

El **destino** está
en los detalles:

las leyes secundarias
y la reforma energética



Instituto Mexicano para la Competitividad A.C.

EL DESTINO ESTÁ EN LOS DETALLES: LAS LEYES SECUNDARIAS Y LA REFORMA ENERGÉTICA



Instituto Mexicano para la Competitividad A.C.

Juan Carlos Quiroz,
con la colaboración de
Montserrat Ramiro,
Cecilia Reyes Retana
y Mariana Tapia.

Resumen Ejecutivo

El objetivo de este documento es contribuir a una discusión informada sobre el trabajo legislativo pendiente, después de la reforma que modificó los artículos 25, 27 y 28 constitucionales en materia energética en diciembre de 2013. Para ello, analiza prácticas legales comunes en distintos países productores de hidrocarburos; define elementos fiscales y regulatorios que deben incluirse en la legislación secundaria; y propone objetivos de competitividad y transparencia para el marco legal pendiente.

El sector energético es una industria compleja, con necesidad de grandes inversiones antes de producir pero con incertidumbre sobre los potenciales descubrimientos. Por ello, la legislación secundaria debe balancear objetivos e intereses contradictorios, maximizar la renta y atraer inversiones, estableciendo principios para enfrentar los problemas propios de este sector.

Muchos países productores han diseñado marcos institucionales flexibles para responder a la complejidad e incertidumbre, con el fin de atraer inversiones y maximizar beneficios de largo plazo. Los principios que proponemos para evaluar los proyectos de legislación secundaria y de regulación de la industria petrolera en México:

Asegurar la gobernabilidad del sector extractivo:

- La legislación secundaria necesita definir claramente los objetivos, funciones y responsabilidades de todos los actores.
- El principal reto será pasar de un monopolio estatal a un sector competido con múltiples actores. Por ello, es crucial fortalecer a los organismos reguladores para enfrentar sus nuevas responsabilidades.

Legislar y regular para el largo plazo:

- La legislación secundaria debe cubrir todas las etapas, desde la asignación de licencias hasta la rehabilitación del medio ambiente; equilibrando la necesidad de flexibilidad para enfrentar cambios tecnológicos y variaciones del mercado con mecanismos de rendición de cuentas.
- La definición de licencias y contratos debe seguir prácticas internacionales para evitar complejidad administrativa.
- El régimen fiscal debe balancear los objetivos de maximizar la renta y de atraer inversión y tecnología.

Diseñar rondas de licitación competidas y transparentes:

- Las subastas o rondas de licitación son el mecanismo más transparente y objetivo, y una herramienta de maximización de la renta.
- Las reglas de asignación se deben conocer por adelantado y el proceso debe ser abierto; es importante definir claramente los bloques y los términos de los contratos y licencias.

Garantizar la seguridad industrial y protección ambiental:

- Es fundamental desarrollar un sector energético con criterios de sustentabilidad y una visión intergeneracional.
- México carece de legislación para un sector energético en competencia. Es necesario crear y actualizar el marco normativo para regular todas las actividades petroleras, incluyendo recursos no convencionales y aguas profundas.

Transparencia y rendición de cuentas:

- La certidumbre de que los recursos son administrados con integridad, transparencia y rendición de cuentas es la mejor garantía de estabilidad y seguridad para los inversionistas.
- La transparencia genera las bases para un sector competido en el que sea atractivo invertir, con certidumbre jurídica, estabilidad de largo plazo y aprobación de la sociedad.

Contenido

Introducción	5
1. Legislación secundaria del sector de hidrocarburos	7
1.1 Definición clara de objetivos, funciones y responsabilidades para la organización institucional	7
1.2 Leyes y regulaciones flexibles pero con mecanismos de rendición de cuentas	11
1.3 Definir regímenes de licencias y contratación con objetivos de desarrollo a largo plazo	11
1.4 Herramientas fiscales	17
2. El diseño de las rondas de licitación	23
3. Seguridad industrial y protección ambiental en la industria petrolera: necesidades de regulación para el futuro de la industria en México	25
4. Transparencia y rendición de cuentas en el sector extractivo	29
5. Conclusiones	31
Anexos:	34
Notas	43
Bibliografía	45

Introducción

Mensajes clave

Los objetivos de este documento son:

- Contribuir a la discusión informada de la legislación pendiente para implementar los cambios constitucionales en materia energética.
- Identificar mejores prácticas para regular el sector extractivo.
- Proporcionar ejemplos de marcos legales y contractuales en otros países productores.

La reforma energética aprobada en diciembre de 2013 es la más ambiciosa y con mayor potencial de las que se han intentado en la materia. Las reformas previas incluyen la división de Pemex en corporativos a mediados del decenio de 1990 y los cambios legales de 2006, 2007 y 2008 para reducir su carga tributaria e incrementar sus recursos para inversión. A diferencia de aquellas, esta es una reforma constitucional que termina con el monopolio de Pemex, permite la inversión privada en la exploración y producción de hidrocarburos, y pone la responsabilidad de gestionar la propiedad de estos recursos en organismos regulatorios. Estas medidas son el primer paso para que el gobierno comparta riesgos, atraiga nuevas fuentes de financiamiento y tecnología, y establezca un régimen fiscal.

El trabajo legislativo pendiente debe traducir los principios constitucionales en objetivos claros y seleccionar las mejores herramientas para alcanzarlos. Además de maximizar los ingresos provenientes del petróleo, se deben considerar otros objetivos como garantizar la seguridad energética; fortalecer la competitividad del país; convertir al sector en una palanca de desarrollo industrial y tecnológico; y transformar la renta en bienestar de largo plazo.

La reforma es una oportunidad, pero también una responsabilidad. Las leyes secundarias deben establecer desde el inicio reglas claras, límites a decisiones arbitrarias, procesos de toma de decisiones transparentes y requerimientos para reportar información al público. La certidumbre de que el nuevo sector esté sujeto a un proceso de rendición de cuentas transparente será fundamental para que el nuevo marco legal tenga estabilidad en el largo plazo. La transparencia será esencial para lograr que la mayoría de la población se convenza de la necesidad de esta reforma, para vigilar el uso de recursos públicos y un incentivo para la eficiencia. Una gestión con integridad es también la mejor garantía que se puede proporcionar a los nuevos actores sobre la seguridad de sus inversiones.

