR THE AMU DARYA BASIN:

21.1 – “The Contractor shall, upon request of the Ministry, develop local preference targets and specific plans to meet such requests. Such plans shall be provided as part of the Contractor's Work Program to be approved by the Ministry...”.

EXTRACTO DEL CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA DE AFGANISTÁN EN LA CUENCA DE AMU DARYA:

21.1.– «El contratista deberá, a solicitud del Ministerio, desarrollar objetivos de preferencias y planes específicos locales para cumplir dichas solicitudes. Estos planes deberán ser proporcionados como parte del programa de trabajo del contratista, para ser aprobado por el Ministerio...».

Muy pocos contratos especifican qué consecuencias existen si no se acatan las cláusulas de contenido local. Esto significa que el incumplimiento de los requisitos de contenido local será tratado de manera similar a otros incumplimientos al contrato. Un ejemplo de un contrato que sí incluye una cláusula sobre las consecuencias del incumplimiento de los requisitos de contenido local, se lee a continuación:

EXCERPT FROM THE BRAZIL MODEL CONTRACT:

20.7 - “If the relevant percentages are not achieved, the Concessionaire shall pay an “amount equal to 2 (two) times the value of the purchases from Brazilian Suppliers that would have been required to achieve the required Percentage”.

EXTRACTO DEL MODELO DE CONTRATO BRASILEÑO:

20.7.– «Si no se alcanzan los porcentajes adecuados, el concesionario deberá pagar una cantidad igual a 2 (dos) veces el valor de las adquisiciones a proveedores brasileños que hubieran sido requeridas para alcanzar el porcentaje exigido».

Esta cláusula brasileña no siempre ha funcionado con efectividad para este propósito. Por ejemplo, una compañía petrolera internacional que deliberadamente incluyó en sus documentos de licitación tasas de contenido local más altas de las podía alcanzar de forma realista, resultó en que la compañía ganó la licitación pero falló en alcanzar los requisitos de contenido local. Esto indica que la compañía estaba preparada para pagar la multa resultante desde antes, puesto que dicha multa, comparada con sus ganancias en el campo petrolífero, representaba una cantidad relativamente pequeña a pagar.

Como se puede ver, aunque se incluyan las disposiciones que exigen el abastecimiento de bienes locales y de compañías de servicios locales, no se obtendrá automáticamente una contribución al desarrollo económico o a la competitividad del país. En Nigeria, los requerimientos de contenido local al asociarse con una compañía nigeriana, han provocado corrupción y ocasionado la creación de compañías fantasma. Es por esto que las implementaciones efectivas de contenido local necesitan muchos esfuerzos de planeación, implementación y supervisión por parte del gobierno.

Bienestar social

Como se mencionó anteriormente, el bienestar social no está incluido en el término “contenido local”. De hecho, muy pocos contratos incluyen cláusulas de bienestar social. Las cláusulas de bienestar social hacen referencia a los esfuerzos que las empresas hacen con el objetivo de brindar beneficios a las comunidades afectadas por las operaciones petroleras. La relación entre las compañías y la sociedad en la cual ellas operan, es un factor crítico para que las compañías continúen sus operaciones de manera efectiva. A esta relación a veces se le conoce como la “licencia social para operar” de la compañía.

Muchas compañías tratan los asuntos del bienestar social en sus programas de responsabilidad social empresarial (CSR). Los asuntos de bienestar social son cubiertos, cada vez más, por las leyes nacionales e internacionales. También hay numerosos estándares y buenas prácticas en el área de la responsabilidad social empresarial, tales como las guías 26 000 de la Organización Internacional de Normalización (ISO) sobre responsabilidad social y el Grupo de Trabajo de Responsabilidad Social de The Global Oil and Gas Industry Association for Environmental and Social Issues (IPIECA, antes la International Petroleum Industry Environmental Conservation Association). Éstas promue-

ven buenas prácticas de derechos humanos, asesoría de impacto social y alcance comunitario. Las normas de desempeño de la Corporación Financiera Internacional (IFC) incluyen estándares sobre la participación con pueblos indígenas, los impactos sociales y la herencia cultural, por mencionar algunos, y sólo algunas veces se toma en cuenta el bienestar social en el contrato.

Ejemplo: El acuerdo de producción compartida de Liberia, en su Cláusula 29.3, incluye párrafos sobre programas de bienestar social, a pesar de que no define qué significa "bienestar social" exactamente. El contrato requiere que la compañía proporcione cantidades específicas de fondos destinados a programas de bienestar social. Los gastos son recuperables y los programas de bienestar social que serán implementados deben ser de acordados por ambas partes, tanto el gobierno como el contratista.

Ejemplo: En los contratos petroleros de Pakistán, a la compañía internacional se le exige estipular cantidades de gastos mínimos destinados a programas de bienestar social durante las fases de exploración y producción. Los fondos deben ser gastados para "proporcionar un beneficio duradero a las comunidades" y cualquier programa debe ser acordado con la comunidad local.

LOS ASUNTOS AMBIENTALES, SOCIALES, DE SALUD Y DE SEGURIDAD



ES IMPORTANTE, ¿O NO?

¿De qué forma tratan los contratos las preocupaciones relativas al potencial impacto medio ambiental y social que implican las operaciones petroleras, así como la necesidad de realizar dichas operaciones de forma segura para los empleados, el medio ambiente y las comunidades locales?

Quizás es debido a su importancia que los contratos petroleros no suelen tratar estos asuntos con gran detalle. Esto refleja la importancia histórica de estos asuntos con relación al centro de las preocupaciones sobre del descubrimiento y monetización el petróleo. Sin embargo, ya que ha incrementado el reconocimiento de la importancia de los asuntos sociales y medio ambientales en el contexto general del desarrollo sustentable, los contratos petroleros muestran una notoria tendencia a tratar estos asuntos con mayor especificidad.

Los asuntos sociales y medio ambientales, asumiendo que son tratados, son generalmente agrupados bajo la rúbrica de «Medio ambiente, salud y seguridad» (o "*Environment, Health and Safety*") o simplemente de «Medio ambiente» (o "*Environment*"). Esto significa que las disposiciones de salud, impacto social y seguridad, cuando existen, pueden ser difíciles de ubicar en el contrato. Esto refleja, en parte, una realidad en la que, correcta o incorrectamente, las preocupaciones medio ambientales son más atendidas que las preocupaciones de salud, impacto social y seguridad en los contratos petroleros.

El área de los impactos sociales es emergente. Dichos impactos incluyen, por ejemplo, los incrementos en el precio de los bienes y servicios locales, la migración a la zona del proyecto y el consecuente incremento en la presión sobre los servicios locales, el contagio de enfermedades infecciosas, los reasentamientos involuntarios y compensaciones, las posibles implicaciones en materia de derechos humanos, el impacto en el sector primario (agricultura y pesca, entre otros) y particularmente los impactos sobre las poblaciones indígenas y grupos vulnerables. Hasta ahora hay pocos ejemplos de contratos petroleros que traten explícitamente los impactos sociales.

Aun cuando los contratos petroleros no contienen extensas disposiciones con relación a estos asuntos, no toda la esperanza está perdida. Uno tiene que leer también las leyes y regulaciones que contienen las reglas relacionadas al medio ambiente, salud y seguridad para hacerse una idea general de las obligaciones que una compañía petrolera tiene en éstas áreas. Algunas veces la ley ambiental aplicable exige que se ponga atención a los potenciales impactos sociales del proyecto. Los estándares internacionales y de buenas prácticas generalmente incluyen temáticas sociales.

Cláusulas aplicables de forma indirecta

En los contratos petroleros hay numerosas disposiciones que tratan de forma indirecta los asuntos sociales, medio ambientales, de salud y de seguridad. Por ejemplo, el contrato exigirá, por lo menos, que las operaciones petroleras sean realizadas de acuerdo a las leyes aplicables y a los estándares o prácticas aceptadas en la industria. Generalmente hay una disposición específicamente diseñada para anticipar cualquier daño que pudiera ser ocasionado por las operaciones petroleras por medio de la evaluación de los impactos que dichas operaciones pueden ocasionar, así como del establecimiento de una línea de base en relación con la cual los impactos pueden ser medidos (tales

como los requerimientos que deben cumplir las evaluaciones de impacto ambiental –y social–, los estudios de base y otros requerimientos para obtener las aprobaciones y permisos ambientales necesarios).

Debería entonces haber una disposición diseñada para asegurar que cuando haya un daño, las compañías petroleras se responsabilicen y sean capaces de cubrir los costos de mitigación del daño, la cual incluya los requisitos de cobertura de un seguro y de reparto de responsabilidades. En la mayoría de los contratos también hay una disposición diseñada para asegurar que, al final de las operaciones petroleras, el medio ambiente regresa –en la medida de lo posible– al estado en que se encontraba antes de iniciar las operaciones petroleras. Dicha disposición es conocida como la disposición de «desmantelamiento» (o “*decommissioning*”) o de «abandono» (o “*abandonment*”).

La forma en que los contratos petroleros abordan estas cuatro áreas se explica con mayor detalle en los siguientes cuatro apartados de esta sección. Con relación al requerimiento de cumplir las leyes aplicables, sin importar si se hace o no referencia explícita a las leyes relacionadas al medio ambiente, se exige que la compañía petrolera realice operaciones de acuerdo a las leyes y regulaciones ambientales que resultan relevantes para dichas operaciones. La respuesta a si esto asegurará una protección adecuada del medio ambiente, depende únicamente de si el país en el que opera la compañía petrolera tiene las leyes y regulaciones ambientales adecuadas, así como la capacidad de supervisar y exigir el cumplimiento de las mismas.

Mientras que la obligación de cumplir dichas leyes es relativamente clara, el requerimiento de cumplir con normas o «estándares industriales» (o “*industry standards*”) representa un reto, ya que la pregunta de qué constituye los estándares industriales no tiene una respuesta simple o única. Algunas veces el contrato puede tratar de definir la obligación de cumplir plenamente con los estándares industriales. Dos ejemplos de esto son el modelo de contrato de servicios técnicos de Irak y el modelo de contrato de producción compartida del Gobierno regional del Kurdistan iraquí de 2012. El formato del modelo de contrato de servicios técnicos de Irak exige que la compañía petrolera:

EXCERPT FROM IRAQI MODEL TECHNICAL SERVICE CONTRACT:

41.1(a) - “adopt Best International Petroleum Industry Practices in conducting and monitoring its Petroleum Operations...”.

EXTRACTO DEL MODELO DE CONTRATO DE SERVICIOS TÉCNICOS DE IRAK:

41.1(a).– «Adopte las buenas prácticas internacionales en la industria del petróleo al realizar y supervisar sus operaciones petroleras».

Para saber qué se entiende exactamente por «buenas prácticas internacionales en la industria del petróleo» (o “*Best International Petroleum Industry Practices*”), regresemos a las definiciones dadas al inicio del contrato:

EXCERPT FROM IRAQI MODEL TECHNICAL SERVICE CONTRACT:

1.9 – “‘Best International Petroleum Industry Practices’ means all those uses and practices that are, at the time in question, generally accepted in the international petroleum industry as being good, safe, economical, environmentally sound and efficient in exploring for, developing, producing, processing and transporting Petroleum. They should reflect standards of service and technology that are either state-of-the-art or otherwise economically appropriate to the operations in question and should be applied using standards in all matters that are no less rigorous than those in use by the Companies in other global operations”.

EXTRACTO DEL MODELO DE CONTRATO DE SERVICIOS TÉCNICOS DE IRAK:

1.9.– «Por “buenas prácticas internacionales en la industria del petróleo” se entienden todas aquellas prácticas y usos que son, en un momento determinado, generalmente aceptadas en la industria petrolera internacional como buenas, seguras, económicamente rentables, respetuosas del medio ambiente y eficientes en la exploración, desarrollo, producción, procesamiento y transporte de petróleo. Estas deben reflejar estándares de servicio y tecnológicos, ya sea de punta o económicamente adecuados para realizar las operaciones en cuestión, y deben ser aplicadas en todas sus operaciones haciendo uso de estándares no menos rigurosos que los utilizados por las compañías en otras operaciones alrededor del mundo».

El contrato de producción compartida del Kurdistan iraquí provee en su cláusula 37.1 que la compañía petrolera debe cumplir con «buenas prácticas», definidas como:

EXCERPT FROM THE KURDISTAN PSC:

37.1 – “‘standards that are no less stringent than the best practices, methods and procedures in carrying out Petroleum Operations consistent with a reasonable degree of prudence, as evidenced by the best practice of experienced operators in the exploration, development and production of Petroleum principally aimed at ensuring:

[...]

(b) operational safety, including the use of methods and processes that promote occupational security and the prevention of accidents;

(c) environmental protection and worker safety, including best methods and processes which minimize the impact of Petroleum Operations on the environment;

[...]

(h) that equipment is operated at all times in a manner compliant with Applicable Law, applicable Permits, and this Contract, in accordance with all manufacturers' warranties, and in a manner safe to workers, the general public, the environment, plant and Assets...”.

EXTRACTO DEL CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA DE KURDISTÁN:

37.1.- «Aquellas normas que no sean menos estrictas que las buenas prácticas, métodos y procedimientos necesarios para llevar a cabo operaciones petroleras de acuerdo con un razonable nivel de prudencia, tal y como han evidenciado las buenas prácticas de operadores con experiencia en exploración, desarrollo y producción de petróleo, cuyo objetivo principal es asegurar:

[...]

(b) La seguridad de las operaciones, incluyendo el uso de métodos y procedimientos que promueven la seguridad laboral y la prevención de accidentes;

(c) la protección del medio ambiente y la seguridad de los trabajadores, incluyendo los mejores métodos y procedimientos para minimizar el impacto en el medio ambiente de las operaciones petroleras;

[...]

(h) Que el equipo se opera en todo momento en cumplimiento de la ley y los permisos aplicables, y este contrato, de acuerdo con las garantías de los fabricantes y de forma segura para los trabajadores, el público en general, el medio ambiente, las plantas y los activos....».

Estas largas definiciones contrastan, por ejemplo, con el modelo de contrato de producción compartida de Angola y con el modelo de acuerdo petrolero de Ghana del año 2000, que tienen formulaciones más breves.

El modelo de contrato de producción compartida de Angola no contiene ningún artículo que trate de forma específica los asuntos medioambientales, pero incluye en su Artículo 14 (el cual establece de forma general las obligaciones relacionadas con el desempeño de operaciones petroleras) el requerimiento general de actuar de acuerdo con las reglas y estándares profesionales que son **generalmente aceptados en la industria petrolera internacional**. El modelo de acuerdo petrolero de Ghana del año 2000, incluye en su artículo 17 (referente a la inspección, seguridad y protección del medio ambiente) la siguiente cláusula:

EXCERPT FROM THE GHANA-TULLOW AGREEMENT:

17.2 – “Contractor shall take all necessary steps, in accordance with accepted Petroleum industry practice, to perform activities pursuant to the Agreement in a safe manner and shall comply with all requirements of the Law of Ghana, including labour, health, safety and environmental laws regulations issued by the Environmental Protection Agency”.

EXTRACTO DEL MODELO DE ACUERDO DE GHANA CON TULLOW OIL:

17.2.– «El contratista debe dar todos los pasos necesarios, de acuerdo a las prácticas aceptadas en la industria del petróleo, para realizar las actividades relacionadas al acuerdo de forma segura, y debe cumplir todos los requerimientos de la Ley de Ghana, incluidas las regulaciones laborales, de salud, seguridad y medio ambientales, dictadas por la Environmental Protection Agency (agencia de protección del medio ambiente de Ghana)».

Todos los contratos, así usen definiciones largas o cortas como se indica en los textos en negritas, siempre hacen referencia, en mayor o menor medida, a lo que es aceptado dentro de la industria. Esto nos lleva a elaborar la siguiente pregunta: ¿qué es lo que se considera generalmente aceptado? Trataremos dicha pregunta en el siguiente capítulo.

LA ETIQUETA OPERATIVA

Los contratos petroleros están llenos de requisitos para la compañía petrolera sobre cómo realizará sus operaciones petroleras de acuerdo con las “buenas prácticas de la industria petrolera” o con los “estándares aceptados”, según se mencionó en la sección anterior, pero ¿cuáles son dichas buenas prácticas y estándares? Buena pregunta. Rara vez se especifican en los contratos las prácticas y estándares que las compañías deben seguir, así que ¿cómo puedes saber cuáles aplicar? Bueno, de hecho no puedes saber. ¿Acaso no es esto útil? Es un poco como no saber las reglas de etiqueta o de comportamiento requeridas en una situación social en particular; lo que una persona considera apropiado puede escandalizar a otra.

La pregunta o supuesto de las partes sobre qué estándares y prácticas (o etiqueta) son aplicables, suele ser un punto de disputa una vez que el contrato ha sido firmado, justamente porque el contrato no especifica las prácticas aplicables. La diferencia entre las prácticas aceptadas por cada parte ha resultado ser problemática, especialmente cuando se involucran nuevos jugadores en la industria o compañías no convencionales. Es recomendable aclarar las prácticas o estándares aplicables, aun cuando casi ningún contrato lo hace.

Como se mostró en la sección anterior, la mayoría de los contratos establecen que la compañía debe apegarse a la legislación nacional (algunas veces las leyes específicas están definidas y algunas veces no), así como aplicar las prácticas aceptadas en la industria petrolera. Algunos contratos incluso establecen que deben aplicarse los requerimientos más estrictos, sin haber aclarado cuáles son los estándares o prácticas más estrictos. En el caso de que no haya una sección dentro del contrato específicamente relacionada con el medio ambiente, las obligaciones generales ajustadas a las «leyes aplicables» y «estándares industriales» se deben poder encontrar dentro de una sección que liste las obligaciones generales de la compañía petrolera.

Esta sección brinda una perspectiva general de las asociaciones y grupos que recomiendan prácticas y que proveen los estándares en materia social, de medio ambiente, de salud y de seguridad. Ésta puede servir como una guía de referencia sobre las prácticas y estándares específicos en los contratos.

Normas industriales internacionales

Hay un sinnúmero de asociaciones industriales que han desarrollado guías de buenas prácticas en cuestiones de salud, seguridad, sociedad y medio ambiente. Las compañías petroleras pueden formar parte, de manera voluntaria, de dichas asociaciones; la mayoría de las mayores compañías petroleras lo hacen. Algunas de estas asociaciones son: The Global Oil and Gas Industry Association for Environmental and Social Issues (IPIECA, antes llamada International Petroleum Industry Environmental Conservation Association), el American Petroleum Institute (API) y la International Association of Oil and Gas Producers (OGP, antes llamada E&P Forum). Las asociaciones abarcan cuestiones de biodiversidad, cambio climático, medio ambiente marino, desmantelamientos, derechos humanos, responsabilidad social y agua.

Además de dichas asociaciones petroleras internacionales, existen múltiples asociaciones petroleras regionales y nacionales a las que las compañías petroleras pueden asociarse, como la Asociación regional de empresas del

sector petróleo, gas y biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) y la Australian Petroleum Production and Exploration Association (APPEA). Estas abarcan temas similares, al publicar guías de buenas prácticas y sobre asuntos de sostenibilidad del medio ambiente. Las compañías suelen mencionar en sus páginas web que siguen las guías y estándares proporcionados por una o más de dichas asociaciones, generalmente en la sección de «Salud, seguridad y medio ambiente» o en la de «Responsabilidad social empresarial».

Estándares del sector público

Además de las asociaciones del sector privado, existen grupos intergubernamentales regionales, como la African Petroleum Producers' Association (APPA). Estos sirven a los países productores como plataforma para la cooperación, colaboración y transferencia de conocimiento y competencias, tanto en materia de medio ambiente como en materia social. Los gobiernos no están obligados a seguir ninguna de las guías provistas por dichas asociaciones.

La Organización Internacional de Normalización (ISO) ha desarrollado estándares industriales de gestión medioambiental (ISO 14000) con la intención de controlar el impacto al medio ambiente y mejorar el comportamiento medioambiental. La norma ISO 31000 provee estándares para la gestión de riesgo. Las compañías pueden certificarse bajo varios estándares ISO, incluyendo las normas ISO 1400 y 31000. La norma ISO 26000 sirve como guía en materia de responsabilidad social, aunque no da la opción de certificación. La ISO tiene un comité técnico (TC67) dedicado especialmente a establecer los estándares de la industria petrolera en lo concerniente a los materiales, el equipo y las estructuras usadas. El TC67 ha desarrollado cerca de 150 estándares que son cada vez más utilizados por las asociaciones mencionadas anteriormente. De nueva cuenta, dichos estándares son voluntarios y la compañía debe decidir si adoptarlos y/o obtener la certificación.