Una característica de la industria petrolera es que demanda grandes inversiones antes de producir el primer barril de hidrocarburos y la inversión inicial se recupera en el largo plazo. A pesar de los avances tecnológicos y de análisis de información, enfrenta también una gran incertidumbre durante la exploración y desarrollo de un proyecto. Los riesgos geológicos, financieros y políticos varían en cada etapa y son distintos entre proyectos. Por estas razones, el régimen fiscal necesita flexibilidad para equilibrar sus dos objetivos principales: maximizar la renta petrolera y atraer inversiones. Sin embargo, diseñar un sistema ideal es imposible porque existe incertidumbre sobre los riesgos geológicos, los costos operativos, y los potenciales cambios en la lógica política antes de empezar un proyecto.

Los cambios en la industria petrolera en el mundo ilustran la complejidad de las relaciones entre los países productores y las compañías petroleras, así como los cambios en el balance de sus intereses. La nacionalización del petróleo en México en 1938 fue un antecedente histórico en la toma de control de los países productores sobre sus reservas de hidrocarburos en el decenio de 1970. El éxito de este cambio de control se refleja en que actualmente alrededor de 90 por ciento de las reservas de petróleo y gas en el mundo, así como 75 por ciento de la producción, están bajo control de gobiernos y empresas estatales. Además, 18 petroleras nacionales se encuentran entre las 25 compañías más grandes del mundo por sus reservas y producción. Por si fuera poco, se estima que 60 por ciento de las reservas de hidrocarburos aún por descubrir se encuentran en países con compañías nacionales dominantes.¹

En este nuevo escenario, la legislación secundaria debe buscar un equilibrio entre objetivos deseables y los costos para realizarlos. Las nuevas leyes del sector deben incluir los principios legales para normar el desarrollo de proyectos, pero con flexibilidad para adaptarse a una industria cambiante y compleja. Los organismos reguladores necesitan reglas y mandatos claros, con autoridad creíble pero sin discrecionalidad, además de incentivos y recursos para aprender de la experiencia y fortalecerse en el ejercicio de sus funciones. Para esto, es fundamental que los reguladores no se vean limitados por un marco legal que intente prever los detalles de cada decisión.

En este documento se analizan las principales decisiones legislativas pendientes utilizando principios de buena gobernabilidad en el sector de hidrocarburos. Para ilustrar cómo los países buscan equilibrar intereses contradictorios se utilizan prácticas comunes en distintas jurisdicciones. Las comparaciones internacionales son pertinentes porque los países compiten por inversión mediante diferentes estructuras fiscales y de costos. En cada año, al menos 50 países abren rondas de licitación.²

La complejidad de la tarea legislativa se ilustra con las nuevas leyes o reformas anunciadas en el texto de la reforma constitucional, que incluyen, al menos trece diferentes áreas (ver cuadro de pendientes legislativos). En medio de esta apretada lista, existen tres prioridades: primero, la legislación secundaria debe definir los objetivos, funciones y responsabilidades de los representantes del Estado en la nueva organización institucional. Segundo, definir el régimen fiscal con el que se abrirá el sector a la inversión privada. Esto incluye detallar en qué consisten los nuevos contratos y licencias, y las herramientas fiscales para maximizar la renta petrolera. Tercero, definir los mecanismos de asignación de contratos y licencias mediante un proceso competitivo que garantice la selección de los mejores operadores para cumplir los objetivos de desarrollo a largo plazo. En todo el proceso, es importante que las decisiones sigan criterios transparentes y objetivos, y que el público cuente con información confiable, para facilitar la rendición de cuentas.

Las principales características de los regímenes legales para el sector hidrocarburos, se definen en la sección 2. En ella se abordan áreas cruciales como la definición de las licencias y contratos, y los términos fiscales comunes para estos proyectos. En la sección 3 se discuten las reglas para la asignación de licencias y contratos, siguiendo principios de transparencia y competencia. La legislación de protección ambiental y seguridad industrial se aborda en la sección 4. Ahí se resalta la necesidad de cerrar lagunas regulatorias y de protección al medio ambiente, ante el interés por desarrollar áreas nuevas para México en aguas profundas y en petróleo no convencional. Finalmente, la sección 5 propone una agenda de transparencia y rendición de cuentas como herramienta para enfrentar el principal reto de la apertura: cómo pasar de un sector dominado por una compañía estatal a un mercado abierto con múltiples actores donde la regulación será determinada por otros agentes del Estado.

1. Legislación secundaria del sector de hidrocarburos

1.1 Definición clara de objetivos, funciones y responsabilidades para la organización institucional

Mensajes clave

Para asegurar la gobernabilidad del sector extractivo:

- La legislación secundaria necesita definir claramente los objetivos, funciones y responsabilidades de todos los actores.
- Es necesario fortalecer a los organismos reguladores para enfrentar sus nuevas responsabilidades.
- El principal reto es pasar de un monopolio estatal a un sector competido con múltiples actores.

La reforma constitucional establece los principios de un nuevo modelo para el desarrollo de la industria petrolera. Sin embargo, antes de poder discutir el potencial atractivo para inversionistas privados, es necesario definir la organización institucional del sector.

El texto de la reforma proporciona los principios para esta reorganización. La compañía nacional pierde el monopolio sobre todas las actividades del sector y se convierte, al igual que la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en una “empresa productiva del Estado.” Por su parte, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) se encargará de administrar licencias y contratos; la Secretaría de Energía (SENER) de definir la política energética y los lineamientos técnicos y contractuales; y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), de las condiciones fiscales.

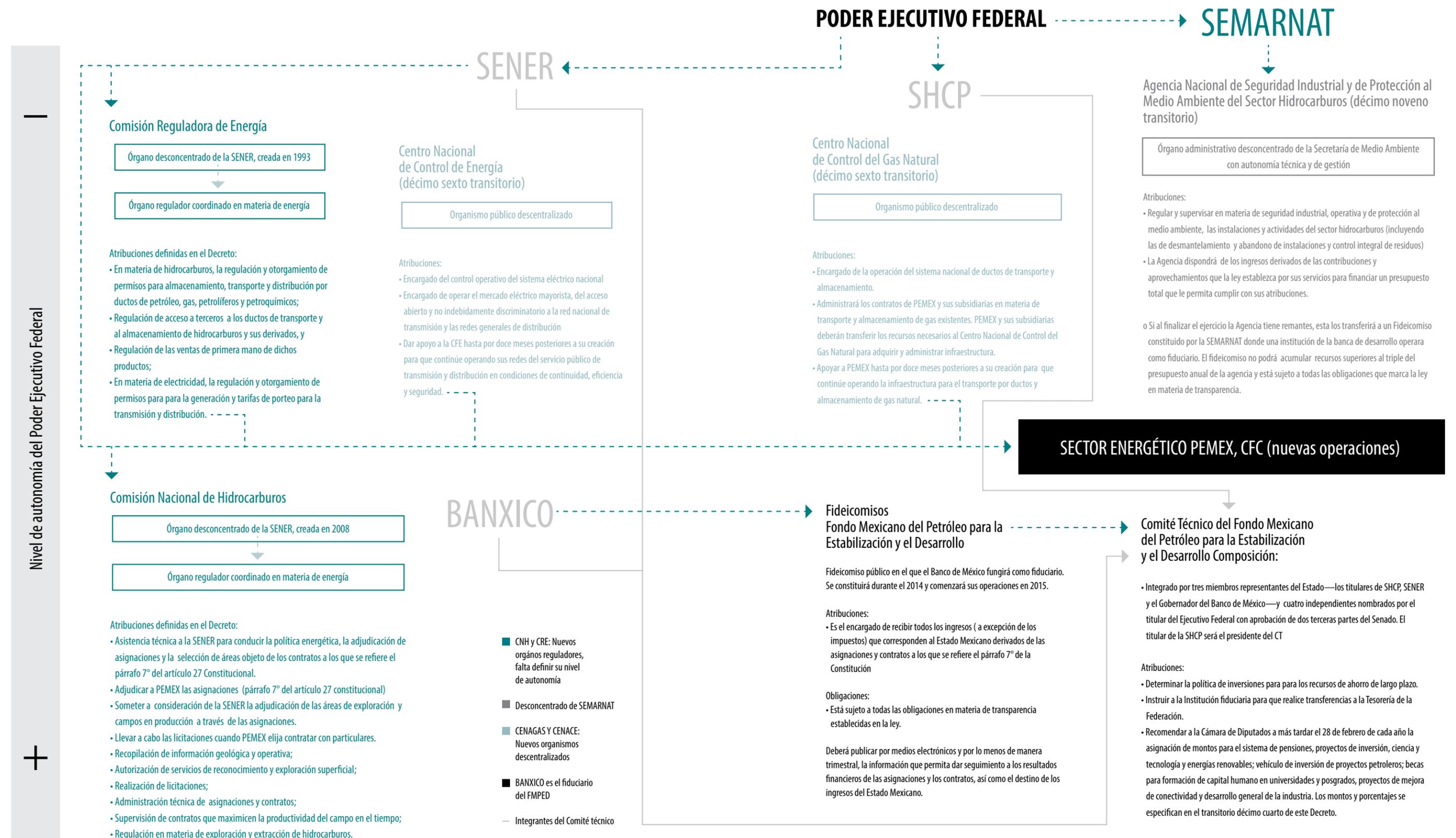
Estos principios constitucionales son esenciales pero insuficientes para organizar y normar el sector. La legislación secundaria debe proporcionar reglas claras, separación de objetivos, funciones y responsabilidades entre los distintos actores. En particular, la nueva estructura institucional debe distinguir claramente la responsabilidad sobre las principales funciones en la industria extractiva: quién es responsable de la definición de políticas, los alcances de la regulación, las operaciones comerciales y la autoridad fiscal.

Sin reglas claras, ni separación de funciones y autoridades, existe el riesgo de interferencia entre las esferas políticas, regulatorias y comerciales. La falta de claridad entre estos ámbitos puede dar lugar a incertidumbre jurídica, conflictos de interés, duplicidad de funciones y corrupción.³

En el mundo existen varios modelos que ofrecen distintos balances entre funciones y responsabilidades, con Noruega y Malasia situados en los extremos de un continuo. Noruega separa entre diferentes agencias la definición de políticas (Ministerio de Petróleo y Energía), la regulación (Directorado Noruego del Petróleo, Agencia para la Seguridad Petrolera y la Agencia Estatal del Medio Ambiente), la operación comercial (Statoil) y la autoridad fiscal (Ministerio de Finanzas). Malasia por el contrario carece de un ministerio de hidrocarburos. La definición de políticas, regulación y operación comercial están a cargo de diferentes departamentos de la compañía nacional Petronas, cuyo titular reporta directamente al Primer Ministro.⁴

México debe definir su propio modelo y encontrar un equilibrio institucional. Sin embargo, la legislación secundaria debe tomar en cuenta que el reto para la reorganización del sector energético es que el monopolio de la compañía nacional ha retrasado la creación de un marco regulatorio efectivo. Por ello, la legislación pendiente debe definir claramente los objetivos, funciones y responsabilidades de los actores gubernamentales. La falta de definiciones sobre la organización institucional se ilustra en la Figura 1, que muestra las instituciones afectadas por la reforma constitucional.