La Iniciativa de Reporte Global (o Global Reporting Initiative) brinda un marco que las compañías pueden usar para realizar sus reportes de desempeño en materia económica, ambiental, social y de gobierno. Dicho marco es complementado con guías para el sector del petróleo y gas que abarcan:

- ° El contenido local.
- ° El volumen y características de las reservas probadas estimadas y de la producción estimada.
- ° La energía renovable.
- ° La evaluación y supervisión de riesgos para los servicios del ecosistema (o servicios ecosistémicos).
- ° Las políticas, programas y procesos que involucren a las comunidades indígenas.
- ° La existencia de programas de preparación para casos de emergencia.
- ° El desmantelamiento de sitios.

El Pacto Mundial de las Naciones Unidas (o United Nations Global Compact) ha desarrollado diez principios aceptados de forma universal a partir de algunas convenciones clave de la ONU en las áreas de derechos humanos, trabajo, medio ambiente y combate a la corrupción. Las compañías que firman el Pacto Mundial de las Naciones Unidas se comprometen a reportar cada año su progreso en la implementación de dichos principios. Otra vez, esta iniciativa es voluntaria. Aún cuando existen actualmente 8 700 negocios en más de 130 países aplicando los principios del Pacto Mundial de las Naciones Unidas, las compañías petroleras participan poco en esta iniciativa.

Las Naciones Unidas también han desarrollado unos Principios Voluntarios de Seguridad y Derechos Humanos (UNVP), a los cuales se hace cada vez más referencia en los contratos sobre recursos naturales dentro de las cláusulas que discuten la garantía de seguridad para el área del proyecto. Cada vez más, las compañías hacen uso de fuerzas de seguridad privadas y públicas para proteger sus operaciones. En algunos países, especialmente en los afectados por conflictos, el uso de fuerzas de seguridad ha derivado en abusos de derechos humanos. Los UNVP guían a las compañías en el mantenimiento de la seguridad y protección de sus operaciones al mismo tiempo que garantizan el respeto a los derechos humanos. Los UNVP exigen una evaluación de riesgos que considere la identificación de riesgos de seguridad, el potencial de violencia del área, el historial de derechos humanos del Estado y de las fuerzas de seguridad, y el análisis de los conflictos pasados y presentes en el área. También guían la forma en que las compañías pueden promover el cumplimiento de derechos humanos por parte de las fuerzas de seguridad públicas y privadas.

Las compañías que pretenden acceder a los fondos ofrecidos por instituciones financieras necesitarán, cada vez más, demostrar el cumplimiento de los estándares de sustentabilidad social y medio ambiental. Por ejemplo, la Corporación Financiera Internacional (IFC), quien forma parte del Grupo del Banco Mundial, ha desarrollado ocho Normas de Desempeño (o *Performance Standards*) relativas al medio ambiente y sostenibilidad, los cuales deben ser cumplidos por las compañías que reciben fondos de la IFC. Las normas de la IFC incluyen varios requerimientos como el desarrollo de evaluaciones de línea de base y de impacto, el desarrollo de planes de gestión medio ambiental, la protección de poblaciones indígenas y del patrimonio cultural, la prestación de un ambiente de trabajo seguro, la adquisición de tierras y reasentamientos involuntarios, la prevención de la contaminación, la promoción del uso eficiente de energía, y la protección de la salud y seguridad de las comunidades. Estos estándares se retoman cada vez más por los Bancos Regionales de Desarrollo como el Banco Interamericano de Desarrollo (IADB) o el Banco Africano de Desarrollo (BAfD). Las normas de desempeño de la IFC también están incorporadas en Los Principios de Ecuador, aplicados por 75 instituciones financieras privadas alrededor del mundo. Si una compañía quiere tener acceso a fondos por parte de estos bancos, tendrá que demostrar el cumplimiento de dichos estándares.

Hay diferentes estándares para los asuntos de salud y los de seguridad. La OGP, IPIECA, la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC) y la Asociación Internacional de Contratistas Geofísicos (IAGC), son algunos ejemplos de asociaciones o grupos que han desarrollado estándares de salud y seguridad.

Los contratos rara vez hacen referencia a estándares o buenas prácticas específicos. Un ejemplo es el acuerdo de desarrollo y producción compartida

del campo petrolífero Gunashli en Azerbaiyán, que hace referencia a los estándares de salud y seguridad en el anexo, al estipular que el contratista:

EXCERPT FROM DEVELOPMENT AND PRODUCTION SHARING AGREEMENT OF THE GUNASHLI FIELD IN AZERBAIJAN :

"... shall take into account the following international safety and industrial hygiene standards in conducting its Petroleum Operations: (A) Oil Industry International Exploration and Production Forum (E&P Forum) Reports - Safety; (B) International Association of Drilling Contractors (IADC) - Drilling safety Manual; (C) International Association of Geophysical Contractors (IAGC) - Operations Safety Manual; (D) Threshold Limited Values for Chemical Substances in the Work Environment American Conference of Governmental Industrial Hygienists".

**EXTRACTO DEL ACUERDO DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN COM-
PARTIDA DEL CAMPO PETROLERO GUNASHLI EN AZERBAIYÁN:**

«... debe tener en cuenta los siguientes estándares internacionales de seguridad e higiene industrial al desarrollar sus operaciones petroleras: (A) los reportes de seguridad del E&P Forum (ahora OGP); (B) el manual de seguridad en la perforación de la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC); (C) el manual de seguridad de la Asociación Internacional de Contratistas Geofísicos (IAGC); y (D) los límites de exposición profesional para agentes químicos de la American Conference of Governmental Industrial Hygienists".

El contrato establece posteriormente que se debe aplicar el estándar más adecuado con relación al ecosistema del Mar Caspio.

ANTES DE EMPEZAR

Ya sea en el contrato o en la legislación en materia de medio ambiente, se exigirá que la compañía identifique y mitigue de forma adecuada los impactos ambientales (y sociales) que potencialmente pueda ocasionar. Con el fin de establecer las condiciones medio ambientales (y sociales) prevalecientes antes del inicio de cualquier trabajo en el campo petrolífero, los riesgos medio ambientales y sociales del proyecto petrolero y la forma en que dichos riesgos pueden gestionarse, la compañía tendrá que presentar varios documentos que a su vez tendrán que ser aceptados por el ministerio (o secretaría) o Agencia encargada de las cuestiones ambientales. Los riesgos e impactos sociales siguen siendo relativamente nuevos y algunos países y/o contratos no los incorporan en los requerimientos para analizar los impactos potenciales, aun cuando las operaciones pueden tener impactos de transformación en las comunidades. Las normas internacionales exigen la incorporación de asuntos sociales y múltiples leyes ambientales mencionan los asuntos sociales como parte de sus requerimientos. Generalmente tiene que garantizarse la aprobación de al menos uno de estos documentos (evaluaciones de línea de base) para que la compañía pueda empezar a trabajar en un campo petrolífero. Estos documentos incluyen:

Evaluación de línea de base

Una **evaluación de línea de base** describe y evalúa las condiciones medio ambientales –y algunas veces socio-económicas– dentro del área afectada por el proyecto, al inicio del mismo. Estos datos serán usados como línea de base con tal de determinar los impactos, actuales y potenciales, de las operaciones petroleras en dichas circunstancias de medio ambiente y sociales.

Algunas veces, el requerimiento de conducir una evaluación de línea de base es mencionado por separado, en el contrato o en la legislación en materia de medio ambiente. En otras, es mencionado como parte de la lista de evaluaciones de impacto medioambiental requeridas (por ejemplo, dentro de las normas internacionales). En otras más, no es mencionado en absoluto. Finalmente, algunas veces el contrato sólo requiere que se conduzca una evaluación de línea de base de forma simultánea a la evaluación de impacto en el sitio donde hay un descubrimiento comercialmente viable y donde la compañía ya se prepara para desarrollar un campo petrolífero y producir. A continuación mencionaremos algunos ejemplos:

EXCERPT FROM AFGHANISTAN'S PRODUCTION SHARING CONTRACT FOR THE AMU DARYA BASIN:

23 - "Prior to the commencement of Hydrocarbons Operations in a Designated Field [...] the contractor shall undertake and complete a Baseline Environmental Assessment of the Designated Field [...] consistent with International Best Practices and applicable laws..."

EXTRACTO DEL CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA DE AFGANISTÁN EN LA CUENCA DE AMU DARYA:

23.- «Antes de comenzar las operaciones de hidrocarburos en un campo petrolífero en particular [...] el contratista deberá iniciar y completar una evaluación de línea de base en materia de medio ambiente en dicho campo petrolífero [...] la cual deberá apegarse a las buenas prácticas internacionales y leyes aplicables...».

EXCERPT FROM THE AGREEMENT FOR THE AZERI AND CHIRAG FIELDS IN AZERBAIJAN:

“In order to determine the state of the environment in the Contract area the Contractor shall cause an environmental baseline study to be carried out”.

EXTRACTO DEL ACUERDO PARA LOS CAMPOS PETROLÍFEROS DE AZERI Y CHIRAG EN AZERBAIYÁN:

«Con tal de determinar el estado del medio ambiente en el área del contrato, el contratista deberá realizar una evaluación de línea de base en materia de medio ambiente».

El contenido del estudio de línea de base se describe posteriormente en el apéndice del contrato.

Evaluación de impacto y medidas de mitigación

Con base en la evaluación de línea de base, se pide que la compañía pronostique los posibles riesgos e impactos que puede tener el proyecto en las situaciones medioambientales y sociales. La evaluación de impacto incluye una descripción del proyecto, legislación y normas internacionales aplicables, de los datos de línea de base, de la identificación y análisis del impacto y los riesgos, de las alternativas a las fuentes de impacto que han sido consideradas (como el diseño de la planta), así como de las medidas de mitigación o gestión que pueden compensar o minimizar cada uno de los riesgos e impactos identificados.

El contenido de la evaluación del impacto medioambiental está generalmente definido en la legislación en materia de medio ambiente. De no ser así, o bien si no existe una legislación en materia de medio ambiente, el contrato deberá incluir información sobre el contenido de una evaluación de impacto medioambiental. Por ejemplo, el acuerdo para los campos petrolíferos de Azeri y Chirag en Afganistán incluye, en su Apéndice 9, una lista del contenido requerido dentro de la evaluación de impacto medioambiental. De forma alterna, un contrato puede hacer referencia a normas internacionales como las establecidas por IPIECA y la IFC, que incluyen los requerimientos sobre el contenido de la evaluación de impacto social y ambiental. La evaluación de impacto debe ser terminada tan temprano en el ciclo del proyecto como sea posible y siempre antes del inicio de la fase de desarrollo.

Debido a la naturaleza de alto riesgo de los proyectos petroleros, la evaluación de impacto debe considerar todos los riesgos e impactos sociales y ambientales relevantes. Se incluyen también los impactos en:

- El sustento e ingreso de las comunidades afectadas dentro del área del proyecto.
- Flora, fauna y biodiversidad, tanto en tierra como costa afuera (de ser aplicable).
- La pérdida de acceso de las comunidades a tierra o mar.
- Asuntos de seguridad.
- Materia laboral.
- El rendimiento de la caza y la pesca.
- Ocasionados por los altos niveles de ruido.
- Biodiversidad.
- La calidad del agua y el aire.
- Conflictos y derechos humanos.
- La adquisición de tierras.
- Reasentamientos involuntarios y compensaciones.
- El patrimonio cultural.

EXCERPT FROM AFGHANISTAN'S PRODUCTION SHARING CONTRACT FOR THE AMU DARYA BASIN:

23 - "In the course of the Hydrocarbons Operations, the Contractor shall consider, investigate, assess and manage the impact of the Hydrocarbons Operations on the environment and the socio-economic conditions of any Person who might directly be affected thereby".

EXTRACTO DEL CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA EN LA CUENCA DE AMU DARYA EN AFGANISTÁN:

23.- «Durante la realización de operaciones de hidrocarburos, el contratista deberá considerar, investigar, evaluar y gestionar el impacto de dichas operaciones en el ambiente y en las condiciones socio-económicas de cualquier persona que pueda ser directamente afectada por las mismas».

Otro aspecto importante es el del terreno. Generalmente, los procedimientos de adquisición de tierras para la realización de operaciones son cubiertos en varias leyes por separado o dentro del proyecto petrolero, bajo las cláusulas de «Ocupación de tierras» (u *Occupation of Land*), «Adquisición de tierras» (o *Land Acquisition*) o similares. El gobierno es responsable de la entrega de tierras pertenecientes al Estado a la compañía y la compañía suele ser responsable de los procesos necesarios de reasentamiento involuntario o compensación en tierras de propiedad privada, aunque algunos contratos también

establecen la participación del gobierno en el desalojo de tierras de propiedad privada. Algunas veces son recuperables los costos que una compañía tiene debido a los procesos de compensación y reasentamiento involuntario. En muchos países en vías de desarrollo, la propiedad de la tierra es un tema sensible y los títulos de propiedad no están bien documentados. Cuando no hay un buen manejo de dichos asuntos, estos suelen derivar en problemas y retrasos en el proceso de adquisición de tierras y puede generar severas quejas por parte de las comunidades. Algunas normas internacionales, como las normas de desempeño de la IFC y la política operacional OP 4.12 del Banco Mundial, incluyen también asuntos de reasentamientos involuntarios y compensaciones.

Plan de gestión

Las compañías cuentan con sistemas de gestión y normas de desempeño ambiental (y social). Los planes de gestión ambiental (y social) están basados en los riesgos e impactos potenciales identificados en la evaluación de impacto. Dichos planes incluyen una descripción de la relevancia y carácter de los impactos, una descripción de las acciones propuestas que la compañía debe seguir con tal de prevenir y reducir los impactos negativos, de los efectos esperados y la forma de medir el éxito de dichas acciones, así como una descripción de los actores responsables y momentos de ejecución de dichas acciones propuestas. La Organización Internacional de Normalización (ISO) cuenta con una norma que establece los requerimientos de los planes de gestión ambiental y las compañías pueden obtener dicha certificación.

El contrato en las aguas profundas de Tano, en Ghana, no profundiza en los planes de gestión ni en las evaluaciones, debido a que estos temas, así como los aspectos sociales, son cubiertos en su acta de protección ambiental (*Environmental Protection Agency Act, 1994*). Sin embargo, el contrato hace referencia a los planes de gestión en su artículo 17.3:

EXCERPT FROM THE GHANA-TULLOW AGREEMENT:

17.3 – “Contractor shall provide an effective and safe system for disposal of water and waste oil, oil base mud and cuttings in accordance with accepted Petroleum industry practice...”.

EXTRACTO DEL ACUERDO DE GHANA CON TULLOW OIL:

17.3.– «El contratista deberá proporcionar un sistema efectivo y seguro para el desecho de agua e hidrocarburos residuales, lodo a base de petróleo y detritos, de acuerdo con las prácticas aceptadas en la industria petrolera...».

Algunas veces, por lo general en países donde no existe una entidad responsable de los asuntos ambientales independiente del Estado, el plan de gestión es incluido en el plan de desarrollo del campo petrolífero, de modo que se requiere la aprobación por parte del ministerio encargado de los asuntos petroleros o de la compañía petrolera nacional. Ocasionalmente, el contrato exige que el plan de gestión sea incluido en el plan anual de trabajo, de modo que se requiera la aprobación del gobierno o de la comisión mixta de gestión. Se suele exigir que la compañía presente los reportes anuales sobre impacto ambiental y gestión para la revisión por parte de la agencia gubernamental responsable.

En la siguiente línea del tiempo se muestran los múltiples requerimientos:

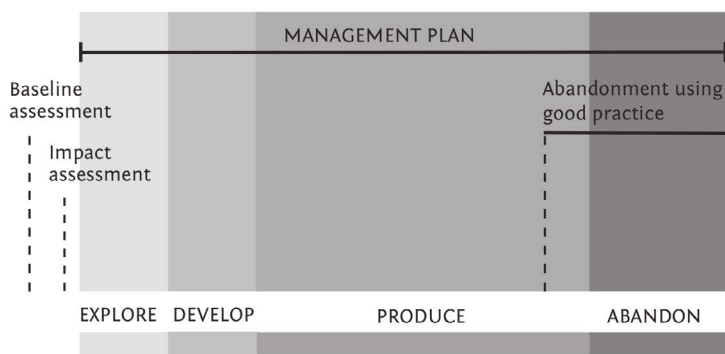


Figura: “Línea de tiempo de la evaluación ambiental y gestión de un proyecto petrolero”. Antes de iniciar un plan de gestión se requiere una evaluación de línea de base y de una evaluación de impacto. El plan de gestión inicia con la etapa de exploración y sigue con las etapas de desarrollo, producción y abandono. El abandono se planea durante la etapa de producción y haciendo uso de buenas prácticas.

¿Quién realiza las evaluaciones?

Las compañías tienen que contratar expertos calificados para llevar a cabo las evaluaciones de buenas prácticas. Algunas veces el gobierno anfitrión, la agencia ambiental o la compañía petrolera nacional tienen que aprobar al experto, presentado por la compañía, que realizará las evaluaciones.

Tomando a Azerbaiyán como ejemplo, mostraremos un caso en que la compañía petrolera nacional está involucrada en la selección de la empresa de consultoría que llevará a cabo las evaluaciones de impacto. La compañía petrolera nacional también participará directamente en:

EXCERPT FROM THE AGREEMENT FOR THE AZERI AND CHIRAG FIELDS IN AZERBAIJAN:

26.4 - “... an environmental baseline study [...] to be carried out by a recognized international environmental consulting firm selected by Contractor, and acceptable to SOCAR. SOCAR shall nominate representatives to participate in preparation of the study in collaboration with such firm and Contractor representatives”.

EXTRACTO DEL ACUERDO PARA LOS CAMPOS PETROLÍFEROS DE AZERI Y CHIRAG EN AZERBAIYÁN:

26.4.- «... un estudio de línea de base [...] que deberá ser realizado por una reconocida empresa de consultoría ambiental internacional, seleccionada por el contratista y aceptada por SOCAR [State Oil Company of the Azerbaijan Republic]. La SOCAR nombrará a un grupo de representantes que participarán en la preparación del estudio en colaboración con dicha empresa de consultoría y con los representantes del contratista».

¿Quién aprueba las evaluaciones?

Frecuentemente, cuando existe una ley en materia ambiental, se crea una agencia o departamento gubernamental independiente (en muchos países llamada “agencia de protección ambiental”). Dicha entidad gubernamental es responsable de revisar la evaluación de línea de base, la evaluación de impacto y el plan de gestión. Si la entidad gubernamental aprueba las evaluaciones y medidas de mitigación de la compañía, expide un permiso ambiental que autoriza a la compañía a iniciar operaciones en un campo petrolífero.

De no existir una ley ambiental ni una entidad gubernamental encargada de los asuntos ambientales, será la compañía petrolera nacional o el ministerio a cargo de los asuntos petroleros quien apruebe (sin expedir un permiso) la evaluación ambiental y plan de gestión de la compañía.

Ejemplo: En el contrato de producción compartida de Azerbaiyán, el contratista y la compañía petrolera nacional preparan de manera conjunta una evaluación ambiental de línea de base y de impacto. Una comisión subordinada a la comisión mixta de gestión, responsable del manejo de los asuntos ambientales, diseña un programa anual de supervisión y analiza sus resultados.

Las buenas prácticas internacionales y la legislación de algunos países no nada más abordan el contenido requerido en las evaluaciones de impacto sino que también requieren un cierto grado de consulta con las comunidades como parte del proceso con el que se determina el impacto. Esta consulta suele ser la única forma con que las comunidades afectadas pueden intervenir en el proceso y en el proyecto. La profundidad y utilidad de dichas intervenciones suelen ser motivo de debate. A menudo no queda claro si las comunidades tuvieron una voz real en el proceso, si fueron debidamente representadas, ni si sus preocupaciones fueron incorporadas en la evaluación y planes de gestión de la compañía.