Figura 1, Organización institucional según el texto de la reforma constitucional



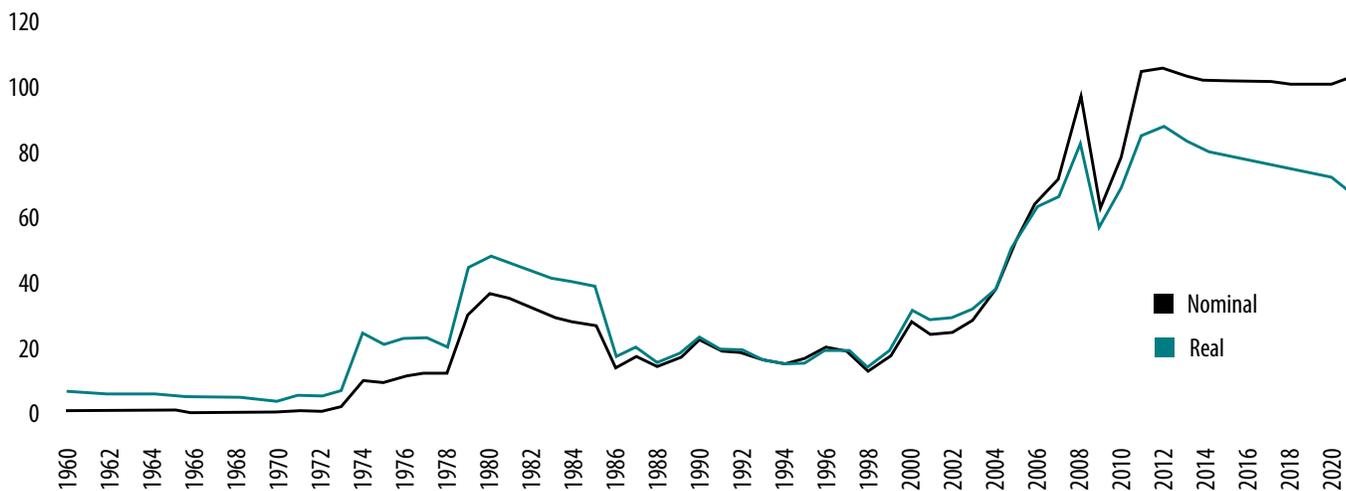
La reorganización institucional debe seguir principios que garanticen una mejor administración de los hidrocarburos en el largo plazo. Para ello es fundamental fortalecer a los organismos reguladores previstos en la reforma constitucional. La efectividad de los reguladores depende de su independencia, capacidad y autoridad, así como de la voluntad de los otros actores para aceptar y acatar sus decisiones. Los organismos reguladores necesitan incentivos y recursos para capacitarse y atraer talento, así como aptitud para adaptarse a condiciones cambiantes y aprender de la experiencia.

La calidad de los organismos reguladores es fundamental para el funcionamiento del sector. La industria petrolera es compleja y las decisiones regulatorias tienen impactos directos en los niveles de ganancias, responsabilidades fiscales y decisiones de inversión. Para cumplir sus funciones, los reguladores deben mantener su independencia y estar sujetos a mecanismos de rendición de cuentas.⁵ La rendición de cuentas proporciona a la sociedad garantías de que quienes toman las decisiones (instituciones e individuos) deben examinar sus resultados objetivamente. Sin rendición de cuentas no sólo aumenta el riesgo de corrupción, también se pierde la oportunidad de identificar buenas prácticas. Además, la legislación debe definir las funciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el nuevo contexto de competencia en el sector.

Los recursos minerales del país deben administrarse con principios de sustentabilidad y con una lógica intergeneracional. Esto es necesario porque la industria petrolera depende de la extracción de recursos no renovables, con potencial de generar rentas extraordinarias, pero enfrenta un mercado en donde la demanda y los precios son volátiles. La Gráfica 1 muestra los cambios en los precios reales y nominales de las principales mezclas de referencia desde 1960. En este sentido, la legislación secundaria debe tomar en cuenta estas condiciones para definir principios que minimicen los impactos de la volatilidad en los ingresos, mediante políticas de gasto y ahorro.

Además, la legislación debe crear incentivos para un desarrollo sustentable, con políticas de ahorro (complementadas con programas de educación y capacitación, y la creación de cadenas de suministro nacional) para transformar un recurso no renovable en oportunidades de desarrollo económico. La creación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo es el primer paso, pero requiere reglas claras para garantizar su funcionamiento como instrumento de ahorro y creación de riqueza en el largo plazo. Los requerimientos para cubrir las necesidades del presupuesto y caídas en la recaudación pueden limitar su capacidad real para acumular activos de largo plazo (ver Anexo II. Funcionamiento del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo).

Gráfica 1, Precio promedio de petróleo y proyecciones (WTI, BRENT, Dubái) Nominal y Real (precios 2005)



La tabla muestra el promedio de los precios Brent, WTI, y Dubái entre 1960 a 2012, y proyecciones del Banco Mundial 20125.

1.2 Leyes y regulaciones flexibles pero con mecanismos de rendición de cuentas

Mensajes clave

Legislar y regular para el largo plazo

- La legislación secundaria debe cubrir todas las etapas, desde la asignación de licencias hasta la rehabilitación del medio ambiente.
- Mantener flexibilidad para enfrentar cambios tecnológicos y variaciones del mercado, pero establecer clara rendición de cuentas.

Aunque no existen dos regiones petroleras iguales, los países productores utilizan algunos instrumentos legales comunes que responden a retos similares. Los principales riesgos de esta industria son la incertidumbre en la exploración y la necesidad de grandes inversiones antes de producir. La realización de proyectos requiere complejos procesos de contratación, construcción y operación, y su duración se extiende por períodos que superan la vida de casi cualquier gobierno. A cambio, esta actividad ofrece la posibilidad de rentas extraordinarias.

La legislación secundaria debe tomar en cuenta todas las etapas en el desarrollo de proyectos extractivos. En la mayoría de países productores la legislación cubre todas estas fases. Desde una clara definición de la propiedad de los recursos, estableciendo reglas para la asignación de licencias y contratos, hasta la asignación de responsabilidades técnicas y financieras para restituir cualquier impacto al medio ambiente al final de un proyecto. El Anexo III resume las principales decisiones legales y políticas a lo largo de la vida de un proyecto.

Las leyes secundarias deben definir las funciones y responsabilidades de los representantes del Estado, así como las condiciones para asignar derechos de exploración y producción de recursos petroleros. Sin embargo, las provisiones que no afectan principios legales o que necesitan ajustes periódicos (por ejemplo requerimientos técnicos, procedimientos administrativos, tarifas administrativas), pueden consignarse en regulaciones específicas emitidas por los reguladores. Los contratos entre compañías y el Estado definirán derechos y obligaciones específicos para explorar, desarrollar y producir en áreas o bloques con licencias o contratos.

Las leyes secundarias, regulaciones y contratos deben ser partes de un todo. La consistencia entre los distintos elementos del marco legal es fundamental para garantizar reglas claras, certidumbre jurídica y estabilidad en los acuerdos. Además de la consistencia, es conveniente que el sistema fiscal, la legislación y la protección ambiental sean codificados en instrumentos específicos.

Los contratos son la pieza final del sistema legal. El objetivo de estos instrumentos es detallar la división de los riesgos, costos y beneficios esperados, así como las reglas para resolver controversias o interpretar la legislación aplicable. La Constitución y las leyes reglamentarias deben establecer los principios que se aplican a todos los proyectos. Algunos países con sistemas legales débiles han contenido en contratos específicos todas las reglas, incluyendo cláusulas de estabilidad fiscal o responsabilidad ambiental, aplicables al proyecto. Sin embargo, esta práctica es vulnerable a abusos, permite la discrecionalidad y debilita la capacidad del Estado para legislar, sin proporcionar estabilidad real a los inversionistas.

El sistema legal también responde a objetivos de política. El gobierno tiene distintos planes económicos, políticos y sociales, así como distintas herramientas para realizarlos. La legislación secundaria debe expresar estos objetivos, pero también balancear el control mediante la regulación con la eficiencia operativa. Un control excesivo sobre la industria puede distorsionar las señales del mercado o atraer menos inversiones. Una legislación adecuada promoverá la competencia, evitará favorecer actores específicos, garantizará que los recursos se desarrollen con prudencia y permitirá que los resultados de las políticas se evalúen objetivamente.

1.3 Definir regímenes de licencias y contratación con objetivos de desarrollo a largo plazo

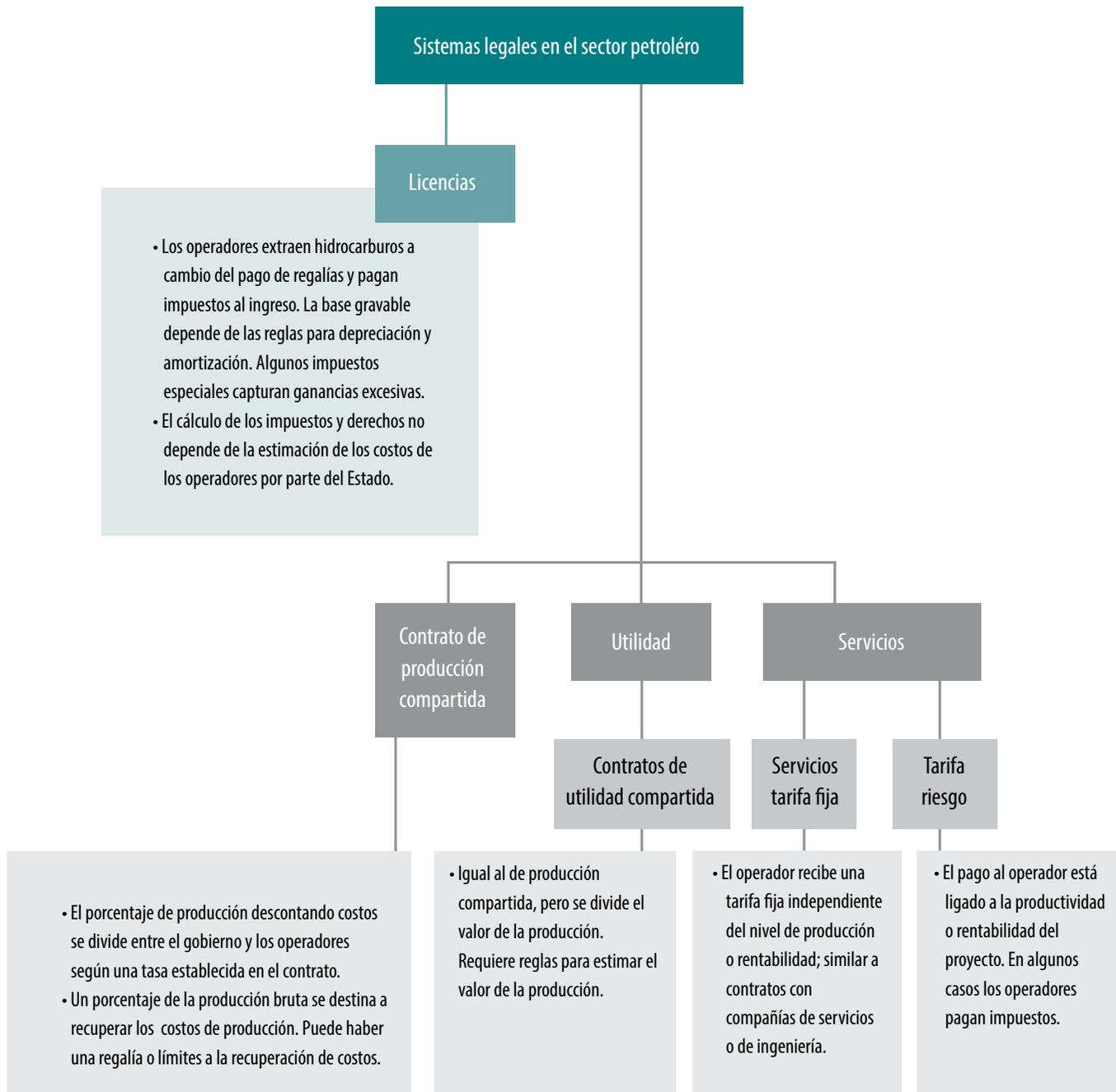
Mensajes clave:

- La definición de licencias y contratos debe seguir prácticas internacionales para evitar complejidad administrativa.
- Las licencias son más simples de administrar. Con reglas para aprobar planes de trabajo, inversión y restitución de áreas exploratorias.
- Los contratos de producción compartida son más complejos de administrar. Existe asimetría en la información de costos entre el Estado y el operador.