Algunas buenas prácticas internacionales incorporan el “consentimiento previo, libre e informado” (CPLI) como prerrequisito para iniciar las operaciones petroleras. Este indica que las comunidades afectadas contaron con suficiente tiempo para considerar los impactos que sufrirían debido a las operaciones y que han dado su consentimiento para iniciar el proyecto. Aun cuando el CPLI forma parte de los requerimientos de los estándares internacionales, como las normas de desempeño del IFC, el término o requerimiento no suele incluirse en los contratos y/o leyes petroleras.

Supervisión

La supervisión de la implementación del plan de gestión, así como la valoración de la calidad de las evaluaciones de línea de base y de impacto, depende de la capacidad de la entidad gubernamental responsable, de sus aptitudes para formular objeciones y, por lo tanto, de su potencial para retrasar el proceso. Muchos países dan menor importancia a los impactos ambientales y sociales, y perciben la evaluación de línea de base, la evaluación de impacto y el plan de gestión, como un mero llenado de formularios que puede interponerse al rápido desarrollo del recurso natural y a la generación de ingresos. En muchos países, la agencia de protección ambiental ha expedido permisos ambientales y las entidades gubernamentales responsables han aprobado estos documentos sin objeciones ni requisitos de revisión de las evaluaciones de impacto y planes de gestión. Es común que los reportes anuales sobre temas ambientales y gestión, presentados por la compañía, no sean leídos ni comentados.

CUANDO LAS COSAS SALEN MAL

Si las cosas salen mal y las operaciones petroleras dañan al medio ambiente, a las personas o a los bienes patrimoniales, ¿quién es el responsable de reparar el daño? ¿Y quién lo paga?

En términos de responsabilidad, el contratista es el primer responsable de la realización de operaciones petroleras. Si el contrato petrolero no indica otra cosa, dicha responsabilidad se extiende sobre las actividades necesarias para mitigar o resolver el daño ambiental y el perjuicio a personas o propiedades. Es probable que existan leyes que pidan a la compañía la restauración del daño que ésta ocasionó o la compensación a los afectados. Las obligaciones generales indicadas en el contrato establecen que la compañía debe cumplir con la ley aplicable o realizar las operaciones petroleras, de acuerdo con las normas industriales o buenas prácticas. Esto incluye la obligación de cumplir con las leyes o normas ambientales o de salud y seguridad, en la medida en que exigen el seguimiento de los pasos necesarios para la mitigación o remedio. El contrato puede contar con medidas que responsabilizan a la compañía petrolera en caso de daños o perjuicios. Veamos como ejemplo el artículo 41.11 del modelo de contrato de servicios técnicos de Irak, el cual establece que:

EXCERPT FROM THE IRAQ MODEL TECHNICAL SERVICE CONTRACT:

41.11 – “In the event of an emergency, accident, oil spill or fire arising from Petroleum Operations affecting the environment, Operator shall forthwith notify ROC and Contractor and shall promptly implement the relevant contingency plan and perform such site restoration as may be necessary in accordance with Best International Petroleum Industry Practices”.

EXTRACTO DEL MODELO DE CONTRATO DE SERVICIOS TÉCNICOS DE IRAK:

41.11.– «En caso que una emergencia, accidente, derrame de petróleo o incendio derivado de las operaciones petroleras afecte el medio ambiente, el operador notificará inmediatamente a la ROC (compañía regional operante) y al contratista, y deberá implementar inmediatamente el plan de contingencia correspondiente y realizar las labores de restauración necesarias en el sitio, de acuerdo con las buenas prácticas internacionales de la industria del petróleo».

El artículo 17.5 del modelo de acuerdo petrolero de Ghana del año 2000 establece que:

EXCERPT FROM THE GHANAIAN 2000 MODEL FORM PETROLEUM AGREEMENT:

17.5 - "....if Contractor's operations result in any other form of pollution or otherwise cause harm to fresh water, marine, plant or animal life, Contractor shall in accordance with accepted Petroleum industry practice, promptly take all measures to control the pollution, to clean up Petroleum or other released material or to repair, to the maximum extent feasible, damage resulting from any such circumstances".

EXTRACTO DEL MODELO DE ACUERDO PETROLERO DE GHANA DEL AÑO 2000:

17.5.- «... si las operaciones del contratista resultan en cualquier tipo de contaminación u ocasionan cualquier daño al agua dulce o a la vida marina, vegetal o animal, el contratista deberá, de acuerdo con las prácticas aceptadas en la industria petrolera, tomar inmediatamente todas las medidas de control de la contaminación para limpiar el petróleo u otro material derramado, o bien para reparar, en el mayor grado posible, los daños ocasionados por dichas circunstancias».

Como se ha discutido anteriormente y ya que los contratos responsabilizan a la empresa petrolera sobre la toma de acciones, exigir que las acciones tomadas se apeguen a «las buenas prácticas internacionales de la industria del petróleo» y a «las prácticas aceptadas en la industria petrolera» (según los ejemplos anteriores) genera algunas preguntas sobre qué es exactamente lo que las compañías deben hacer para satisfacer la obligación de remediar los daños o perjuicios.

¿Quién paga por las medidas tomadas? Es decir, ¿quién asume, en última instancia, los gastos resultantes de un accidente?

El costo de las medidas tomadas para resolver un daño o perjuicio se incluye dentro de los costos de las operaciones petroleras en general. Generalmente, una compañía petrolera recuperará, de alguna u otra manera, los costos resultantes de un accidente por medio de sus operaciones petroleras. Dependiendo del tipo de contrato, esto ocurre de diferentes maneras.

En un contrato de concesión, dichos costos se deducen de los ingresos de las ventas petroleras con el fin de determinar beneficios gravables. En un contrato de producción compartida, la compañía petrolera tendrá derecho a una parte del petróleo producido para pagar sus costos. En un contrato de servicios, la cuota pagada a la compañía petrolera incluirá una componente para cubrir dichos costos.

Si a final de cuentas se reembolsan a la compañía petrolera los costos en que incurre para mitigar cualquier daño o perjuicio ocasionado, puede pensarse que la compañía petrolera no paga directamente o de forma completa por sus actividades de mitigación o remedio, ya que los costos reembolsados representan ingresos que el Estado hubiera podido recibir de no haber habido daños o perjuicios. Es necesario mencionar que el Estado paga de forma indirecta por dichas medidas o bien que los costos se reparten entre el Estado

y la compañía, ya que los gastos disminuyen los ingresos disponibles para ambas partes.

La idea de que los costos resultantes de la mitigación o remedio del daño ambiental o perjuicio a personas o bienes patrimoniales son costos petroleros recuperables, suele ser expresamente mencionada en los contratos petroleros. Por ejemplo, en el artículo 41.15 del contrato de servicios técnicos de Irak se establece que:

EXCERPT FROM THE IRAQI MODEL TECHNICAL SERVICE CONTRACT:

41.15 – “...all costs incurred towards protection of the environment shall be treated as Petroleum Costs.”

EXTRACTO DEL MODELO DE CONTRATO DE SERVICIOS TÉCNICOS DE IRAK:

41.15.– «...todos los costos en que se incurra para proteger el medio ambiente, deberán ser tratados como costos petroleros».

Sin embargo, los contratos petroleros suelen contener una importante salvedad o excepción a la idea de que dichos costos deben ser tratados como costos petroleros. Esto se ilustra en el texto completo del artículo 41.15 del contrato de servicios técnicos de Irak, donde se establece que:

EXCERPT FROM THE IRAQI MODEL TECHNICAL SERVICE CONTRACT:

41.15 – “Except for cases of Gross Negligence and Willful Misconduct on the part of the Contractor and/or Operator, all costs incurred towards the protection of the environment shall be treated as Petroleum Costs”.

EXTRACTO DEL MODELO DE CONTRATO DE SERVICIOS TÉCNICOS DE IRAK:

41.15.– «A excepción de los casos de negligencia grave y de mala conducta intencionada por parte del contratista y/o del operador, todos los costos en que se incurra para la protección del medio ambiente deberán ser tratados como costos petroleros».

Esta salvedad o excepción también se ilustra en el modelo de acuerdo petrolero de Ghana del año 2000, en el que la última oración del artículo 17.5 establece que:

EXCERPT FROM THE GHANAIAN 2000 MODEL FORM PETROLEUM AGREEMENT:

17.5 - “If such release or pollution results from the gross negligence or willful misconduct of Contractor, the cost of subcontract clean-up and repair activities shall be borne by the Contractor and shall not be included as Petroleum Cost under this Agreement.”

EXTRACTO DEL MODELO DE ACUERDO PETROLERO DE GHANA DEL AÑO 2000:

17.5.– «Si dicho derrame o contaminación resulta de la negligencia grave o de la mala conducta intencionada del contratista, el costo de las actividades de limpieza y reparación subcontractadas recaerá en el contratista y no deberá ser incluida como parte de los costos petroleros dentro de este acuerdo».

Así pues, cuando la contaminación o daño resultan de una negligencia grave o de la mala conducta intencionada del contratista, los costos no se incluyen como costos petroleros sino que son pagados por el contratista (compañía petrolera) mismo. La pregunta entonces se transforma en: ¿en qué consiste una «negligencia grave» y una «mala conducta intencionada»?

La respuesta a esta pregunta no es única ni sencilla y constituye una compleja área de la ley. Las definiciones de lo que «negligencia grave» y «mala conducta intencionada» representan, varía de país a país y dependen de la ley que rige cada contrato petrolero en particular. Sin embargo, el principio básico es que para que la compañía petrolera asuma todos los costos, su comportamiento se debe haber salido, de forma significativa, de las normas esperadas o requeridas en el contrato o ley petrolera. Un simple error no constituye una «negligencia grave» ni una «mala conducta intencionada». El hecho de que la negligencia deba ser grave y la mala conducta intencionada, hace parecer que no sólo la simple negligencia o mala conducta son suficientes para que la compañía petrolera asuma los costos.

En caso de que ocurra un percance o accidente ambiental significativo o catastrófico, la cuestión tomará una importancia de magnitud proporcional. Un ejemplo de esto es el derrame de la plataforma petrolífera *Deepwater Horizon/Macondo* en el Golfo de México en el año 2010. La cuestión crítica alrededor de la posible responsabilidad de las empresas involucradas en el accidente consistía en decidir si éstas fueron muy negligentes o no.

¿Cómo puede el contrato ayudar a garantizar que se cubren los costos por mitigación y restauración? Los contratos petroleros tendrán disposiciones que exijan a la compañía petrolera obtener los seguros necesarios. Esta obligación puede ser muy general, como la obligación de obtener seguros que cubran “los tipos de riesgo que se suelen cubrir en la industria petrolera internacional”². Algunas veces, los contratos establecen los tipos de seguro requeridos de forma más específica, como uno “que incluya, pero no esté limitado a, daños en el equipo, instalaciones y responsabilidad de terceros”³. Es raro encontrar un requisito que de forma explícita obligue a una compañía a contar con un seguro ambiental; un ejemplo donde esto sí sucede se encuentra en el acuerdo de concesión de Brasil, que establece que:

2 “cover the types of exposure that are normally covered in the international petroleum industry”
3 “including but not limited to damage to equipment, installations and third party liabilities”

EXCERPT FROM BRAZILIAN CONCESSION AGREEMENT:

“The concessionaire shall provide and maintain in effect, during the whole term of this Agreement, and without causing a limitation to the Concessionaire’s liability, insurance coverage executed with a competent company, for all cases requested by the applicable legislation, as well as to comply with the determination by any competent authority regarding assets and personnel relating to the Operations and its performance, protection of the environment, relinquishment and abandonment of areas, removal and reversion of assets”.

EXTRACTO DEL ACUERDO DE CONCESIÓN DE BRASIL:

«El concesionario deberá proporcionar y mantener en vigor, durante todo el tiempo de vigencia de este acuerdo y sin ocasionar una limitación de responsabilidades al concesionario, un seguro proporcionado por una empresa competente. Dicho seguro debe cubrir todos los casos solicitados en la legislación aplicable y cumplir con la determinación, dictada por la autoridad competente, sobre los activos y el personal relacionados a las operaciones y su desempeño, la protección del medio ambiente, la renuncia y abandono de áreas, y la eliminación y remoción de activos».

La cobertura del seguro por daños ambientales reduce el riesgo financiero al que se exponen tanto la compañía como el Estado. Sin embargo, para esto hay que asumir que dicho seguro existe. El reto, desde el derrame en el Golfo de México en el año 2010, es que cada vez es más difícil identificar a las compañías de seguros dispuestas a asegurar a las compañías petroleras por este tipo de riesgos ambientales, los cuales son difíciles de evaluar y estimar.

Sin importar si hay un seguro disponible o no, si la compañía petrolera es pequeña y no tiene activos significativos o un balance financiero fuerte, o si se trata con una pequeña subsidiaria de una compañía petrolera mayor, el contrato petrolero debería incluir otras formas de asegurar que la compañía petrolera puede cumplir y pagar, de forma general, las obligaciones dispuestas en el contrato petrolero, incluyendo los daños ambientales y perjuicios ocasionados.

Por esta razón, los contratos petroleros suelen exigir que una empresa matriz de la compañía petrolera o una institución financiera, proporcione una garantía formal. Por ejemplo, si una de las mayores compañías petroleras internacionales forma una compañía local con el objetivo de formar parte de un contrato petrolero, el gobierno del país anfitrión requerirá, en algunos momentos, que la compañía petrolera internacional garantice el desempeño y obligaciones de la compañía petrolera local. Si la compañía petrolera local no puede pagar los costos generados en caso de daño ambiental o perjuicios, el gobierno puede exigir dicho pago a la compañía petrolera internacional al incluir en el contrato una garantía de la empresa matriz. El gobierno se hará cargo de pagar los platos rotos y de arreglar el desastre únicamente en el caso en que los costos sean tan altos que la compañía petrolera internacional no pueda cubrirlos y se haya declarado en quiebra.

HORA DE LIMPIAR

Un campo de petróleo o gas llegará eventualmente al fin de su vida útil, lo cual significa que ya no es rentable seguir produciendo petróleo o gas en dicho campo (ve a la primera sección para leer más sobre el ciclo de vida de un campo petrolífero). En dicho momento, se suele pedir el «**desmantelamiento**» o «**abandono**» del campo por parte de la compañía petrolera. El uso del término «abandono» es incorrecto, ya que las obligaciones de la compañía petrolera en el campo no desaparecen «así no más». De hecho, ocurre casi lo contrario. Es obligación de la compañía petrolera remover, en el mayor grado posible, las instalaciones e infraestructura que construyó con el propósito de producir y transportar el petróleo o gas, así como regresar el ambiente natural al estado en que se encontraba antes del inicio de las operaciones petroleras. De acuerdo con esto, la mayoría de los contratos y de los participantes en la industria del petróleo y el gas ahora usan más el término «desmantelamiento» que el de «abandono», a pesar de que ambos términos hacen referencia a la misma cosa.

El momento en que el contrato petrolero entrará en el asunto del desmantelamiento no suele estar en la mente de las partes, ya que dichas actividades pueden resultar irrelevantes en los veinte o treinta años siguientes a la firma del contrato (dependiendo de la extensión del contrato y del éxito o fracaso en la búsqueda de gas y petróleo en cantidades comercialmente viables). Además, en cualquier nueva jurisdicción productora de petróleo y gas, el asunto del desmantelamiento es, comprensiblemente, una preocupación menor en comparación con las labores de impulsar la exploración y lograr la producción. Un contrato petrolero y/o legislación relacionada debe mencionar sobre quién recae la obligación de desmantelamiento de un campo petrolífero o de gas, la cual puede tener costos significativamente altos, especialmente en los casos de campos petrolíferos o de gas costa afuera.

Ejemplo: Uno puede comparar la temprana industria de Ghana o Uganda con la muy madura industria del Reino Unido. En el Reino Unido hay más de 500 plataformas con ductos y demás infraestructura asociada, y el costo de desmantelar dichas estructuras se estima por encima de 28.7 miles de millones de libras esterlinas (GBP) para el año 2040, según Oil & Gas UK.

Una preocupación fundamental, debido a los altos costos, es garantizar que la compañía petrolera es capaz de cumplir con su obligación de desmantelamiento de un campo petrolífero o de gas. Por definición, el inicio del proceso de desmantelamiento ocurre cuando la compañía petrolera se encuentra en un momento en que ya no percibe beneficios significativos por las operaciones del campo. Por consiguiente, los costos del desmantelamiento no pueden ser cubiertos por los ingresos generados por la venta de petróleo o gas en dicho campo.

Entonces, ¿cómo garantiza el gobierno que las actividades de desmantelamiento serán pagadas? El mecanismo desarrollado y frecuentemente usado para este fin es garantizar que, a partir de un cierto momento en la vida del campo petrolífero o de gas, la compañía petrolera empieza a aportar a un fondo que quedará disponible al final de la vida del campo y que servirá para pagar los costos de desmantelamiento.

Estas aportaciones se realizan mientras la compañía petrolera genera beneficios a partir del campo y mientras que ésta puede poner una cantidad de dinero en el fondo para cubrir los costos futuros. Para determinar cuánto dinero necesita tener dicho fondo, la compañía petrolera tiene que preparar un plan de desmantelamiento que establezca las actividades necesarias para realizar el desmantelamiento del campo en cuestión y una estimación del costo de dichas actividades. Mediante la actualización regular (tal vez anualmente) del plan, se mantiene al corriente la estimación de los costos. En algunas jurisdicciones, en vez de aportar a un fondo, la compañía petrolera garantiza sus obligaciones financieras de desmantelamiento por medio de una letra bancaria o crédito.

Así como ocurre con otros asuntos relacionados con el medio ambiente, hay múltiples diferencias en el grado con que los contratos petroleros tratan expresamente los desmantelamientos. El artículo 17.3 del modelo de acuerdo petrolero de Ghana, únicamente establece que la compañía petrolera debe:

EXCERPT FROM THE GHANAIAN MODEL PETROLEUM AGREEMENT:

17.3 - “provide an effective and safe system for disposal of water and waste oil, oil base mud and cuttings in accordance with accepted Petroleum industry practice, and shall provide for the safe completion or abandonment of all boreholes and wells”.

EXTRACTO DEL MODELO DE ACUERDO PETROLERO DE GHANA:

17.3.– «brindar un sistema efectivo y seguro para el desecho de agua e hidrocarburos residuales, lodo a base de petróleo y detritos, de acuerdo con las prácticas aceptadas en la industria petrolera, y deberá garantizar la finalización y abandono de todas las zonas de perforación y pozos».

De forma similar, el artículo 42 del modelo de acuerdo de servicios técnicos de Irak establece que la compañía petrolera debe preparar una propuesta, sujeta a aprobación, para la restauración del sitio y el desmantelamiento, alrededor de la mitad del contrato, y que al momento de la expiración o terminación del contrato, esta debe:

EXCERPT FROM THE IRAQI MODEL TSC AGREEMENT:

42 – “remove all equipment and installations from the relinquished area or former Contract Area in a manner agreed with ROC pursuant to an abandonment plan”.

EXTRACTO DEL MODELO DE CONTRATO DE SERVICIOS TÉCNICOS DE IRAK:

42.– «remover todo el equipo e instalaciones del área a abandonar, o de la anterior área del contrato, en una forma establecida en un plan de abandono y aprobada previamente por la ROC».

En ninguno de los contratos anteriores se hace mención al requerimiento de separar una cantidad de dinero en un fondo de desmantelamiento, aunque este requerimiento puede ser un elemento necesario en cualquier plan de desmantelamiento aprobado, como ocurre en el contrato de servicios técnicos de Irak.

A manera de comparación, veamos el artículo 42 del modelo de contrato de producción compartida de Kenya. Este artículo incluye alrededor de cuatro y media páginas de disposiciones relacionadas con el abandono y el desmantelamiento, en donde se establece la necesidad de proporcionar un «plan de desmantelamiento» como parte del plan de desarrollo. Dicho plan, a partir de un momento determinado, exige:

EXCERPT FROM THE KENYAN MODEL PSC AGREEMENT:

42 – “... book sufficient accruals for future abandonment and decommissioning operations to cover the expenses which are expected to be incurred under the Decommissioning Plan”.