La reforma energética prevé la participación de inversionistas privados en la exploración y producción de hidrocarburos mediante licencias y contratos de servicios, de utilidad y de producción compartida.⁶ Las leyes secundarias tienen la tarea de definir en qué consiste cada tipo de contrato y el régimen fiscal aplicable. Además, deben establecer las reglas para asignar derechos y seleccionar a los mejores operadores. Estas definiciones deben estar acorde con prácticas internacionales, evitando la creación de instrumentos que carezcan de precedentes, dificulten su administración, o sean demasiado complicados.

Alrededor del mundo existen diferentes mecanismos para definir las relaciones contractuales entre los propietarios de los recursos y los inversionistas privados. En general, se clasifica a los distintos arreglos en dos sistemas: los de licencias y los contractuales (ver Figura 2).

Figura 2, Sistemas legales en el sector petrolero



Fuente: Johnston, 2003.

Desde el punto de vista de los ingresos del gobierno, las licencias y los contratos de producción compartida pueden ser equivalentes. Por ello, la prioridad para la legislación secundaria debe ser cómo regular las funciones más importantes. Por ejemplo, la administración y control de los proyectos; el grado de control estatal sobre las decisiones en la industria; el papel de la compañía nacional en el sector; la división del riesgo y la distribución de la renta petrolera.

En ambos esquemas, el Estado mantiene la propiedad de las reservas de hidrocarburos mientras están en el subsuelo. Las licencias y contratos sólo se distinguen por la relación gobierno-inversionistas y por los mecanismos para dividir los ingresos o la producción. Sin importar la figura legal utilizada, los inversionistas asumen los costos de exploración, desarrollo y producción. A excepción de los contratos de servicios, los operadores internalizan los riesgos de la inversión financiera (es posible que en un área explorada no se encuentren hidrocarburos o que el hallazgo no sea comercialmente viable). A cambio, reciben una compensación proporcional al riesgo asumido e inversión.

En un sistema de licencias, los inversionistas reciben del Estado el derecho a explorar y producir petróleo y gas dentro de un área delimitada y por un periodo específico. Los inversionistas son titulares de la licencia, pero pagan al Estado regalías sobre la producción, impuestos a las utilidades y a las rentas extraordinarias. El derecho de propiedad de los hidrocarburos pasa a manos del inversionista en el punto donde se mide el volumen de producción para determinar las regalías e impuestos, normalmente a boca de pozo.⁷ La propiedad del equipo e instalaciones permanentes o destinadas a la exploración y producción generalmente pasa a manos del Estado al término de la licencia. Al final del proyecto, el inversionista es responsable de los costos de rehabilitación o abandono.

La “Ronda Cero” de Pemex

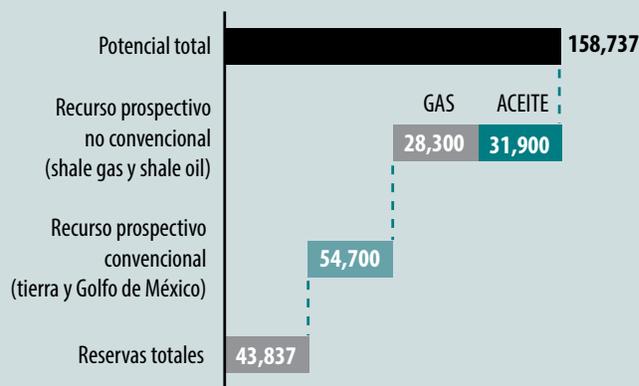
La ronda cero es una de las primeras señales para determinar el alcance de la reforma energética y su potencial para crear un sector verdaderamente competido, que genere beneficios de corto y largo plazo para todos los mexicanos.

Durante esta etapa, Pemex elige los campos que desea operar, antes de la entrada de la inversión privada. El alcance de la ronda lo determinará la SENER con la asistencia técnica de la CNH.

En la ronda cero, las autoridades sectoriales deberán balancear dos puntos fundamentales: garantizar la viabilidad de Pemex y procurar la creación de un sector competido de petróleo y gas. Las condiciones que emerjan de esta ronda serán cruciales para incentivar la inversión privada, así como para desarrollar el potencial del país, con Pemex como jugador en el nuevo sector.

El potencial de hidrocarburos de México se concentra en reservas y recursos prospectivos,⁸ importantes en términos de su magnitud y diversidad. Desarrollar este potencial requiere de la participación de operadores de diferentes tamaños y especialidades. Por ello, es necesario contar con términos que sean competitivos para cada una de estas áreas de oportunidad.

Gráfica 2, Potencial de reservas y recursos prospectivos (millones de bpce).



A través de la ronda cero, el Estado dará la primera señal concreta de en qué campos se espera que participe la inversión privada y bajo qué condiciones. En este sentido, la resolución de la SENER debe procurar fortalecer a Pemex, asignándole aquellas áreas en las que tiene una ventaja comparativa y gran rentabilidad, de acuerdo con sus capacidades técnicas y financieras.

Es fundamental que Pemex conserve una parte significativa de las reservas que ha desarrollado. Es decir, las reservas probadas y en gran medida las reservas probables. Es importante destacar que son reservas en las que Pemex ha invertido recursos –sin recursos invertidos en exploración no hay reservas.

Para poner todo esto en contexto conviene explicar que las reservas son los hidrocarburos que se prevé puedan ser desarrollados comercialmente de un yacimiento específico en un momento determinado de tiempo. Las reservas probadas 1P, tienen una probabilidad significativa de que los volúmenes sean comercialmente recuperables mientras que las reservas 2P son la suma de las probadas más las probables. Las reservas probables tienen una probabilidad de al menos 50 por ciento de ser comercialmente recuperables.