EXTRACTO DEL MODELO DE CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA DE KENYA:

42.– «... recaudar lo suficiente para las futuras operaciones de abandono y desmantelamiento, y para cubrir los gastos esperados dentro del plan de desmantelamiento».

La cantidad recaudada debe abonarse a una cuenta remunerada independiente a la que se pueden cargar intereses. De esta forma se puede asegurar que se podrán pagar las actividades de desmantelamiento. La compañía petrolera tiene el derecho de recuperar la cantidad destinada a dicho fondo como costos petroleros. De forma similar, la cláusula 38 del modelo de contrato de producción compartida de Kurdistan del año 2012 tiene disposiciones relativamente extensas en lo relativo a la obligación de desmantelamiento, incluyendo el requerimiento de:

EXCERPT FROM THE KURDISTAN 2012 MODEL PSC AGREEMENT:

38 – “...undertake Decommissioning Operations in accordance with Best Practices, Applicable Law, and Approved Decommissioning Plan and approved Decommissioning Work Programs and Budgets” and an obligation to “establish a segregated fund in the name of the Government at a financial institution satisfactory to the Government and under such escrow or trust terms as the Government may require, to pay for Decommissioning Operations and site restoration”.

EXTRACTO DEL MODELO DE CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA DE KURDISTÁN DEL AÑO 2012:

38.- «... realizar las operaciones de desmantelamiento de acuerdo a las buenas prácticas, leyes aplicables, plan de desmantelamiento aprobado, programas de trabajo de desmantelamiento aprobados y presupuestos de desmantelamiento aprobados. De igual manera, se exige el establecimiento de un fondo distinto para realizar el pago de las operaciones de desmantelamiento y restauración del sitio. Dicho fondo debe estar a nombre del gobierno, en una institución financiera satisfactoria para el gobierno y bajo los términos de confianza o de fideicomiso que el gobierno requiera».

ABOGADOS PARLOTEANDO



LIDIANDO CON LAS DIFERENCIAS

Si una cosa es cierta con relación a los contratos petroleros es que, en algún momento, las dos partes contratantes entrarán en desacuerdo. El desacuerdo puede derivarse de si las partes hicieron lo que dijeron que harían, del modo en que prometieron hacerlo y en el lapso de tiempo que acordaron.



Figura: “Diferentes interpretaciones dan lugar a disputas”. En un contrato, la frase «... el contratista iniciará, tan pronto como sea razonablemente posible, las operaciones de exploración...» puede ser interpretada de forma diferente por cada una de las partes.

Algunas veces, antes de que las partes puedan decidir si alguno de ellos no ha cumplido con lo acordado, ¡puede ya haber habido una discusión sobre la interpretación de la cláusula del contrato que contiene lo acordado! A pesar del tiempo y del esfuerzo invertido en negociar y en escribir el contrato, siempre hay lugar a desacuerdos sobre lo que determinadas cláusulas significan en realidad. De hecho, un dato importante en relación con los contratos petroleros que puede resultar sorprendente para los extraños, es lo frecuente que son las cláusulas que contemplan negociar algún aspecto determinado en una etapa posterior.

«Buena fe» parece ser una expresión crítica, así como un ejemplo del tipo de frases que posponen una decisión (ver los ejemplos siguientes).

En nuestra familia de contratos tenemos, por ejemplo:

EXCERPT FROM THE LIBYAN EPSA

13.5.2 – “... shall proceed in good faith to negotiate a gas sales agreement incorporating the principles set forth in Article 13.4”.

EXTRACTO DEL EPSA (ACUERDO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COMPARTIDA) DE LIBIA

13.5.2.– «... al negociar un acuerdo de venta de gas, deberá procederse de buena fe, incorporando los principios enunciados en el artículo 13.4».

Se hace uso de lo establecido anteriormente aun cuando se produce gas asociado como resultado de un acuerdo efectuado esencialmente para producir petróleo. Otro ejemplo establece:

EXCERPT FROM AZERBAIJAN:

15.2. (cd) – “SOCAR and Contractor shall diligently negotiate each such Supplemental Agreement (and the relevant Sales Agreement) in good faith”.

EXTRACTO DE AZERBAIYÁN:

15.2. (cd) «SOCAR [State Oil Company of the Azerbaijan Republic] y el contratante deberán negociar diligentemente y de buena fe cada acuerdo suplementario (así como el acuerdo de venta correspondiente)».

El contrato está acompañado de un apéndice de procedimientos contables a los que se hace referencia en el contrato principal.

EXCERPT FROM AN APPENDIX OF ACCOUNTING PROCEDURES:

“... if any of such methods prove to be unfair or inequitable to the Contractor then the Parties will meet and in good faith endeavor to agree on such changes as are necessary to correct any unfairness or inequity”.

EXTRACTO DE UN APÉNDICE DE PROCEDIMIENTOS CONTABLES:

«... si alguno de los métodos demuestra ser injusto o no equitativo para el contratista, las partes se reunirán e intentarán, de buena fe, llegar a un acuerdo sobre los cambios que son necesarios para corregir cualquier injusticia o inequidad».

En otro ejemplo tomado de Irak:

EXCERPT FROM IRAQ’S TECHNICAL SERVICE AGREEMENT:

2.3 – “Discovered but undeveloped reservoirs, as defined in Annex D, may be developed and produced under this Contract but shall be subject to a separately agreed remuneration fee which the Parties undertake to, in good faith, agree”.

EXTRACTO DEL ACUERDO DE SERVICIOS TÉCNICOS DE IRAK:

2.3.– «Las reservas que hayan sido descubiertas pero no explotadas, como se define en el Anexo D, pueden ser explotadas y producidas bajo este contrato pero deberán estar sujetas a cuotas de remuneración negociadas por separado y que las partes se comprometen a aceptar de buena fe».

Así que algunas veces, en temas de gran importancia, el contrato establece un acuerdo que se decidirá en una fecha posterior, con la explicación de que: «No hemos conseguido la información necesaria para discutir esto ahora»⁴. Un buen ejemplo de esto es el gas y lo que se hará con reservas desconocidas que la compañía pudiera encontrar mientras explora en busca de petróleo. Otras veces, se deja deliberadamente una ambigüedad en una cláusula determinada como el único modo de llegar a un acuerdo entre todas las partes en un periodo de tiempo determinado: «No podemos resolver esto completamente ahora, así que usemos un lenguaje provisional»⁵. En estos casos, cada parte puede dar su propia interpretación a las cláusulas, distinta a la interpretación de la otra parte, siendo o no consciente que la interpretación de la otra parte sobre determinada cláusula es diferente.

Lo anterior implica claramente un riesgo de desacuerdo y disputa en algún momento.

Otra frase frecuentemente usada en los contratos y que puede llevar a un desacuerdo entre las partes, es la obligación de «**hacer los esfuerzos razonables**» o de «**entregar puntualmente**». Aunque la ley puede proporcionar algunos lineamientos sobre lo que significa «hacer los esfuerzos razonables» o «entregar puntualmente», siempre habrá, en cualquier situación dada, lugar para discusiones sobre si lo que se ha hecho implica haber hecho los «esfuerzos razonables» o haber entregado «de manera puntual». Aquí nuevamente se hace referencia a las «prácticas internacionales generalmente aceptadas».

Muchos contratos estipulan la necesidad de ser «**prudentes**» o «**diligentes**». En nuestra familia de contratos, seis de ellos (Azerbaiyán, Brasil, Indonesia, Irak, Libia y Timor Oriental) presentan 25 usos diferentes de la palabra «diligente», y ocho de la palabra «prudente». Se deja a las cortes decidir qué significados deben adjudicarse a palabras que, para el extraño, parezcan nebulosas o subjetivas.

Generalmente, surgen disputas cuando la interpretación que hace una de las partes sobre una cláusula resulta en que la otra parte deberá gastar más dinero o recibir menos dinero del que creía que debía recibir, o cuando una de las partes cree que la interpretación o las acciones del otro le privan de un beneficio o derecho importante que le correspondía.

Un contrato petrolero siempre tendrá una sección que establezca las normas necesarias para que las partes resuelvan o arreglen desacuerdos. Estas normas pueden encontrarse en la sección «**Resolución de disputas**» (o «*Dispute Resolution*»), «**Arbitraje**» (o «*Arbitration*») o alguna otra sección similar. Hay disponible una buena cantidad de mecanismos diferentes para resolver disputas contractuales, incluyendo:

- Las partes consiguen acuerdos sobre la resolución por sí mismos.
- Se hace uso de un proceso de mediación formal.
- Se pide la intervención de un experto para que determine el asunto en disputa.
- Existe una adjudicación legal de la disputa o el arbitraje.

4
5

"We haven't got the information to discuss this now"

"We can't resolve this completely now so let's use placeholder language"

Algunas veces un contrato puede incluir todos los procesos anteriores, ordenados jerárquicamente, comenzando por la obligación de las partes para tratar de alcanzar un acuerdo por ellas mismas y terminando con la presentación del proceso legal de adjudicación correspondiente. En el ejemplo siguiente, la jerarquía está dispuesta del siguiente modo:

EXCRPT FROM THE IRAQI MODEL FORM TECHNICAL SERVICES CONTRACT IN ARTICLE 37:

° *“The Parties shall endeavor to settle amicably any dispute (the ‘Dispute’) arising out of or in connection with or in relation to this Contract or any provision or agreement related thereto”.*

° *“Where no such settlement is reached within thirty (30) days of the date when one Party notifies the other Party of the Dispute, then the matter may, as appropriate, be referred by the Parties to their senior management for resolution”.*

° *“Where no such settlement is reached within thirty (30) days of such referral to management, any Party to the Dispute may refer the matter, as appropriate to an independent expert or, by giving sixty (60) days notice to the other Party, refer the matter to arbitration as stipulated hereunder”.*

° *“If any Dispute arises between the Parties with respect to technical matters, such Dispute may, at the election of either Party, be referred to an independent expert (‘Expert’) for determination”.*

° *“All Disputes arising out of or in connection with this Contract, other than those Disputes that have been finally settled by reference to either senior management or Expert, shall be finally settled under the Rules of Arbitration of the International Chamber of Commerce by three arbitrators appointed in accordance with said Rules”.*

EXTRACTO DEL ARTÍCULO 37 DEL MODELO DE CONTRATO DE SERVICIOS TÉCNICOS DE IRAK:

° *«Las partes deberán comprometerse a resolver amigablemente cualquier disputa (la “disputa”) que surja de o en conexión con o en relación con este contrato, o con cualquier cláusula o acuerdo derivado del mismo».*

° *«Cuando dicho arreglo no sea alcanzado en un plazo de 30 días desde la fecha en que una de las partes en disputa notifica a la otra, el asunto puede, cuando resulta pertinente, ser remitido por las partes a su directivo superior para su resolución».*

° *«Cuando dicho arreglo no sea alcanzado dentro de un plazo de treinta (30) días desde la remisión al directivo superior, cualquier de las partes en disputa puede remitir el asunto a un experto independiente pertinente o remitirlo a arbitraje como se estipula a continuación, después de que hayan pasado sesenta (60) días de haber dado aviso a la otra parte».*

° *«Si surgiera cualquier disputa entre las partes con respecto a asuntos técnicos, dicha disputa puede, a elección de cada parte, ser remitida para determinación a un experto independiente (“experto”)».*

° *«Todas las disputas surgidas de o en conexión con este contrato, distintas a aquellas que hayan sido finalmente arregladas al remitirlas al directivo superior o a un experto, deberán ser finalmente dirimidas, bajo las normas de arbitraje de la Cámara Internacional de Comercio, por tres árbitros elegidos de acuerdo a las normas mencionadas».*

En casi todos los casos, las partes intentarán, por sentido común, resolver las disputas primero por ellos mismos, sin importar si el contrato los obliga a ello o no. Es mucho más barato y menos perjudicial para la relación hacerlo así, que involucrando a extraños. Solamente cuando resulte imposible llegar a un acuerdo, se deberá recurrir al resto de los mecanismos de resolución de disputas. Algunas disputas de naturaleza más objetiva se prestan para la determinación de un experto, por ejemplo, aquellas referentes a la tasación del petróleo, asunto para el que hay disponible datos muy claros en los mercados, así como en lo relativo a otros asuntos contables. El contrato puede especificar la designación de un experto para algunos asuntos que típicamente son de naturaleza técnica y que son, por lo tanto, adecuados para una determinación objetiva y competente. Las disputas que involucran asuntos de interpretación subjetiva del significado de algunas partes del contrato, no son adecuadas para la determinación por parte de un experto.

Arbitraje

El arbitraje es el proceso usado en los contratos petroleros para resolver disputas que no han podido ser resueltas de otra manera. A menos que un contrato incluya cláusulas que exijan a las partes el uso de un proceso de arbitraje, la disputa se arreglará, normalmente, a través de las cortes del país o de los países correspondientes. El arbitraje es un paso previo a la acción

de la corte. Para las partes, particularmente para las compañías petroleras, el arbitraje implica dos ventajas principales sobre el sistema judicial. Primero, no se efectúa en la corte del país con el que tienen una disputa. Segundo, los procesos de arbitraje son, en teoría, confidenciales.

Decidir el lugar en que el arbitraje se llevará a cabo es naturalmente un asunto sensible. El público y los medios de comunicación de los países anfitriones a menudo perciben como una afrenta el cambio de jurisdicción hacia afuera de su país. A las compañías les preocupa que el sistema judicial del gobierno de su socio pueda ser objeto de presión política. Sin embargo, es importante comprender que el hecho de que el arbitraje tenga lugar fuera del país es independiente de la cuestión de qué ley será usada. De este modo, si surge una disputa en un contrato petrolero en Ghana, la ley de éste país se aplica al contrato, y un proceso de arbitraje decidirá la disputa aplicando las leyes de Ghana, incluso si el proceso de arbitraje es trasladado a un país diferente. Trasladar el proceso de arbitraje a un país diferente es visto como un proceso neutral o justo por la compañía petrolera, en comparación con la decisión de arreglar la disputa en los tribunales de Ghana.

Aunque los ciudadanos del país anfitrión pueden encontrar insultante la insinuación de que sus cortes no son imparciales o justas, la realidad es que en muchas jurisdicciones el proceso jurídico puede no ser independiente o puede ser lento, y los inversionistas internacionales (y no sólo las compañías petroleras) generalmente prefieren no tomar ese riesgo.

Son características típicas de una cláusula de arbitraje en un contrato:

- ° La disposición de que el arbitraje sea conducido de acuerdo con las normas de una organización de arbitraje particular. Hay un buen número de organizaciones internacionales de arbitraje reconocidas, cada una de las cuáles cuenta con un conjunto de normas a aplicar en los procesos de arbitraje. Cada uno de estos diferentes conjuntos de normas tienen sus pros y sus contras, pero su análisis escapa a los objetivos de este libro. Las más conocidas y frecuentemente usadas son: las normas de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (UNCITRAL), las normas de la London Court of International Arbitration (LCIA), las normas de la Cámara de Comercio Internacional (ICC) y las normas del Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (ICSID).

- ° La disposición sobre el lugar en que se efectuará el arbitraje, el cual puede ser denominado la «sede» (o “seat”) del arbitraje. A menudo se elige un sitio «neutral» que no se encuentre en el país con el que se firmó el contrato, ni en el país del que proviene la compañía petrolera correspondiente o su matriz. Ejemplos de lugares independientes pueden incluir, por ejemplo, París, Londres o Estocolmo. Es importante notar que lo anterior no significa que las leyes francesas, inglesas o suecas serán aplicadas en la disputa en sustitución de la ley del gobierno correspondiente al contrato. Sin embargo, algunas veces la sede elegida sí se encuentra ubicada en el país de donde proviene la compañía petrolera o su matriz. Por ejemplo, el reciente arbitraje que involucraba al Gobierno de Uganda y a Heritage Oil, una compañía londinense, fue celebrado en Londres, donde cotizaba y se ubicaba la sede que el contrato petrolero correspondiente especificaba.

- ° La disposición sobre el número de árbitros que determinarán la disputa. Frecuentemente serán tres. Esto permite a cada parte elegir un árbitro

y después elegir al tercero en conjunto, o nombrarlo conforme a lo dispuesto en las normas de arbitraje correspondientes. Aunque todos los árbitros deben ser imparciales y objetivos, si sólo se utiliza un árbitro habrá mayor posibilidad de que una de las partes sienta que el proceso de arbitraje no es justo.

° La disposición sobre el idioma en que el arbitraje será conducido, el cuál será normalmente algún idioma internacional importante que tenga alguna relación (histórica) con el país al que la disputa se refiere, como Inglés, Francés, Español o Portugués.

° La disposición sobre quién pagará por el arbitraje. Usualmente, los gastos de un arbitraje son cubiertos equitativamente por todas las partes.

Con base en los contratos que han sido usados como ejemplo en este libro y en la forma en que éstos negocian la resolución de disputas, encontramos que todos ellos se refieren a disputas que no podían ser arregladas de otro modo que no fuera el arbitraje y que contienen cláusulas de arbitraje como las siguientes:

PAÍS	LEY APLICABLE	NORMAS DE ARBITRAJE	SEDE DEL ARBITRAJE	NÚMERO DE ÁRBITROS
Afganistán	Afganistán	ICSID	Londres, Inglaterra	3
Azerbaiyán	Ver abajo	UNCITRAL	Estocolmo, Suecia	3
Brasil	Brasil	ICC	Río de Janeiro, Brasil	3
Ghana	Ghana	ICC	Londres, Inglaterra	3
Irak	Irak	ICC	París, Francia	3
Indonesia	Indonesia	ICC	Ginebra, Suiza	3
Libia	Libia	ICC	París, Francia	3
Timor Oriental	Timor Oriental	Alternativas específicas incluyendo ICSID	n/a	n/a

La cláusula de ley aplicable en Azerbaiyán establece:

EXCERPT FROM AZERBAIJAN JOINT DEVELOPMENT AND PRODUCTION SHARING CONTRACT:

"... shall be governed and interpreted in accordance with the principles of law common to the law of the Azerbaijan Republic and English law, and to the extent that no common principles exist in relation to any matter then in accordance with the principles of the common law of Alberta, Canada..."

EXTRACTO DEL CONTRATO DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN COM-PARTIDA DE AZERBAIYÁN:

«... deberá ser regido e interpretado de acuerdo con los principios de derecho común de la legislación de la República de Azerbaiyán y de las leyes inglesas, y en la medida en que no existan principios comunes en relación con algún tema, se actuará de acuerdo con los principios de la legislación de Alberta, Canadá...».

ESTABILIZACIÓN

Estabilización: Cláusulas que las compañías internacionales usan para asegurar garantías contra cambios en las condiciones o en el entorno de inversión en el que un contrato fue negociado. Es un asunto que con seguridad conducirá a álgidos debates cada vez que esté incluido en acuerdos de inversión. Los contratos petroleros no son la excepción.

¿Por qué estabilizar?

El principio básico que tales cláusulas intentan abordar, desde la perspectiva de las compañías petroleras, es que los términos del contrato y sus condiciones fueron acordados sobre la base de las leyes del país correspondiente, tal y como estaban vigentes al momento de las negociaciones, y deberían, por lo tanto, no ser cambiados unilateralmente por alguna de las partes (por ejemplo, el Estado). Sin embargo, en un proyecto en el que miles de millones de dólares podrían ser invertidos en un proyecto con una expectativa de duración de 25 años, muchas cosas pueden pasar.

Los gobiernos pueden subir a o caer del poder a través de elecciones o incluso de revoluciones. La sociedad y sus necesidades de desarrollo económico, así como el ámbito legal, pueden cambiar radicalmente, al igual que el contexto internacional. Por ello, la compañía procura «estabilizar» los términos de su inversión por medio de cláusulas incluidas en el contrato que tratan de prevenir la afectación de sus operaciones debido a cambios generales en los requerimientos legales, financieros, ambientales y sociales del país donde llevará a cabo sus maniobras. El incumplimiento de dichas cláusulas usualmente dará a las compañías el derecho a obtener generosas compensaciones.