Si SENER aprueba que Pemex se quede con campos en los que no cuenta con una trayectoria de exploración o desarrollo satisfactoria; o si no se establecen límites temporales para el desarrollo de los campos que le asignen, podría limitarse significativamente el potencial de la reforma. En estas condiciones, Pemex seguiría siendo el principal operador y la puerta de entrada al sector de los hidrocarburos en México. No habría un cambio fundamental y las inversiones que se logre atraer estarían limitadas a aquellas que estén dispuestas a compartir el riesgo financiero, geológico y operativo con Pemex. Esto es, a jugar con las reglas de Pemex.

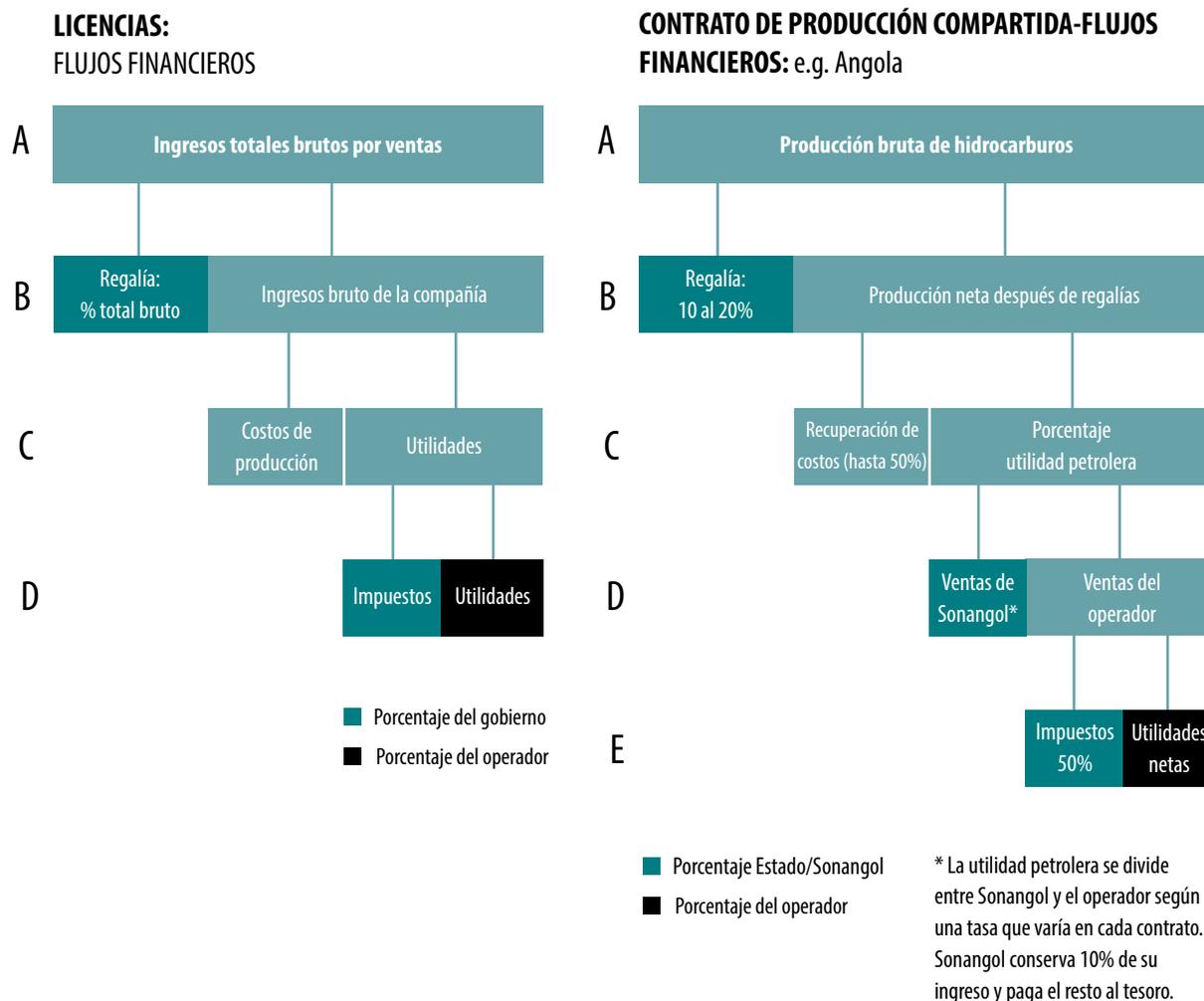
El riesgo de una ronda cero sin límites para Pemex no sólo es perder la oportunidad de crear un mercado competido de petróleo y gas, sino también el de perpetuar las reglas, prácticas de rendición de cuentas y potencial de corrupción que actualmente tiene Pemex.

Un beneficio potencial de la reforma energética sería que Pemex se fortalezca a través del uso eficiente de recursos y mecanismos de rendición de cuentas, con el fin de que opere más como una empresa y menos como una entidad gubernamental. La mejor manera de asegurar la transición de Pemex hacia mecanismos de rendición de cuentas transparentes y eficaces es la competencia. Esto no sólo desincentivará las prácticas corruptas propias de este sector, sino que también es esencial para explotar el enorme potencial de hidrocarburos de México, en beneficio de todos los mexicanos.

Bajo un sistema de contratos de producción compartida, un representante del Estado (como titular de la licencia) entra en un compromiso legal con un operador privado.⁹ Un contrato de producción también otorga al inversionista (el operador) el derecho a explorar (bajo su costo y riesgo) y producir hidrocarburos dentro de un área específica, por un periodo de tiempo limitado. El operador obtiene a cambio el derecho a recuperar los costos de exploración y producción, y a un porcentaje de la producción. La transferencia del título de propiedad sobre la producción se hace generalmente en la estación de exportación, pero no a boca de pozo.¹⁰ La propiedad del equipo permanente o destinado a la exploración y producción generalmente pasa a manos del Estado inmediatamente o cuando el operador ha recuperado los costos de exploración y desarrollo. En general, el gobierno (o la compañía estatal, en su caso) son responsables por los costos de rehabilitación al final del proyecto.