Los países, obviamente, ven esta situación de forma completamente diferente, más parecida a una violación a su soberanía. Una cláusula de estabilización en un contrato petrolero no deberá, por tanto, tener el efecto de impedir que se apliquen al contrato las leyes del país que han sido modificadas. Sin embargo, dichos cambios en la legislación de un país podrían tener un efecto adverso en la economía y ganancias de un proyecto y, dado que nadie puede desafiar el derecho de un país soberano a cambiar sus leyes en cualquier momento, la compañía se encuentra siempre, en un sentido general, en posible desventaja en lo que, para ellos, es una relación comercial con una contraparte también comercial.

Por tanto, lo que una cláusula de estabilización en un contrato puede decir es que si un país cambia su legislación en un modo que afecte el contrato petrolero correspondiente, ésta modificación será considerada como un incumplimiento de la cláusula y dotará a la compañía del derecho de reclamar la compensación por tal incumplimiento. Alternativamente, la legislación que haya sido modificada no aplicará al contrato.

¿Respecto a qué, exactamente, son cautelosas las compañías?

Los cambios contra los que una compañía buscará protegerse incluyen modificaciones del régimen fiscal, tales como el incremento en impuestos existentes o la imposición de otros nuevos. También podría tratarse de modificaciones a

las leyes que afectan el desenvolvimiento de las operaciones petroleras, por ejemplo, en la ley laboral, donde se puede aplicar la imposición de requisitos adicionales y/o más rigurosos. La compensación demandada podría ser igual a la diferencia entre la ganancia prevista por la compañía petrolera bajo el contrato antes de que la ley cambiara y la ganancia prevista después de las modificaciones a la ley. A continuación presentamos un ejemplo de una cláusula estabilizadora:

EXCERPT FROM GHANAIAN PRODUCTION SHARING CONTRACT:

26.2 – “... As of the Effective Date of this Agreement and throughout its Term, the State guarantees the Contractor the stability of the terms and conditions of this Agreement as well as the fiscal and contractual framework hereof specifically including those terms and conditions and that framework that are based upon or subject to the provisions of the laws and regulations of Ghana (and any interpretations thereof) including without limitation the Petroleum Income Tax Law, the Petroleum Law, the GNPC Law and those other laws, regulations and decrees that are applicable hereto. This Agreement and the rights and obligations specified herein may not be modified, amended, altered or supplemented except upon the execution and delivery of a written agreement executed by the Parties. Any legislative or administrative act of the State or any of its agencies or subdivisions which purports to vary any such right or obligation shall, to the extent sought to be applied to this Agreement, constitute a breach of this Agreement by the State”.

EXTRACTO DEL CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA DE GHANA:

26.2.– «... A partir de la fecha efectiva de este contrato y durante toda su duración, el Estado garantiza al contratista la estabilidad de los términos y condiciones del mismo, así como su marco fiscal y contractual, incluyendo específicamente aquellos términos, condiciones y marco sobre los que están basadas o sujetas las disposiciones de las leyes y regulaciones de Ghana (y cualesquiera interpretaciones de los mismos) incluyendo, sin limitación, la Ley de Impuestos sobre la Renta Petrolera, la Ley Petrolera, la legislación de la GNPC [Ghana National Petroleum Company] y todas otras aquellas leyes, regulaciones y decretos que son aplicables a los mismos. Este contrato, así como los derechos y obligaciones especificados en el mismo, no deben ser modificados, enmendados, alterados o suplidos, excepto tras la ejecución y entrega de un contrato escrito por las partes contratantes. Cualquier decreto legislativo o administrativo emitido por el Estado, o por cualquiera de sus agencias o subdivisiones, que pretenda variar alguno de dichos derechos u obligaciones constituirá, en la medida necesaria para la aplicación de este contrato, el incumplimiento de este contrato por parte del Estado».

No resulta difícil entender por qué a los gobiernos y ciudadanos de los países productores de petróleo no les agradan las cláusulas de estabilización. Desde la perspectiva del gobierno, cualquier compañía petrolera que invierta

en su país debería asumir el riesgo de que las leyes cambien, dado que establecer sus propias leyes es uno de los derechos fundamentales de un Estado soberano. Por esta razón, los gobiernos se resistirán a firmar una cláusula general de estabilización. De hecho, aunque existen cláusulas de estabilización en los contratos petroleros antiguos, éstas se han vuelto cada vez más raras. Estas cláusulas son llamadas a menudo “cláusulas de congelamiento” (o “freezing clauses”) debido a que congelan la ley en el lugar y tiempo en que el contrato fue firmado.

El término «medio»

Presentamos ahora una cláusula nueva y mejorada, conocida como cláusula «de equilibrio».

El objetivo de una cláusula de equilibrio es similar al de una cláusula de estabilización, a excepción de su inconveniente político –preservar la posición económica general de la compañía petrolera (generalmente) o del gobierno (algunas veces) sin ser visto como una violación a la soberanía–. El principio en el cual se basa es: si una de las partes sufre un impacto negativo debido a un cambio en la ley, ambas partes buscarán acordar los cambios al contrato petrolero necesarios para restaurar la situación financiera original. La compañía obtiene las mismas garantías, pero el punto de cambio se ha mudado a otro sitio dentro del contrato. El contrato establece, una vez localizado el detonador del conflicto, una nueva negociación sobre el tema, dejando fuera el resto del cuerpo de regulaciones y de leyes del país.

Por ejemplo, si el país enmienda su legislación fiscal y los impuestos sobre beneficios económicos de las compañías petroleras son incrementados un 10%, las partes buscarán acordar una enmienda a otros términos del contrato petrolero para compensar a la compañía petrolera por el incremento en el impuesto que tendrá que pagar, por ejemplo, aumentando la cantidad de profit oil que recibe o mediante una reducción en la tasa de las regalías. Puede aún haber discusiones sobre los números, dado que, como hemos visto, cada herramienta fiscal tiene sus propias propiedades. Puedes, por ejemplo, ajustar la tasa de regalías hasta compensar un incremento en el impuesto de sociedades sobre el precio del crudo en un determinado punto, aunque existe el riesgo de perder dicho equilibrio si los precios suben y bajan, pero esta es una discusión técnica (¿parloteo de abogados?) al margen. El inconveniente esencial del cambio en la ley habrá sido eliminado para la compañía.

Así pues, las partes acceden a volver a negociar, pero si no pueden llegar a un acuerdo para enmendar el contrato, entonces la cláusula de equilibrio puede proporcionar una base a la compañía petrolera para buscar compensación. En ese caso, el efecto final puede ser similar al de una cláusula de estabilización, según se describió anteriormente.

Nota: Las cláusulas de equilibrio son frecuentemente muy cortas, pero eso no significa que no son importantes.

Algunos ejemplos incluyen:

EXCERPTS FROM VARIOUS MODEL PETROLEUM CONTRACTS:

“Without prejudice to other rights and obligations of the Parties under the Agreement, in the event that any change in the provisions of any Law, decree or regulation in force in [country] occurs subsequent to the signing of this Agreement which adversely affects the obligations, rights and benefits hereunder, then the Parties shall agree on amendments to the Agreement to be submitted to the competent authorities for approval, so as to restore such rights, obligations and forecasted benefits.”

“....if after the Effective Date, the financial interests of Contractor are adversely and substantially affected by a change to the Law which was in force on the Effective Date, or by revocation, modification or non-renewal of any approvals, consents or exemptions granted to Contractor pursuant to this Contract (other than as a result of Gross Negligence or Willful Misconduct of Contractor or Operator) the Parties shall, within ninety (90) days, agree on necessary adjustments to the relevant provisions of this Contract in order to maintain Contractor’s financial interests under this Contract reasonably unchanged.”

EXTRACTOS DE VARIOS MODELOS DE CONTRATOS PETROLEROS:

«En caso de que, posteriormente a la firma de este contrato, tenga lugar cualquier cambio en las disposiciones de cualquier ley, decretos o regulación vigente en [el país] que afecte negativamente las obligaciones, derechos y beneficios mencionados; las partes deberán acordar las enmiendas pertinentes para ser enviadas a las autoridades competentes para su aprobación, de tal modo que los derechos, obligaciones y beneficios previstos sean restaurados, pero sin perjudicar otros derechos y obligaciones de las partes comprometidas en el contrato».

«... si después de la fecha efectiva, los intereses financieros del contratista son afectados negativa y sustancialmente por algún cambio en la ley que estaba vigente en la fecha efectiva; o por revocación, modificación o falta de renovación de cualquiera de las aprobaciones, consentimientos o excepciones otorgadas al contratista conforme a los dispuesto en este contrato (excepto en aquellas que resulten de alguna negligencia grave o conducta dolosa del contratista o del operador), las partes deberán, dentro de un plazo de noventa (90) días, acordar los ajustes necesarios a las cláusulas correspondientes de este contrato con el objetivo de mantener razonablemente inalterados los intereses financieros del contratista estipulados en este contrato».

Si miras con detenimiento observarás que el segundo ejemplo ofrece a la compañía petrolera menos protección que el primero. El primer ejemplo aplica a «cualquier cambio en las disposiciones de cualquier ley» que «afecte negativamente [cualquiera de] las obligaciones, derechos y beneficios» de ambas partes. Esta clase de lenguaje amplio y genérico es nombrado algunas veces como una cláusula de «congelamiento». El segundo ejemplo aplica solamente

si el cambio en la ley afecta únicamente, de forma «negativa y sustancialmente», los «intereses financieros» del contratista. La dificultad de la prueba es mayor. Además, la estabilización se limita solamente a aquello que pueda provocar un cambio en los intereses financieros.

Los grupos de la sociedad civil se quejan a menudo de las cláusulas de congelamiento, como la del primer ejemplo, con el argumento de que dicho tipo de cláusula puede impactar el margen de maniobra que un gobierno tiene para conseguir la aprobación de nuevas leyes ambientales y sociales, por ejemplo, en relación con salud y seguridad, derechos laborales y de empleo, protección del medio ambiente y patrimonio cultural, y derechos humanos.

Desde una perspectiva jurídica, la diferencia entre las dos cláusulas puede no ser tan grande como parece a primera vista, dado que incluso con una cláusula más restringida, como la del segundo ejemplo, una compañía puede argumentar que contar con leyes ambientales o sociales más estrictas o más exhaustivas significarían un mayor costo de conformidad. Por otro lado, si el contrato durante su concepción exigió a la compañía la aplicación de prácticas o estándares internacionales para sus prácticas ambientales y sociales, entonces una cláusula de estabilización o equilibrio no podría ser aplicada a menos de que se aprobaran nuevas leyes sociales y ambientales más estrictas que las buenas prácticas internacionales. De este modo, el país se habrá asegurado una base de conformidad sobre una variedad de asuntos, sin la preocupación de desencadenar estas cláusulas.

Algunas jurisdicciones no ofrecen ningún tipo de cláusulas de estabilización o equilibrio, como en el caso de Libia, quien incluso cuenta con un ejemplo en el que una cláusula “anti-estabilizadora” fue incluida en un modelo de contrato petrolero:

EXCERPT FROM LIBYAN MODEL PETROLEUM CONTRACT:

“The introduction of new Applicable Law or change of Applicable Law will not entitle the Contractor or any Contractor Entity to any rights to any alteration to the terms of this Contract or any claims against the Government under this Contract”.

EXTRACTO DEL MODELO DE CONTRATO PETROLERO LIBIO:

«La introducción de una nueva ley aplicable o el cambio de una ley aplicable no dotará al contratista, ni a cualquier entidad contratante, del derecho de alterar ninguno de los términos de este contrato, ni tampoco de entablar reclamación alguna contra el Gobierno bajo este contrato».

Para concluir, diremos que las cláusulas de estabilización o equilibrio pueden no siempre aparecer convenientemente etiquetadas como de «estabilización» o de «equilibrio». Por ejemplo, dentro de la familia de contratos usados en este libro, Azerbaiyán tiene una cláusula (la 23) llamada «Ley aplicable, estabilización económica y arbitraje» (“*Applicable Law, Economic Stabilization and Arbitration*”), mientras que en Ghana la cláusula se incluye en el artículo 26.4 que tiene el nombre de «Misceláneo». Otros contratos hacen referencia a éste principio en diferentes partes, repartidas a lo largo del

contrato, en cláusulas sobre ley aplicable, resolución de disputas, cláusula misceláneas o incluso en cláusulas sobre temas específicos como de medio ambiente o de impuestos. Estas cláusulas se encuentran a menudo, aunque no siempre, hacia el final de contrato.

¡Suerte en la cacería!

CONFIDENCIALIDAD

Volvamos al punto en el que iniciamos. El objetivo de este libro es describir los contratos petroleros en términos amplios y neutrales: los temas que los rigen, la historia que los ha definido y el mundo en el que se desarrollan. Consideramos de gran valor explicar estos temas sin tomar partido. La única excepción a esta neutralidad es el tema de la transparencia de los contratos. Este libro busca, activamente, promover la transparencia de los contratos como una norma emergente que mejorará la gobernabilidad de la industria del petróleo y del gas alrededor del mundo. A continuación, explicaremos este punto echando un vistazo a las propias cláusulas de confidencialidad en los contratos.

Los detractores de la transparencia en los contratos manejan dos argumentos principales. Primero, que el modo en que los contratos están actualmente redactados no da cabida a la transparencia; y, segundo, que la transparencia afectaría sus intereses. Abordemos ambos argumentos en mayor detalle.

Incumplimiento del Contrato

Cuando se le mira con detenimiento, la idea de que los acuerdos negociados hasta el momento requieren mantener los contratos en secreto es de hecho un mito. Hoy en día, la mayoría de los gobiernos alrededor del mundo podrían publicar la mayor parte de sus contratos petroleros sin ningún peligro de caer en un incumplimiento de contrato. Es más, muchos contratos fueron ratificados por un parlamento, por lo que deberían automáticamente pasar al dominio público. Desafortunadamente, la mayoría de las veces esto no se lleva a la práctica.

Cada contrato que presentamos en este libro enfrenta el dilema de qué debe ser publicado y qué no, así como el de quién puede hacer pública qué información y bajo qué condiciones. Además, algunos de estos contratos parecen ser bastante restrictivos. A continuación algunos ejemplos:

EXCERPT FROM THE IRAQI TECHNICAL SERVICE AGREEMENT:

33.1 – “All information and data obtained in connection with or in relation to this Contract shall be kept confidential by the Parties and their Affiliates and shall not be disclosed or communicated to any third party without the other Party’s prior written consent”.

EXTRACTO DEL ACUERDO IRAQUÍ SOBRE SERVICIOS TÉCNICOS:

33.1.– «Toda la información y datos obtenidos en conexión con o en relación con este contrato serán mantenidos en confidencialidad por las partes y sus afiliados, y no deberán ser divulgados o comunicados a terceros sin el consentimiento previo y por escrito de la otra parte».

EXCERPT FROM AZERBAIJAN'S PSA WITH THE CONSORTIUM LED BY BP:

27.1a – “Subject to the provisions of this Contract, each Party agrees that all information and data of a technically, geologically or commercially sensitive nature acquired or obtained relating to Petroleum Operations and which on the Effective Date is not in the public domain or otherwise legally in the possession of such Party without restriction on disclosure shall be considered confidential and shall be kept confidential.

**EXTRACTO DEL PSA ENTRE AZERBAIJÁN Y EL CONSORCIO CON-
DUCIDO POR BRITISH PETROLEUM:**

27.1 a.– «En conformidad con las disposiciones de este contrato, cada parte se compromete a que toda la información y datos técnicos, geológicos o comerciales de naturaleza sensible, adquiridos u obtenidos, en relación con las operaciones petroleras y que en la fecha efectiva no son de dominio público o no están en posesión legal de dicha parte y sin restricción para su divulgación, deberán ser considerados confidenciales y deberán ser mantenidos en dicho estado de confidencialidad».

EXCERPT FROM GHANA'S CONTRACT WITH TULLOW:

16.4 – “All data, information and reports including interpretation and analysis supplied by Contractor pursuant to this Agreement, including without limitation, that described in Articles 16.1, 16.2 and 16.3 shall be treated as confidential and shall not be disclosed by any Party to any other person without the express written consent of the other Parties”.

EXTRACTO DEL CONTRATO DE GHANA CON TULLOW:

16.4.– «Todos los datos, información y reportes, incluyendo la interpretación y el análisis proporcionado por el contratista conforme a lo dispuesto en este acuerdo, incluyendo sin limitación lo descrito en los artículos 16.2 y 16.3, deberán ser tratados como información confidencial y no deberán ser divulgados por ninguna de las partes a cualquier otra persona sin el expreso consentimiento por escrito de las otras partes».

EXCERPT FROM TIMOR LESTE'S PSA WITH CONOCOPHILLIPS:

15.6 – “The Ministry shall not publicly disclose or make available, other than as required by the Act or for the purpose of the resolution of disputes under this Agreement, any data or information mentioned in Section 15.1 until the earlier of:

- (i) five (5) years after it was acquired by the Contractors; and**
- (ii) this Agreement ceasing to apply in respect of the point at or in respect of the point at which it was acquired”.**

EXTRACTO DEL PSA ENTRE TIMOR ORIENTAL Y CONOCOPHILLIPS:

15.6.– «El Ministerio no podrá divulgar públicamente ni poner a disposición cualquier dato o información mencionado en la sección 15.1, a excepción de aquellos requeridos por la legislación petrolera o de aquellos que tienen el propósito de lograr la resolución de disputas relativas a este acuerdo, hasta pasados un mínimo de:

- (i) cinco (5) años después de que haber sido adquirido por los contratistas; y**
- (ii) cuando este acuerdo deje de ser aplicable con respecto a o en relación con el punto para el cual fue adquirido».**

¡Que difícil! En cualquier caso, nótese que las restricciones aplican a «información y datos» y no mencionan explícitamente el contrato en sí. ¿Es el contrato parte de tales datos e información? Algunos contratos lo especifican, pero la mayoría no. Los opositores a la transparencia en los contratos a menudo argumentan que las cláusulas de los contratos impiden por sí mismas su publicación, pero si observamos la redacción en sí, podemos observar que dicha afirmación es, por decir lo menos, un asunto de interpretación. En la actualidad, *terabytes* y *terabytes* de información son generados durante el tiempo que dura el desarrollo de un proyecto petrolero, desde los datos sísmicos y su interpretación durante la etapa de exploración, pasando por las pruebas de testigos y su análisis durante la perforación, hasta el registro de los pozos y los datos comerciales generados al extraer el material del suelo y venderlo. Todos estos datos e información son definidos más claramente en estas cláusulas que en el contrato en sí.

Sin embargo, adicionalmente, todos estos artículos continúan especificando las excepciones permitidas a la norma de confidencialidad. Estas excepciones ocurren a menudo cuando la información ya es del dominio público o cuando hay una disputa que ha sido canalizada para su arbitraje. También ocurren cuando (como en el caso de Ghana) la compañía petrolera estatal quiere informar a algún especialista o atraer a otros inversionistas a áreas cercanas, o cuando la compañía necesita un crédito bancario o alguna otra transacción financiera. De hecho, eso es lo que pasó en el caso del contrato de Ghana, que es un acuerdo definitivo, firmado y rubricado que puedes encontrar en Internet.

Otros acuerdos comienzan a establecer la diferencia entre las obligaciones de las compañías y las del Estado. En 2001, por ejemplo, el modelo de acuerdo de concesión de Brasil impuso a la compañía los términos más estrictos.

EXCERPT FROM BRAZIL'S MODEL CONCESSION AGREEMENT:

33.1 – “All and any data and information produced [...] shall be confidential and therefore, shall never be disclosed by the Concessionaire without the prior written consent of ANP [...] the undertakings of paragraph 33.1 shall remain in full force and effect and shall survive the termination or recession of this Agreement, for any reason whatsoever”.

EXTRACTO DEL MODELO DE ACUERDO DE CONCESIÓN DE BRASIL:

33.1.– «Toda y cualquier información y dato producido [...] deberá ser confidencial y por ello, no deberá ser divulgada jamás por el concesionario sin el consentimiento previo y por escrito de la ANP [...] las garantías del párrafo 33.1 deberán mantenerse en toda su validez y efecto, y deberán permanecer así incluso después de la terminación o la recesión, por cualquier motivo, de este Acuerdo».

Las obligaciones del gobierno brasileño, representado por la ANP, son de cierto modo más relajadas:

EXCERPT FROM THE BRAZILIAN GOVERNMENT AGREEMENT, AS REPRESENTED BY ANP:

“The ANP undertakes not to disclose any data and information obtained as a result of the Operations and which regards the part(s) of the Concession Area retained by the Concessionaire, except when such disclosure is necessary for compliance with legal provisions, which are applicable to the ANP or with the purposes for which the ANP was created”.

EXTRACTO DEL ACUERDO CON EL GOBIERNO BRASILEÑO, REPRESENTADO POR LA ANP:

«La ANP se compromete a no divulgar ninguna información o dato, obtenido como resultado de las operaciones y que mantenga relación a la(s) parte(s) del área de concesión retenida por el concesionario, excepto cuando tal divulgación sea necesaria para el cumplimiento de las disposiciones legales, las cuales son aplicables a la ANP o con los propósitos para los que la ANP fue creada».

Así pues, mientras que la compañía no deberá divulgar información «jamás» y bajo ningún motivo, la ANP puede divulgar cualquier información para cumplir con los propósitos para los que fue creada. Ésta es una excepción bastante amplia.

Los acuerdos EPSA IV de Libia del año 2005 contienen una larga cláusula sobre confidencialidad, pero cada disposición se aplica únicamente a la «segunda parte» –la compañía–. La «primera parte» –el gobierno de Libia representado por la compañía petrolera nacional– no tiene obligación alguna, según el contrato.

Finalmente, el acuerdo de Afganistán con CNPC del año 2011 es el único contrato del grupo que no contiene una cláusula de confidencialidad. A cambio, contiene una cláusula de transparencia.

EXCERPT FROM AFGHANISTAN'S AGREEMENT WITH CNPC IN 2011:

33.1 – “The Ministry shall have the right to keep a copy of this Contract in the Hydrocarbons Register, publish and keep publicly available and distribute to provincial offices such information and reports on the Contract, related documents and the Contractor as is required pursuant to the Hydrocarbons Law, any regulations issued thereunder and internationally accepted norms relating to transparency in the extractive industries, including production and financial data concerning all revenues from income taxes, production shares, royalties, fees and other taxes and other direct or indirect economic benefits received by the Ministry and all amounts paid by the Contractor under or in relation to this Contract”.

EXTRACTO DEL ACUERDO DE AFGANISTÁN CON CNPC DE 2011:

33.1.– «El Ministerio tendrá el derecho de guardar una copia de este contrato en el registro de hidrocarburos, así como el derecho de publicar, mantener disponible para el público y distribuir a las oficinas provinciales, aquella información y reportes del contrato, del contratista o de todo documento relacionado que haya sido requerido, de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos o cualquier regulación emitida bajo la misma y con las normas aceptadas internacionalmente en relación con la transparencia en las industrias extractivas, incluyendo los datos financieros y de producción relativos a todos los ingresos por concepto de impuesto sobre la renta, participación en la producción, regalías, comisiones y otros impuestos, así como otros beneficios económicos directos o indirectos recibidos por el Ministerio y cualquier monto pagado por el contratista bajo o en relación con este contrato».

Después de esto, contiene una cláusula acerca de «secretos comerciales»:

EXCERPT FROM AFGHANISTAN'S AGREEMENT WITH CNPC IN 2011:

33.2 – “Notwithstanding the above, if such information concerns technical devices, production methods, business analyses and calculations and any other industrial and trade secrets and are of such a nature that others may exploit them in their own business activities, the Ministry may approve that such information may rightfully be subject to confidentiality for a certain period of time”.

EXTRACTO DEL ACUERDO DE AFGANISTÁN CON CNPC DE 2011:

33.2.– «No obstante lo anterior, si dicha información se refiere a los dispositivos técnicos, métodos de producción, análisis y cálculos de negocios, o a cualquier otro secreto industrial o comercial, y si es de tal naturaleza que otros pudieran explotarla en sus propias actividades empresariales, el Ministerio puede aprobar que dicha

información sea, de manera legítima, sujeta de confidencialidad por un periodo de tiempo determinado».

Así pues, el principio es establecido a la inversa. Todo deberá ser público, a menos de que quede establecida una razón específica para que sea mantenido como privado.

Así es como debería ser. Lo anterior se ajusta también a las normas emergentes en la legislación sobre libertad de información, las cuales han sido aprobadas a fin de ofrecer a los ciudadanos el acceso a la información en poder del Estado en 90 de los 196 países oficialmente independientes alrededor del mundo.

Perjudicial para los intereses

Quizá la afirmación más frecuente y menos cuestionada sobre confidencialidad es que ésta sirve para proteger la información comercialmente sensible, pero esta afirmación es sólo el inicio del análisis y no el final. Cualquier cosa, desde la existencia de un contrato hasta los sobornos ilegales, pasando por la mayor parte de lo que es divulgado bajo regulaciones de seguridad, podría ser clasificado como comercialmente sensible.

Sin embargo, como se observa en los perfiles de los contratos, muchos contratos han sido publicados en su forma final —el acuerdo de Ghana con Tullow, el de Timor Oriental con Eni, el de Azerbaiyán con BP y el de Afganistán con CNPC— y nada dramático ha pasado.

Otro punto a notar es que muchos otros contratos han sido ya publicados —en costosas bases de datos comerciales usadas por la industria—. Algunos de los autores de este libro han tenido acceso a esas bases de datos, las cuales contienen cientos de contratos que todavía son considerados como «secretos». Las compañías pueden estar preocupadas de que su competencia comercial tenga acceso a información sensible, pero las objeciones a las cláusulas de confidencialidad más ampliamente expresadas están relacionadas con casos en los que algún Estado desea atraer otros inversionistas a otros blocks; dichos inversionistas son justamente sus competidores. Curiosamente, los competidores comerciales son quienes en realidad tienen, en primer lugar, más acceso a estos contratos.

Una industria petrolera abierta

Los beneficios obtenidos al publicar contratos serán muchos. No sólo se acelerará la curva de aprendizaje de los gobiernos en la negociación de contratos en el futuro, sino que además se permitirá una adquisición más rápida de conocimientos entre homólogos. Esto también permitirá un debate público informado, con lo que disminuirán las posibilidades de brotes de rumores y se propiciará una relación más madura entre las compañías petroleras internacionales, los gobiernos y su público.

APÉNDICE



GLOSARIO

Acuerdo de subcontratación o *Farm-out*

Venta de derechos de un descubrimiento una vez que el petróleo ha sido encontrado. También conocido como “*farm-down*”, es una práctica común entre las empresas de exploración más pequeñas financiado por capital semilla o de riesgo pero incapaces de lidiar con los costos de extracción por sí mismas. Un tercero, o “*farmee*”, generalmente paga al contratista, o “*farmor*”, una suma al firmar el acuerdo y asume una proporción de los costos de operación. Puede o no haber un acuerdo que involucre al tercero en las actividades de producción. Ver también: PARTICIPACIÓN.

Agotamiento (*Depletion*)

Disminución en la producción que inicia cuando las RESERVAS de un yacimiento petrolero se agotan. Actualmente, el agotamiento global se estima en una tasa de entre 3% y 5% anual. Su impacto puede ser amortiguado con la implementación adecuada de “políticas de agotamiento”, como la RECUPERACIÓN MEJORADA. Ver también: CURVA DE HUBBERT y NIVEL DE PRODUCCIÓN ESTABLE Ó PLATEAU DE LA PRODUCCIÓN..

The most important depletion policy instruments have been the frequency in licensing rounds, awards of licenses, and use of the fiscal system (Chatham House, 2010).

(«Los instrumentos políticos de agotamiento más importantes han sido: la frecuencia de las rondas de licitación, el otorgamiento de licencias y el uso del sistema fiscal» [Chatham House, 2010; trad.]).

Agua subterránea (*Ground Water*)

Agua alojada en los acuíferos bajo el nivel freático. Puede resultar contaminada o evacuada durante el proceso de perforación, particularmente durante el FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. Ver también: ASESORÍA DE IMPACTO AMBIENTAL.

Arenas bituminosas o petrolíferas (*Oil Sands*)

FUENTE DE ENERGÍA NO-CONVENCIONAL, compuesta de una mezcla de arena, agua y bitúmen. No se le pueden aplicar las técnicas usadas comúnmente y su extracción frecuentemente asemeja a la extracción minera más que a la perforación convencional, pues hace uso de técnicas más intensivas en cuanto a energía y a capital. Sólo recientemente se ha incluido a las arenas bituminosas en las reservas mundiales de petróleo, debido a los altos precios y a los avances tecnológicos. El mayor depósito conocido a la fecha lo componen las arenas petrolíferas de Athabasca, en Canadá. Ver también: CRUDO PESADO.

Asesoría de impacto ambiental (*Environmental Impact Assessments* o EIA)

Llevada a cabo por empresas antes del inicio de un proyecto, con el fin de identificar los posibles impactos ambientales, sociales o económicos, ya sean positivos o negativos, así como las medidas necesarias para mitigarlos. Actualmente es común que los contratos especifiquen la implementación de dichos estudios. Sin embargo, raramente se especifican iniciativas globales de buenas prácticas, como la Global Reporting Initiative (GRI) en Amsterdam, o la International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA) en Londres. Pocas veces se publican los EIA y existen como documentos internos entre empresas y gobiernos adjudicadores de contratos.

Barriles equivalentes de petróleo o Bep (*Barrels of Oil Equivalent* o Boe)

Una de las formas de medir la producción o consumo de energía de diferentes fuentes de energía. Otros hidrocarburos como el GAS NATURAL, el carbón y ocasionalmente incluso las fuentes de energía renovables, son medidos en relación con la cantidad de energía que producen en comparación con un barril de petróleo.

Barriles por día (*Barrels Per Day* o Bpd)

Forma estándar de medir la producción de petróleo. Un barril contiene alrededor de 42 galones o 158 litros, aunque el número exacto varía de acuerdo con los GRADOS DE PETRÓLEO CRUDO. En el mundo actualmente se consumen alrededor de 90 millones de barriles de crudo al día, un cuarto de estos en Estados Unidos.

Block

Método usado para designar un área de tierra, la cual puede componerse de varios CAMPOS PETROLEROS, y que la divide en zonas que pueden ser trabajadas por distintos CONSORCIOS o empresas.

Bono de entrada (Signature Bonus)

Suma global de dinero que las empresas pagan al gobierno al firmar un CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA o un acuerdo de CONCESIÓN. Algunas veces se usa como factor decisivo para el desempate entre licitadores.

Under the new contracts, Occidental (which has a 75-percent working interest) and its partner would pay a signature bonus of \$1 billion (OXY 10-K, 2008).

(«Bajo los últimos contratos, Occidental (quien cuenta con una participación de 75 por ciento) y su socio pagarán un 1 mmd como bono de entrada» [OXY 10-K, 2008; trad.]).

British Thermal Unit o BTU

Unidad de medida que describe la cantidad de energía liberada cuando diferentes combustibles son quemados. El carbón produce 25 millones de BTU de energía por tonelada y el petróleo produce 5.6 millones de BTU por BARRIL.

Campo gigante (*Giant Field*)

Algunas veces definido en términos de RESERVAS (por encima de los mil millones de barriles) y algunas otras en términos de la producción (por encima de los 100,000 BARRILES POR DÍA). Incluso los campos súper-gigantes son generalmente aquellos cuyas reservas exceden desde los cinco hasta los diez mil millones de barriles. Sin embargo, las definiciones siguen siendo controvertidas. Ver también: CAMPO ELEFANTE.

Campo elefante (*Elephant Field*)

Campo cuyas RESERVAS equivalen a más de mil millones de barriles. Ver también: CAMPO GIGANTE.

Campo súper-gigante (*Super-Giant Field*)

ver CAMPO GIGANTE.

Capa de pre-sal (*Pre-Salt*)

Depósitos de petróleo y gas que se encuentran bajo grandes capas de sal, muy por debajo de las rocas. Los depósitos pre-sal no fueron explotados comercialmente sino hasta hace poco debido a limitaciones tecnológicas, pero ahora representan una parte significativa de los descubrimientos proyectados a futuro. La región pre-sal más famosa es el campo Tupi de Brasil, que se encuentra bajo 2000 metros de agua y 5000 metros de sal, arena y rocas. Ver también: COSTA AFUERA U OFFSHORE.

Combustóleo (*Fuel Oil*)

Uno de los productos más pesados y viscosos obtenidos de la DESTILACIÓN FRACCIONADA del petróleo crudo. El combustóleo tiene principalmente usos industriales en motores y hornos.

Comercialidad (*Commerciality*)

Término legal ampliamente utilizado en los contratos que describe una situación en la que las reservas de hidrocarburos existen en cantidad suficiente para justificar una inversión para la activación de un campo petrolífero. Desde el momento en que una empresa operativa declara comercialidad, entran en juego un conjunto de regulaciones y condiciones fiscales. Ver también: RESERVAS, POZOS DE AFORO y CAMPO GIGANTE.

Further drilling will be required to establish the commerciality of the block 2007-01-001 discovery (*Petroleum Economist*, 2011).

(«Se requerirán perforaciones adicionales para establecer la comercialidad del descubrimiento en el block SL 2007-01-001» [*Petroleum Economist*, 2011; trad.]).

Compañía petrolera internacional (*International Oil Company o IOC*)

Empresa petrolera del sector privado que opera en varios países. Las IOC más grandes son *SUPERMAJORS* y las más grandes históricamente fueron las SIETE HERMANAS. El término es frecuentemente utilizado en oposición a las COMPAÑÍAS PETROLERAS NACIONALES, o NOC, que son entidades pertenecientes al Estado creadas tras las olas de NACIONALISMO DE RECURSOS durante las décadas de 1960 y 1970 que llevaron a la nacionalización del sector en muchos países.

Compañía petrolera nacional (*National Oil Company o NOC*)

Empresa de exploración y producción de petróleo que pertenece a un país. Suele servir como contraste a la idea de IOC. Debido a la ola de nacionalizaciones ocasionadas por el NACIONALISMO DE RECURSOS, actualmente 18 de las 20 compañías petroleras más grandes, medidas en términos de sus acciones en gas y petróleo, son NOC. Algunas NOC funcionan como corporación y han empezado a competir de forma internacional, entre ellas destacan CNPC, en China; Sonatrach, en Algeria; Petronas, en Malasia; y Petrobras, en Brasil. Petrobras y Ecopetrol, de Colombia, también tienen accionistas privados minoritarios.

Completación (*Completion*)

Etapla final en la instalación y desarrollo de un pozo petrolero o de gas que permite empezar la producción. Generalmente a cargo de EMPRESAS DE SERVICIOS petroleros.

Completación de pozo (*Well Completion*)

ver COMPLETACIÓN.

Concesión (*Concession*)

Acuerdo de arrendamiento por medio del cual una empresa petrolera disfruta del derecho exclusivo de producción de petróleo en un área determinada. El derecho de propiedad del petróleo es transferido del dueño natural, que puede ser el Estado o un arrendador, al arrendatario de la boca de pozo. Las concesiones fueron ampliamente usadas en los primeros años de la industria petrolera y llegaron a ser vistas como un síntoma de la explotación de las IOC, particularmente las SIETE HERMANAS. En muchos países fueron reemplazadas por los CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA, pero en otros países, como Inglaterra o Noruega, siguen operando hoy en día. Ver también: CONTRATO DE SERVICIOS.

Condensados, gas natural (*Condensates, Natural Gas*)

Combustibles líquidos como el etano, butano y pentano, presentes en la mezcla del GAS NATURAL al salir de la tierra. Estos líquidos se condensan a partir del gas antes de ser enviados por DUCTOS y capturados para su venta por separado. También conocidos como líquidos del gas natural (o NGL). Ver también: GAS HÚMEDO.

Condensados de gas natural (*Natural Gas Condensates*)

ver también: CONDENSADOS, GAS NATURAL

Consorcio (*Consortium*)

Grupo de empresas que unen fuerzas para lograr un proyecto común y que debe presentar una oferta de proyectos conjunta durante una RONDA DE LICITACIÓN. La industria petrolera de la última generación tiende a la mayor colaboración de empresas por medio de consorcios, diferentes según el proyecto, para dividir el riesgo de proyectos que demandan cada vez mayor inversión. Ver también: EMPRESA CONJUNTA, FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS y PARTICIPACIÓN.

Contenido local (*Local Content*)

Adquisición de bienes y servicios locales, así como la formación y desarrollo de personal nacional, que resulta de la producción de petróleo. Su objetivo, desde el punto de vista del gobierno, es maximizar el crecimiento económico general por medio de la industria petrolera y del desarrollo de capacidades y especialistas nacionales, que con el tiempo permitan tener pleno control nacional sobre la industria. El contenido local suele ser parte de la negociación entre empresas y gobiernos estipulada en los términos de los contratos. Brasil es a veces percibido como uno de los ejemplos más exitosos de la aplicación del contenido local.

Contratación (*Booking*)

Proceso con el que las RESERVAS son añadidas al balance financiero de una empresa petrolera. Es un punto crucial, ya que las reservas son los principales activos de las empresas. Empresas petroleras como las SUPERMAJORS, que tienen acciones cotizadas en los mayores mercados de valores, deben ajustarse a las regulaciones relacionadas a la forma en que se contratan activos de petróleo y gas. La Royal Dutch Shell desencadenó un escándalo global en 2004 cuando fue orillada a admitir que había realizado la sobreventa de gran parte de sus activos.

Contrato de futuros (*Futures Contract*)

Acuerdo entre dos partes para comprar y vender una cantidad específica de PETRÓLEO CRUDO a precio actual, cuya entrega y pago ocurrirán en una fecha futura específica. Los principales mercados de futuros de petróleo crudo se ubican en el New York Mercantile Exchange (NYMEX) y en el Intercontinental Exchange (ICE). Los futuros se combinan con el MERCADO SPOT para crear el entorno empresarial general del petróleo y del gas.

Contrato de producción compartida (*Production Sharing Contract* o *PSC*)

Acuerdo entre una empresa y un país anfitrión sobre el porcentaje de petróleo que cada parte recibirá después de que los costos y gastos especificados hayan sido pagados por concepto de RECUPERACIÓN DE COSTOS. En un PSC, la empresa suele efectuar pagos en efectivo al Estado en la forma de REGALÍAS e impuestos sobre la renta. También conocidos como acuerdos de producción compartida (o PSA). Ver también: CONCESIÓN y CONTRATO DE SERVICIOS.

Contratos de servicios (*Service Contracts*)

Acuerdos con los que una empresa petrolera extranjera es contratada para producir las reservas petroleras de un país en una base de cuota simple. El Estado mantiene derechos únicamente sobre las RESERVAS y el contratista es compensado con una cuota por barril además de la RECUPERACIÓN DE COSTOS. Ver también: CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA y CONCESIÓN.

Costa afuera u *Offshore*

Perforación de pozos en el fondo marino. La perforación costa afuera u *offshore* comenzó en el siglo XIX y alcanzó niveles significativos de producción durante la década de 1920 en el Lago Maracaibo de Venezuela. Las técnicas modernas para su producción comenzaron en el Golfo de México en la década de 1940. La perforación suele considerarse costa afuera si se lleva a cabo en la plataforma continental y en aguas de menos de 200 metros de profundidad. La perforación en aguas profundas ha evolucionado en años recientes y actualmente se logra perforar en aguas con una profundidad mayor a los 2000 metros. La perforación costa afuera suele ser controversial debido a los riesgos ambientales que implica pero es una componente de crecimiento en la producción global. Este tipo de perforación es particularmente significativa en la producción de Brasil, África Occidental, el Golfo de México y, cada vez más, de la cuenca del Levante. Ver también: CAPA DE PRE-SAL.

Crudo ligero (*Light Oil*)

El petróleo crudo ligero está formado por moléculas más pequeñas que las del CRUDO PESADO y por lo tanto produce un mayor porcentaje de productos con valor comercial al ser refinado (como la gasolina y el diesel), teniendo así un valor más alto en los mercados mundiales. Ver también: GRADOS DE PETRÓLEO CRUDO y CRUDO PESADO.

Crudo pesado (*Heavy Oil*)

Grado de petróleo crudo más viscoso y con un ÍNDICE DE GRAVEDAD API más bajo que el CRUDO LIGERO. La producción de crudo pesado es cada vez más común en el mundo, a pesar de tener mayores costos de extracción y procesamiento, puesto que los suministros de crudo ligero han disminuido. El crudo extra-pesado, como el que se encuentra en la Faja del Orinoco de Venezuela, es generalmente definido como el crudo que tiene un índice de gravedad API aún más bajo, de entre 7 y 11 grados. Ver también: ARENAS DE PETRÓLEO.

Crudos de referencia (*Benchmark Crude*)

Crudos respecto a los que otros crudos son valuados, ya sea a descuento o a *premium*, dependiendo de los GRADOS DE PETRÓLEO CRUDO. Hay tres crudos de referencia principales usados en los diferentes mercados de petróleo del mundo: el PETRÓLEO BRENT, el WEST TEXAS INTERMEDIATE (WTI) y el PETRÓLEO DUBAI.

Cuenca sedimentaria (*Sedimentary Basin*)

En términos geológicos, son áreas donde hace millones de años había enormes depósitos de materia orgánica, los cuales pueden haber sido compactados y convertidos en petróleo y gas. Debido a la deriva continental y otros movimientos geológicos, dichas áreas pueden ahora encontrarse tierra adentro, incluso si originalmente se encontraban bajo el agua. Por ejemplo, los campos petrolíferos de Texas y Oklahoma, en Estados Unidos, son parte de una cuenca sedimentaria formada en lo que antes era una extensión del Golfo de México, mientras que las formaciones petrolíferas (formaciones rocosas que contienen petróleo) de la Cuenca de Sirte, en Libia, se extienden alrededor de mil kilómetros tierra adentro en el desierto del Sahara.

The sedimentary basins in New Zealand that are likely to contain oil and gas are young (less than 80 million years old) (*Encyclopedia of New Zealand*, 2012).

(«En Nueva Zelanda, las cuencas sedimentarias con probabilidad de contener petróleo y gas aún son jóvenes [tienen menos de 80 millones de años]» [*Encyclopedia of New Zealand*, 2012; trad.]).

Cuota de tránsito (*Transit Fees*)

Cuota que un país cobra para permitir el transporte de petróleo o gas a través de su territorio, ya sea por medio de ductos o de canales de transporte marítimo, como los canales de Suez o de Panamá.

Derecho de recompra (*Back-In Right*)

Característica de los contratos de petróleo y gas que permite a una parte, frecuentemente un gobierno, adquirir una participación de capital sin cargar con el riesgo de exploración, una vez que se ha hecho un descubrimiento comercial. Ver también: COMERCIALIDAD.

The president of Guinea Bissau called for 33% back in rights for the State into all mineral projects in order to establish a large and fundable National Mining Company (Brian Menell Group, 2010).

(«El presidente de Guinea Bissau pidió 33% de los derechos de todos los proyectos minerales para el Estado, con la intención de establecer una gran y rentable Compañía Minera Nacional» [Brian Menell Group, 2010; trad.]).

Derechos de subsuelo (*Subsoil Rights*)

Pertenecen a quien posee los recursos del subsuelo. En muchos países, los derechos del subsuelo pertenecen al Estado, razón por la cual el Estado desarrolla una industria petrolera al encontrar depósitos. En Estados Unidos, por el contrario, los derechos de subsuelo pertenecen al propietario de la superficie, razón por la cual se desencadenaron las fiebres petroleras de Texas, Oklahoma y otros sitios.

Desintegración (*Cracking*)

Segunda etapa del proceso de refinación que se ha difundido ampliamente en los últimos veinte años. Después de que la DESTILACIÓN FRACCIONADA ha producido una gran gama de productos combustibles comercialmente valiosos, quedan subproductos como el bitúmen o el alquitrán. Como la demanda de estos productos es limitada, se aplica la desintegración para convertirlos en productos de mayor demanda, como gasolina o gasóleo, lo cual consiste en someter a los subproductos a altas temperaturas y presiones. El término es de origen químico, ya que el proceso implica romper o desintegrar las largas cadenas de hidrocarburos de los productos de bajo valor para convertirlas en productos combustibles de cadenas más cortas.

Diesel

Serie de DERIVADOS DEL PETRÓLEO producidos a partir del PETRÓLEO CRUDO durante la DESTILACIÓN FRACCIONADA. Comúnmente usado para alimentar nuestros carros de forma alternativa a la GASOLINA y que, por ser más pesado, requiere un compresor especial. El diesel es también usado ampliamente en vehículos militares.

Diplomacia en los recursos (*Resource Diplomacy*)

El uso de la diplomacia de Estado para negociar el acceso a recursos naturales. Por ejemplo, Estados Unidos ha usado la diplomacia en los recursos en el Golfo Pérsico, y China la usa cada vez más en África.

Downstream

Serie de operaciones que tienen lugar una vez que se ha encontrado y producido petróleo fuera de la boca de pozo. Algunas veces dividido en midstream y downstream, con los procesos de transporte y REFINACIÓN en el midstream, y el marketing y distribución en el downstream. Ver también: *UPSTREAM* y *EMPRESA INTEGRADA DE ENERGÍA*.

ConocoPhillips announced it would separate its profitable 'upstream' oil exploration and production business from the low-margin 'downstream' jobs of refining and marketing (*Economist*, 2011).

(«ConocoPhillips anunció que separará sus rentables negocios “*upstream*”, de exploración y producción petrolera, de los trabajos “*downstream*”, de refinación y marketing» [*Economist*, 2011; trad.]).

Ducto (*Pipeline*)

Tubo o tubería, generalmente bajo tierra, usada para transportar petróleo o gas a grandes distancias. A pesar de que los ductos pueden ser construidos de forma submarina, la mayor parte del transporte marítimo de petróleo se hace por medio de buques petroleros. Ya que los ductos son costosos y una parte considerable de ellos cruzan fronteras de múltiples naciones, suelen involucrar complejas negociaciones geopolíticas.

Empresa conjunta (*Joint Venture* o JV)

Característica bien establecida de la industria del petróleo y del gas en la que dos o más empresas acuerdan repartirse las ganancias, pérdidas y control de un proyecto específico. Común en el sector *UPSTREAM*, donde los proyectos pueden ser demasiado grandes para ser financiados por una sola empresa. Los socios pueden provenir del sector público o del privado.

JVs are a useful way of gaining the benefits of collaboration without the economic and political risk associated with a merger or other business combination (Ernst & Young, 2011).

(«Las empresas conjuntas son una forma útil de adquirir los beneficios de la colaboración, sin los riesgos económicos y políticos asociados a la fusiones u otras combinaciones de negocios» [Ernst & Young, 2011; trad.]).

Empresa integrada de energía (*Integrated Energy Company*)

Empresa activa en todas las etapas de la cadena comercial: exploración, producción, transporte marítimo y refinación, distribución y venta de combustibles al menudeo. La mayor parte de las *SUPERMAJORS* son empresas integradas de energía.

Empresas de servicios (*Service Companies*)

Compañías petroleras que hacen de todo, salvo poseer u ofertar recursos con los gobiernos. La industria petrolera ha estado sujeta a la subcontratación, o “*outsourcing*”, desde la década de los 1980, lo que significa que las *SUPERMAJORS* frecuentemente subcontratan gran parte de sus operaciones a empresas de servicios. Las mayores empresas de servicios, como Schlumberger y Halliburton, tienen decenas de miles de empleados y pueden ganar contratos únicos sobre un campo petrolero con valores de cientos de millones de dólares.

Empresas de servicios petroleros

ver EMPRESAS DE SERVICIOS.

Escarda (*Spudding*)

Momento de inicio del proceso de perforación en un nuevo pozo por medio del desalojo de cualquier traza de roca, tierra u otro sedimento.

Estudio sísmico (*Seismic Survey*)

Tecnología similar al ultrasonido, usada para crear una imagen de las estructuras rocosas subterráneas durante las primeras etapas de la exploración de petróleo y gas. En un estudio sísmico se mandan pulsaciones sonoras y se usan las mediciones sobre su forma y tiempo de retorno para calcular los tipos de estructuras rocosas, ya que diferentes tipos de roca tienen diferentes niveles de resistencia a las señales. En combinación con la información de los POZOS DE AFORO, estos estudios forman la base de las decisiones de inversión en el futuro. La cantidad de datos sísmicos ha incrementado de manera exponencial en los años recientes debido al desarrollo de tecnología de adquisición e interpretación de datos. Ver también: COMERCIALIDAD.

Financiamiento de proyectos (*Project Financing*)

Acuerdos sobre el capital ligados a proyectos individuales de producción. Incluso las *SUPERMAJORS* usan comúnmente el financiamiento por parte de bancos e instrumentos de financiamiento, como los bonos, debido a la naturaleza cada vez más capital-intensiva de la exploración y la producción. La inversión global en *UPSTREAM* ha crecido desde unos 100 mmd, en el año 2000, hasta 600 mmd, en el año 2011; según la industria, este nivel es capaz de ser mantenido o elevado en la próxima década.

Fracking

ver también: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Fracturamiento hidráulico (*Hydraulic Fracturing*)

También conocido como *FRACKING*, involucra la inyección a estructuras rocosas de agua, arena u otros compuestos, a velocidades suficientemente altas como para producir pequeñas fracturas por las que el PETRÓLEO CRUDO y el GAS NATURAL pueden ser extraídos. El desarrollo del fracturamiento en Estados Unidos desde el año 2005 ha llevado a un incremento masivo en la producción de GAS DE ESQUISTOS, a pesar de las preocupaciones ambientales y de seguridad asociadas con dicho proceso. Ver también: RECUPERACIÓN MEJORADA O EOR.

Fuentes de energía no-convencionales (*Unconventional Energy Sources*)

Cualquier recurso al que se tiene acceso por medios distintos a los métodos convencionales usados en los pozos petroleros. Este término general ha cambiado en el tiempo y actualmente hace referencia a fuentes como el GAS DE ESQUISTOS y las ARENAS BITUMINOSAS O PETROLÍFERAS.

While these reserves may hold the key to the future oil supply, companies must deal with the additional time, cost and resources it takes to extract the unconventional oil (*Financial Times*, 2010).

(«Mientras estas reservas mantengan la clave para el abastecimiento de petróleo en el futuro, las empresas deben lidiar con el tiempo, costo y recursos adicionales que requiera la extracción de petróleo no convencional» [*Financial Times*, 2010; trad.]).

Gas asociado (*Associated Gas*)

El gas natural disuelto, o «asociado», contiene crudo en estructura rocosa y es producido al mismo tiempo que el crudo. Algunas veces el gas está disuelto dentro del crudo pero se separa al ascender a la superficie. Durante mucho tiempo este gas fue tratado como producto de deshecho y eliminado por medio de quemadores y desfuegos. Ver también: GAS NO ASOCIADO y GAS LICUADO DEL PETRÓLEO (GLP).

Gas de esquistos (*Shale Gas*)

GAS NATURAL formado al ser atrapado dentro de las formaciones rocosas de esquistos. Actualmente son la fuente de 20 por ciento de la producción de gas natural de Estados Unidos, debido al incremento del FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO o FRACKING, y tiene pronosticado un crecimiento importante en el futuro, según la Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency o EIA).

Gas húmedo (*Wet Gas*)

GAS NATURAL que contiene otros hidrocarburos, los cuales se condensan cuando el gas sube a la superficie y encuentra temperaturas menores a las existentes en el depósito. Típicamente, el gas húmedo contiene menos de 85 por ciento de metano. Los líquidos de gas natural generalmente son separados del metano para asegurar que el gas natural enviado a los consumidores tiene una cantidad de energía térmica consistente. El gas húmedo es algunas veces mejor valorado que el gas seco, ya que los líquidos como el butano son también mercancías comerciables. Ver también: CONDENSADOS.

Gas metano de carbón o GMC (*Coal Bed Methane o CBM*)

GAS NATURAL encontrado en capas de carbón durante operaciones mineras subterráneas. Algunas veces es referido como gas de veta de carbón o gas metano de mantos carboníferos. Tiene una producción significativa en Estados Unidos y Canadá, así como enormes reservas comprobadas en Australia y China. Mundialmente, contribuye de forma modesta al “mix energético”

(combinación de fuentes de energía usadas por una entidad), pero se espera que esta contribución aumente. Ver también: FUENTES DE ENERGÍA NO-CONVENCIONALES.

Gas natural (*Natural Gas*)

Principalmente metano. Creado naturalmente y usado como combustible.

Gas natural licuado o GNL (*Liquified Natural Gas o LNG*)

GAS NATURAL que ha sido convertido en líquido mediante enfriamiento, a aproximadamente 162°C (260°F), para facilitar su almacenamiento y transporte. Este costoso proceso se usa cuando no hay ductos de gas disponibles para transportar el gas producido al sitio de comercialización. La primera planta de GNL fue construida en Algeria en 1962. Catar cuenta con 25% de la producción mundial de GNL. La posición del mercado de GNL ha sido desafiada en años recientes por el crecimiento explosivo del GAS DE ESQUISTOS dentro de Estados Unidos, que ha llevado a rehacer los cálculos de cuánto gas importará Estados Unidos, país antes percibido como un gran mercado para el GNL, en el futuro. Ver también: LICUEFACCIÓN.

Gas no asociado (*Non-Associated Gas*)

GAS NATURAL encontrado en depósitos carentes de HIDROCARBUROS líquidos o en los que la cantidad de hidrocarburos líquidos no es significativa. Opuesto al GAS ASOCIADO.

Gasolina (*Petrol or Gasoline*)

Uno de los productos clave del petróleo crudo, usado principalmente para transporte.

Grados de petróleo crudo (*Crude Oil Grades*)

Calidades de petróleo de un campo particular que determinan los pasos necesarios para procesarlo y convertirlo en productos utilizables, así como su capacidad de comercialización. El petróleo crudo puede ser «ligero» o «pesado», dependiendo de su ÍNDICE DE GRAVEDAD API. También pueden ser «ácidos», si contienen gran cantidad de azufre, o «dulces», si no. Más allá de dichas características, las cuales dictan el valor comercial de un crudo dependiendo de su grado en relación con los CRUDOS DE REFERENCIA, hay muchas otras características con las que cada crudo puede ser caracterizado. Ver también: CRUDO LIGERO y CRUDO PESADO.

Índice de gravedad API (*API Gravity Index*)

Sistema de medición desarrollado por el Instituto Americano del Petróleo (API) y usado mundialmente para denotar cuan liviano o pesado es el PETRÓLEO CRUDO. Mientras más alto es el índice API, más liviano es petróleo crudo, de

modo que los petróleos livianos (como el libanés) tienen 35° o más, y los crudos con índices altos (como el iraní) tienen menos de 30°. Los índices extra pesados (como algunos grados venezolanos) tienen menos de 20°. Ver también: CRUDO PESADO y CRUDO LIGERO.

LIBOR

La London InterBank Offered Rate, o LIBOR, es una tasa de interés que gobierna los contratos petroleros, comúnmente usada en términos financieros.

Licuefacción (*Liquefaction*)

Conversión de gases en líquidos, comúnmente usada para facilitar el almacenaje y/o transporte.

Lodo de perforación (*Drilling Mud*)

Mezcla de arcilla, agua y químicos inyectados a un pozo con el fin de hacer más eficiente la perforación. Este lubrica y enfría el mecanismo y expulsa los detritus de la barrena a la superficie.

Mal holandés (*Dutch Disease*)

Elemento de la MALDICIÓN DE LOS RECURSOS NATURALES, nombrado así por la crisis que siguió a los grandes descubrimientos de gas en Holanda en los años sesenta, que indica que el gran influjo de PETRODÓLARES extranjeros puede tener consecuencias negativas para una economía. Con la apreciación de la moneda, las exportaciones no alimentarias del país productor se vuelven menos competitivas en el mercado mundial y puede haber inflación en el mercado interno.

Maldición de los recursos naturales (*Resource Curse*)

Teoría según la cual la riqueza de recursos naturales puede, algunas veces y de forma paradójica, crear resultados de desarrollo negativos en los países productores, debido al debilitamiento de las instituciones gubernamentales, abandono de otros sectores clave de la economía (conocido como MAL HOLANDES), corrupción, gran desigualdad de ingresos y contaminación. Algunas veces es llamada la “paradoja de la abundancia”. Ver también: RENTAS.

The resource curse is not inevitable. What's needed is transparency and accountability (*Petroleum Economist*, 2011).

(«La maldición de los recursos naturales no es inevitable. Lo que se requiere es transparencia y responsabilidad» [*Petroleum Economist*, 2011; trad.]).

Medición (*Metering*)

Medición de la cantidad de petróleo o gas producido en un pozo o que se transporta en un DUCTO con fines comerciales. Actualmente, los aparatos de medición pueden medir los diferentes GRADOS DE PETRÓLEO CRUDO viajando en un ducto con una precisión de 0.15%. Ver también: ROBO DE PETRÓLEO O BUNKERING.

Mercado SPOT (*Spot Market*)

Mercado global donde el petróleo puede ser comercializado de forma dinámica. Antes de la aparición del mercado SPOT en la década de los 1970, el petróleo era comercializado en mayor medida a través de contratos fijos a largo plazo. Ahora, un solo embarco de petróleo puede ser comercializado hasta diez veces desde el momento en que deja el campo productor hasta el momento en que llega a puerto.

Mezcla de petróleo (*Crude Blend*)

Mezcla de diferentes GRADOS DE PETRÓLEO CRUDO diseñada para incrementar el valor de los grados. Por ejemplo, un CRUDO PESADO con cierto grado puede no tener mucho valor comercial por sí mismo, pero al mezclarlo con un CRUDO LIGERO la mezcla producida puede ser más valiosa que el valor de los volúmenes iniciales de los crudos pesado y ligero de forma individual, haciendo que, en general, el valor comercial incremente.

Mezclado (*Blending*)

Ocurre en DUCTOS o en la etapa de REFINACIÓN, cuando una compañía busca producir una mezcla particular de combustibles en respuesta a la fluctuación de la demandas del mercado.

Nacionalismo de recursos (*Resource Nationalism*)

Creencia política de que el control de los recursos naturales debería estar en manos del país que los posee. El nacionalismo de recursos germinó en la industria petrolera como resultado de la dominación de las SIETE HERMANAS y llevó a la creación de la OPEP y a la nacionalización de la industria en muchos países, lo cual dio origen a las COMPAÑÍAS PETROLERAS NACIONALES.

Nivel de producción estable o Plateau de la producción (*Plateau Production*)

Mantener la producción de un campo petrolífero maduro durante un número de años. Usualmente involucra el uso de técnicas de RECUPERACIÓN MEJORADA que mitiguen el AGOTAMIENTO.

OPEP (OPEC)

La Organización de Países Exportadores de Petróleo es una organización intergubernamental formada en 1961 en la que los 12 países miembros acuerdan una cuota compartida para la producción y venta de petróleo. La OPEP está íntimamente ligada con el surgimiento del NACIONALISMO DE RECURSOS. La industria petrolera en todos los países miembros es dominada por COMPAÑÍAS PETROLERAS NACIONALES. En 2012, la OPEP producía alrededor de 40 por ciento del petróleo mundial. Debido a su gran cantidad de acciones en la producción mundial, la OPEP se ha vuelto efectiva en determinar el precio del petróleo en los mercados internacionales, aún cuando puede haber grandes divergencias en los intereses de sus miembros, quienes se encuentran en diferentes situaciones respecto a su estado de AGOTAMIENTO y a su grado de dependencia de las ganancias petroleras. Ver también: *SWING PRODUCER*.

Operador (*Operator*)

Empresa dentro de un CONSORCIO que tiene autoridad general sobre la toma de decisiones a nivel operativo en un proyecto de petróleo o de gas y que generalmente cuenta con el mayor capital financiero. Ver también: EMPRESA CONJUNTA y PARTICIPACIÓN.

Participación (*Working Interest*)

Porcentaje de acciones tomado por una compañía en una operación petrolera (o de gas), donde la empresa es responsable de una parte de los costos de la operación y donde también es capaz de demandar una parte de las ganancias. Diferente a la PARTICIPACIÓN EN REGALÍAS. Ver también: CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA y COSTOS DE RECUPERACIÓN.

Participación en regalías (*Royalty Interest*)

En contraste con la PARTICIPACIÓN, es la posesión de una porción de las ganancias producidas por una operación, sin tener en cuenta el gasto corriente de producción. Ver también: REGALÍAS, CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA.

It's generally recommended that investors without deep pockets and a solid working knowledge of oil and gas exploration stick with limited liability royalty interests (*Investopedia*).

(«Es generalmente recomendable que los inversores que no cuentan con grandes recursos financieros ni con un sólido conocimiento de la exploración de petróleo y gas, mantengan limitada responsabilidad sobre la participación en regalías» [*Investopedia*; trad.]).

Perforación horizontal (*Horizontal Drilling*)

Tipo de perforación dirigida que permite a los perforadores acceder a los pozos de reservas que son más difíciles de alcanzar por medio de un pozo vertical. Generalmente usada como una técnica rentable COSTA AFUERA U

OFFSHORE. En 1990, el líder iraquí Saddam Hussein acusó a Kuwait de realizar una perforación horizontal para robar petróleo a Irak, lo cual sirvió como pretexto para comenzar la invasión en la primera guerra del Golfo. Ver también: RECUPERACIÓN MEJORADA (EOR).

Petrodólar (*Petrodollar*)

Ya que las ventas de petróleo son predominantemente hechas en dólares americanos, se denomina petrodólares a los recursos derivados de las ventas de petróleo. El uso del dólar como divisa ha tenido implicaciones en la relación entre la industria petrolera y la economía estadounidense, lo cual ha llevado a algunos productores a debatir el fin de su uso, siendo Venezuela un caso notable en los años recientes.

Petróleo (*Petroleum*)

Término técnico que incluye al petróleo crudo y a otros productos producidos a partir de la REFINACIÓN del petróleo crudo. Los términos “petróleo” y “crudo” son usados indistintamente.

Petróleo ácido (*Sour Oil*)

GRADOS DE PETRÓLEO CRUDO que tienen altos niveles de azufre, disminuyendo así su valor en el mercado. Contrario al PETRÓLEO DULCE.

Petróleo Brent (*Brent Crude*)

Principal crudo de referencia para los petróleos del Atlántico. Es usado para valorar dos terceras partes del suministro mundial de petróleo comercializado internacionalmente. El Brent es un petróleo liviano y dulce producido en el Mar del Norte cuyo precio se mantiene usualmente unos pocos dólares alrededor del precio del WTI. Ver también: CRUDOS DE REFERENCIA.

Petróleo crudo (*Crude Oil*)

Combustible fósil formado por material orgánico a lo largo de millones de años y extraído directamente de las rocas donde se encuentra, el cual puede ser posteriormente procesado para producir diversos combustibles y productos PETROQUÍMICOS de consumo. El GAS NATURAL se encuentra frecuentemente disuelto en el crudo. Ver también: PETRÓLEO, DERIVADOS DEL PETRÓLEO y GAS ASOCIADO.

Petróleo Dubai (*Dubai Crude*)

Uno de los tres CRUDOS DE REFERENCIA mundiales. También conocido como petróleo crudo Dubai Fateh, es producido en los Emiratos Árabes Unidos y fue por mucho tiempo el único GRADO DE PETRÓLEO CRUDO en el Oriente Medio comercializado libremente en el MERCADO SPOT.

Petróleo dulce (*Sweet Oil*)

GRADOS DE PETRÓLEO CRUDO que tienen bajo nivel de azufre, lo cual incrementa su valor en el mercado. Contrario al PETRÓLEO ÁCIDO.

Petróleo in-situ (*Oil in Place, OIP*)

Estimación de la cantidad de PETRÓLEO CRUDO que existe en un pozo o depósito. Debido a las propiedades de las formaciones rocosas, no todo el petróleo estimado será extraído. El porcentaje exacto depende de la TASA DE RECUPERACIÓN.

Petroquímicos (*Petrochemicals*)

Químicos derivados del PETRÓLEO u otros combustibles fósiles, ampliamente utilizados en la industria de plásticos. Actualmente hay 4000 químicos clasificados como petroquímicos.

Pozo confidencial (*Tight hole*)

Pozo de perforación del que toda información es confidencial. Término frecuentemente usado para los POZOS DE AFORO.

Pozo de aforo (*Appraisal Well*)

Pozo de evaluación perforado después de haber realizado ESTUDIOS SÍSMICOS y de encontrar crudo o gas en un POZO DE DESCUBRIMIENTO, con el fin de determinar si el descubrimiento es suficientemente grande como para ser de tipo comercial. Ver también: POZO DE EXPLORACIÓN O DE PRUEBA, POZO DE DESARROLLO, *SHOWING* y COMERCIALIDAD.

Pozo de exploración o de prueba (*Wildcat Well*)

Pozo de exploración en estructuras rocosas en condiciones de poca o nula certeza geológica, del que no se sabe si contiene RECURSOS petrolíferos. Significa un proyecto de alto riesgo tipo “*make or break*” («de éxito o de ruina») para las empresas de perforación. Si el pozo se encuentra en un campo que no ha producido con anterioridad, se le conoce como un “pozo de exploración nuevo”. Si se encuentra a más de 3 kilómetros de distancia de cualquier pozo productor, se le conoce como “pozo exploratorio en zona escondida”. Si el pozo descubre petróleo, se le conoce como “pozo de descubrimiento” en dicho campo. Ver también: POZO DE AFORO y POZO DE DESARROLLO.

Pozo de desarrollo (*Development Well*)

Pozo perforado en un campo petrolífero existente y en producción. Muchos campos requieren de la perforación continua de nuevos pozos para maximizar su producción. La cantidad de pozos de desarrollo pueden superar por mucho a la de POZOS DE EXPLORACIÓN O DE PRUEBA, creados para descubrir la fuente en un primer momento.

Pozo de descubrimiento (*Discovery Well*)

ver POZO DE EXPLORACIÓN O DE PRUEBA.

Pozo seco (*Dry Well*)

Pozo perforado que no tuvo éxito en producir petróleo y gas en cantidades comerciables. Ver también: COMERCIALIDAD, POZO DE AFORO y POZO DE DESARROLLO.

Préstamos respaldados por petróleo (*Oil-Backed Loan*)

Préstamo en el que un país productor usa las ganancias petroleras futuras como colateral (respaldo o garantía ante incumplimientos). Es una de las características más destacadas de la participación china en países africanos ricos en recursos, como Nigeria, y frecuentemente usada para financiar grandes proyectos de infraestructura.

If the Government of South Sudan feels that oil-backed loans are currently necessary to prevent economic collapse, it is critical that robust protections are put in place to minimize future costs and consequences (Global Witness, 2012).

(«Si el Gobierno de Sudán del Sur considera que los préstamos respaldados por petróleo son actualmente necesarios para evitar el colapso económico, es fundamental poner en marcha sólidas medidas de protección para minimizar futuros costos y consecuencias» [Global Witness, 2012; trad.]).

Profit oil

Porción de ganancias dividida entre el gobierno anfitrión y las partes participantes en un CONTRATO DE DISTRIBUCIÓN COMPARTIDA una vez que el operador ha recuperado su inversión al deducir el cost oil de la producción.

As the profit oil is split between the companies and the state, the cost of allowable expenditures is passed on to the state in the form of reduced profit oil (Civil Society Coalition on Oil in Uganda, 2010)

(«Al dividir el *profit oil* entre las empresas y el Estado, el costo de los gastos permisibles es transferido al Estado en la forma de *profit oil* reducido» [Civil Society Coalition on Oil in Uganda, 2010; trad.]).

Recuperación de costos (*Cost Recovery*)

Parte de los ACUERDOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA que permite a las IOC reclamar y recuperar las inversiones hechas al explorar, desarrollar y comenzar la producción de petróleo. Es importante notar que la recuperación de costos ocurre antes de la repartición de ganancias. La recuperación de costos puede alcanzar los miles de millones de dólares pero generalmente está limitada a un cierto porcentaje del valor de la producción de un determinado año. La recuperación de costos puede convertirse en un punto de conflicto entre compañías y gobiernos, ya que los gobiernos suelen ser incapaces de verificar qué tan razonables son los costos presentados por las IOC, quienes cuentan con una sofisticada contabilidad y cientos de afiliados alrededor del mundo. Dichas disputas han ocurrido recientemente en Indonesia, India e Irak. Ver también: PROFIT OIL.

Recuperación mejorada (*Enhanced Oil Recovery o EOR*)

Conjunto de tecnologías que buscan incrementar la TASA DE RECUPERACIÓN de un campo productor y compensar el AGOTAMIENTO. Los métodos incluyen la inyección de gas natural, químicos o agua a un campo para incrementar la presión, así como la PERFORACIÓN HORIZONTAL. Conforman una parte cada vez más importante de la producción mundial de petróleo. Ver también: AGOTAMIENTO.

Recursos (*Resources*)

Todas las cantidades de petróleo conocidas, incluyendo aquellas que a la fecha no se consideran viables comercialmente. Estos pueden cambiar de acuerdo al desarrollo tecnológico y al incremento en el precio del petróleo. Por ejemplo, las ARENAS BITUMINOSAS O PETROLÍFERAS eran anteriormente clasificadas como RECURSOS pero ahora son RESERVAS.

Recursos contingentes (*Contingent Resources*)

RECURSOS que se estima son potencialmente recuperables pero, en una fecha determinada, no son comercialmente viables. Se ha reconocido una falta de claridad en la industria al distinguir entre recursos contingentes y RESERVAS NO COMPROBADAS.

Refinación (*Refining*)

Procesos que convierten el petróleo crudo y el gas en productos utilizables, como la DESTILACIÓN FRACCIONADA y la DESINTEGRACIÓN. La refinación es una industria gigantesca por derecho propio. Sin embargo, los volátiles márgenes de ganancia de los años recientes han ocasionado que algunas EMPRESAS INTEGRADAS DE ENERGÍA consideren salirse de esta industria.

Regalías (*Royalties*)

Porcentaje de participación en la producción, o del valor de la producción, que se destina al gobierno, sin importar la tasa de producción o los costos del operador. Las tasas de regalías suelen incrementar proporcionalmente al incremento en la producción. Las regalías tienen prioridad para el cálculo del flujo de ingresos generados por un proyecto petrolero y otras categorías como el *COST OIL* o el *PROFIT OIL* quedan subordinadas a éstas. Los contratos de tipo CONCESIÓN están basados en las regalías casi por completo.

Relación reservas-producción (*Reserves-Production Ratio o R/P*)

Número de años que un país puede continuar produciendo a su tasa actual dados los niveles de sus RESERVAS COMPROBADAS. El análisis estadístico de 2012 realizado por British Petroleum estimó la relación R/P en 54 años. En un extremo del espectro están Estados Unidos, Noruega y el Reino Unido, con diez, nueve y ocho años de producción restantes, respectivamente. En el otro extremo están Arabia Saudita con 65 años restantes, Kuwait con 97 años e Irán con 99 años.

Renta (*Rent*)

Fuente de ingresos que otorga derechos a una retribución, por encima y más allá de la rentabilidad económica normal de la actividad o beneficio. El concepto fue desarrollado por los economistas Adam Smith y David Ricardo en los siglos XVIII y XIX. Domina la economía de la industria petrolera mundial debido a la marcada variabilidad de los costos de producción de una mercancía vendida a un precio similar. Por ejemplo, producir un barril de petróleo puede costar 5 dólares en Libia y 60 dólares en algunos campos de Canadá, pero ambos se venden al mismo precio; esto quiere decir que los excedentes tienen enormes diferencias. Los economistas diferencian la renta del rendimiento del capital normal, o beneficio, y argumentan que la primera debería ser tratada de forma diferente. La renta alienta la búsqueda de rentas, lo cual constituye una parte integral del concepto de la MALDICIÓN DE LOS RECURSOS NATURALES.

Reservas (*Reserves*)

Subconjunto de RECURSOS de crudo y gas cuya extracción es comercialmente viable. Las definiciones alrededor del mundo difieren pero hay una creciente estandarización a través de una serie de definiciones producida por la Society of Petroleum Engineers (SPE), de Estados Unidos. Las reservas están a su vez divididas en las sub-categorías: RESERVAS COMPROBADAS, RESERVAS PROBABLES y RESERVAS POSIBLES. La clasificación de las reservas puede ser crucial para valorar una compañía, ya que ésta constituye una forma fundamental con que la compañía muestra sus activos por medio de la CONTRATACIÓN de RESERVAS.

Reservas comprobadas (*Proven Reserves*)

Clasificadas así por tener una probabilidad de 90 por ciento de ser producidas, de acuerdo a los precios actuales, con los términos comerciales actuales y según consenso gubernamental. También conocidos en la industria como 1P. Ver también: RESERVAS.

Reservas no comprobadas (*Unproven Reserves*)

Término general que incluye a las RESERVAS PROBABLES y a las RESERVAS POSIBLES. Ver también: RESERVAS.

Reservas posibles (*Possible Reserves*)

Tienen una probabilidad de 10 por ciento de ser producidas. Son combinadas con las RESERVAS COMPROBADAS y con las RESERVAS PROBABLES para crear el término industrial 3P. Ver también: RESERVAS.

Reservas probables (*Probable Reserves*)

Tienen una probabilidad de 50 por ciento de ser producidas, considerando las condiciones actuales del mercado. Las reservas probables y las RESERVAS COMPROBADAS son frecuentemente combinadas en el término industrial

2P, que es la forma más común de nombrar la cantidad de petróleo que un campo podría ser capaz de producir. Ver también: RESERVAS.

Reventón (*Blowout*)

Liberación repentina e incontrolada de PETRÓLEO CRUDO o GAS NATURAL en un pozo cuyos sistemas de control de presión fallan. El riesgo puede ser mitigado por medio de sistemas impide reventones (también conocidos como *blow-out preventers* o BOP), pero sólo como última línea de defensa para cerrar la parte superior de un pozo y prevenir un derrame (o gusher). Un reventón fue el responsable del derrame de petróleo del Deepwater Horizon en el Golfo de México en 2010.

Robo de petróleo (*Bunkering*)

Remoción ilegal o robo de petróleo de un DUCTO u otro sistema de distribución. Algunas veces, el robo de petróleo o *bunkering* consiste en algo tan simple como la perforación de un hoyo en un DUCTO y la recolección del petróleo en una cubeta. Operaciones más complejas involucran, por ejemplo, el equipamiento de un buque petrolero con un fondo falso para permitir cargas fuera de la ley o la realización de envíos no autorizados desde los tanques de almacenamiento de un pozo petrolero. El bunkering es un problema crónico en Nigeria e Irak, pero también existe en muchos otros países.

The theft of oil known in Nigeria as “bunkering”; along with fraud in the allocation of a controversial fuel subsidy, may together have cost the state US\$14 billion in 2011 (*Financial Times*, 2010).

(«El robo de petróleo, conocido en Nigeria como ‘bunkering’, y el fraude en la asignación de un controversial subsidio petrolero, pueden haber costado al Estado 14 mmd en 2011» [*Financial Times*, 2010; trad.]).

Ronda de licitación (*Licensing Round*)

Evento en el que un gobierno anuncia la licitación de una superficie de petróleo y gas para que las empresas de exploración y producción o consorcios preparen sus ofertas. Las licencias son otorgadas a quien haga la oferta más atractiva. Las rondas de licitación competitivas y TRANSPARENTES son percibidas como la clave para el manejo eficiente de los recursos de una nación y son frecuentemente implementadas mediante el uso de subastas que establecen públicamente los criterios con que las ofertas serán juzgadas. Ver también: BLOCK y PARTICIPACIÓN.

Seguridad energética (*Energy Security*)

Concepto según el cual la energía es tan esencial para las economías modernas que los gobiernos tienen que planear formas para garantizar la seguridad a su acceso, aún en el caso en que la misma industria se encuentre en manos del sector privado. Frecuentemente involucra el intento de diversificar las fuentes de energía. Por ejemplo, Estados Unidos busca la diversificación del crudo de Oriente Medio y Europa la del gas ruso.

Siete hermanas (*Seven Sisters*)

Término acuñado en la década de los 1950 para describir a las compañías petroleras que dominaron la industria petrolífera mundial durante sus primeros años. Estas eran la Anglo-Persian Oil Company (hoy British Petroleum); la Gulf Oil, la Standard Oil of California, o SOCAL, y Texaco (hoy Chevron); la Royal Dutch Shell; la Standard Oil of New Jersey, o Esso; y la Standard Oil Company of New York, o Socony (hoy ExxonMobil). Ver también: COMPAÑÍA PETROLERA INTERNACIONAL O IOC.

Showing de petróleo o de gas

Momento en que una compañía anuncia el descubrimiento de petróleo en un pozo de exploración. Las compañías de exploración suelen usar los showing para hacer anuncios públicos drásticos que mejoran su perfil y el precio de sus acciones. Un showing no necesariamente implica la declaración de COMERCIALIDAD.

Supermajors

Empresas de petróleo y gas de propiedad pública más grandes a nivel mundial. Equivalentes actuales a las SIETE HERMANAS. Se consideran super-major: BP, Chevron, ExxonMobil, Royal Dutch Schell y Total, y algunas veces ConocoPhillips. Ver también: COMPAÑÍA PETROLERA INTERNACIONAL.

Swing producer

País con una capacidad de producción significativamente superior a sus niveles actuales de producción, lo cual le permite incrementar la producción de forma abrupta y disminuir los precios en el mercado. Arabia Saudita ha sido el único swing producer de los últimos 30 años. Otros países como Irak y Libia algunas veces debaten un papel similar.

Tar sands

ver ARENAS BITUMINOSAS O PETROLÍFERAS.

Tasa de recuperación (*Recovery Rate*)

Cantidad de petróleo que será extraída con relación a la cantidad de petróleo *in situ*. Las tasas de 25 por ciento solían ser comunes. Actualmente las tasas se han elevado a 50 por ciento o más debido al uso extensivo de la RECUPERACIÓN MEJORADA.

Transparencia (*Transparency*)

Mejor acceso a la información concerniente a las ganancias, precios y términos de los contratos, que ha ayudado a “seguir el dinero” y prevenir la corrupción. La transparencia surgió como una norma de alto perfil en la déca-

da de los 1990, cuando algunos problemas de gobernanza dominaron el debate mundial sobre desarrollo. Un creciente movimiento de demanda por la mayor transparencia en la industria del petróleo y del gas se centra en la iniciativa EITI. Ver también: RENTA.

Transparency of payments made from a company to a government can help to demonstrate the contribution that their investment makes to a country (EITI).

(«La transparencia en los pagos hechos por una empresa a un gobierno puede ayudar a mostrar la forma en que esta inversión contribuye a un país» [EITI; trad.]).

Unitización (*Unitisation*)

Manera en que una sola formación rocosa que contiene petróleo es dividida entre dos países, cuando ésta se extiende a ambos lados de una frontera. Por ejemplo, el Reino Unido y Noruega tienen un acuerdo de unitización en el Mar del Norte. La unitización requiere de la existencia de fronteras acordadas pero, ya que el petróleo puede ser extraído desde cualquier lado de la frontera, también requiere de acuerdos y de cooperación en la realización de estudios geológicos y al acordar las cifras de producción.

Upstream

Etapas industriales iniciales que involucran la exploración y producción. Caracterizadas por ser capital-intensivas y de alto riesgo-alta ganancia. Ver también: *DOWNSTREAM* y EMPRESA INTEGRADA DE ENERGÍA.

West Texas Intermediate (WTI)

CRUDO DE REFERENCIA estadounidense, tradicionalmente comercializado dentro de un margen de pocos dólares alrededor del CRUDO BRENT. Es un CRUDO LIGERO con bajo contenido de azufre y por lo tanto es considerado un crudo de alta calidad. Ver también: CRUDOS DE REFERENCIA.

Yacimiento (*Play*)

Grupo de campos petrolíferos o prospectos en una misma región que son controlados por el mismo conjunto de circunstancias geológicas.

Este es el primer libro sobre contratos petroleros dirigido a un público no especializado.

Fue escrito en un booksprint de cinco días por un grupo formado por abogados corporativos, negociadores gubernamentales y especialistas en temas de desarrollo político y económico internacional.

Todos usamos o producimos petróleo, pero los contratos que lo hacen posible han permanecido en secreto... hasta ahora.

Internews
EUROPE

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



**PETROLEUM
ECONOMIST**
THE AUTHORITY ON ENERGY