A diferencia de los contratos de producción y las licencias, en los contratos de servicios puros, el operador nunca obtiene la propiedad física de los hidrocarburos, a menos que el pago de los servicios sea en especie.¹¹ Si el contrato es de utilidad compartida, los cambios en el precio de los hidrocarburos resultan en el ajuste del porcentaje de la producción a la que el operador tiene derecho.

Figura 3, comparación del flujo de producción e ingresos en una licencia y un contrato de producción compartida



Nacimiento de los contratos de producción compartida

El primer contrato de producción compartida fue firmado en 1966 entre la Compañía Nacional Petrolera de Indonesia (Pertamina) y la *Independent Indonesia American Petroleum Company* (IIAPCO). El nuevo gobierno militar de Indonesia buscaba consolidarse y atraer inversión extranjera después de la purga para eliminar al Partido Comunista.

Con este tipo de contrato, la propiedad de los hidrocarburos permanecía en el Estado y los inversionistas estaban a su servicio. Pertamina administraba el proyecto mientras que el operador era responsable de la ejecución de las operaciones y se obligaba a entregar programas de trabajo y presupuestos anuales para la revisión y aprobación de Pertamina.

El contrato se basaba en una división de la producción y no en una de las ganancias. El operador proporcionaba todos los requerimientos financieros y tecnológicos para la operación. Además, asumía el riesgo de exploración; es decir, si no existía un descubrimiento en 10 años, el contrato terminaba, pero el inversionista no recuperaba lo esperado. El área del contrato incluía más de 56 mil Km², con una reducción del 25 por ciento original después de 3 y 6 años.

Durante la duración del contrato (seis años para la exploración, con una extensión por cuatro más, y treinta años para la fase de producción), un máximo de 40 por ciento de la producción se utilizaba para recuperar costos de la empresa y el resto se dividía a una razón de 65/35 a favor de Pertamina. La compañía nacional pagaba los impuestos del operador con su porcentaje de la producción. El equipo e instalaciones construidas por el operador pasaron a propiedad de Pertamina, con excepción del equipo rentado o de compañías de servicio.¹²

Aunque existen ejemplos (abordados en la siguiente sección) de mejores prácticas al asignar derechos de exploración y producción, no existe una regla para elegir entre contratos y licencias. En algunos casos los países utilizan ambos tipos para distintas regiones. Por ejemplo, Brasil otorga licencias en todo su territorio a excepción de las reservas en el “Pre-Sal” donde utiliza contratos de producción compartida.

En la práctica internacional los gobiernos mantienen el control y la propiedad de las reservas de hidrocarburos sin importar qué tipo de relación (licencias o contratos) elijan. Ambos pueden moldearse para ofrecer resultados equivalentes en términos fiscales. Por ejemplo, en una licencia los pagos de la compañía incluyen una regalía, mientras que en un contrato puede incluirse una regalía explícita o bien un límite a la producción que se utiliza para recuperar costos, que funciona de forma equivalente. En ambos sistemas, las compañías petroleras pueden estar sujetas al mismo impuesto corporativo que otras industrias. Para capturar un mayor porcentaje de renta en los proyectos más productivos, la licencia puede incluir un impuesto especial a la renta petrolera, mientras que en un contrato la división de la producción puede diseñarse de forma progresiva.¹³

Ejemplos de tasas progresivas para petróleo y gas.¹⁴

Argelia: Regalías bajo la Ley de Hidrocarburos de 2005

Promedio de producción diaria (millones barriles diarios)	Tasa de regalía mínima	
	Petróleo (millones barriles diarios)	Gas (millones pies cúbicos diarios)
0-20	0-120	12.5%
20-50	120-300	20%
50-100	300-600	23%
>100*	>600	20%

Cuando la producción diaria promedio es menor a 100 millones de barriles de petróleo equivalente, las regalías se cobran de forma incremental. Cuando el promedio diario supera ese límite, las regalías se cobran sobre la producción total.

Angola: División de la producción después de costos

Tasa interna de retorno después de impuestos	Porcentaje del operador
<10	70
10-12.5	55
12.5-17.5	45
17.5-20	30
>20	20

Sin embargo, hay que señalar que las licencias son más simples de administrar. El cobro de regalías es sencillo porque depende sólo del volumen de producción y el Estado no necesita conocer la función de costos del operador. El pago de impuestos es responsabilidad del operador, siguiendo las reglas del sistema tributario. El costo de administración de los proyectos es menor también porque el organismo regulador aprueba programas de trabajo y mínimos de inversión, pero las operaciones son responsabilidad de las compañías.

Reglas para aprobar programas de trabajo

Noruega, Ley Petrolera, No. 72, 29 de noviembre de 1996.

Sección 3-8: “El Estado noruego podrá imponer al titular de una licencia cumplir con un programa de trabajo específico en el área cubierta por la licencia de producción.”

Sección 4-2: “Si el titular de una licencia decide desarrollar un depósito petrolero, debe someter a aprobación del Ministerio un plan de trabajo, desarrollo y operación. Dicho plan debe contener cálculos de los aspectos económicos, recursos, así como los aspectos técnicos, ambientales y comerciales relevantes y las formas en que las instalaciones se desarmarán una vez abandonado el proyecto.

“El proyecto también deberá comprender previsiones sobre las instalaciones necesarias para el transporte [...] e información sobre solicitudes de permisos solicitados con base en otras legislaciones aplicables. [...]

“No se debe contraer ninguna obligación ni dar inicio a construcciones de los desarrollos hasta que el Ministerio haya aprobado el plan en su totalidad [...].”

Por el contrario, los contratos de producción o utilidad compartida tienen una mayor complejidad administrativa. Como el Estado es propietario del proyecto y el inversionista es contratado para explorar y producir petróleo, el gobierno necesita a un representante de sus intereses que administre los contratos y apruebe los planes de trabajo e inversión. En la mayoría de los países, la compañía nacional representa este papel, pero esta función también puede estar a cargo del regulador. Al respecto, la legislación secundaria debería evitar que Pemex administre estos contratos para minimizar los conflictos de interés y opacidad en las operaciones. Aunque la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) sería la mejor alternativa para realizar esta labor, necesita autonomía y mayores recursos para poder cumplir con mayores responsabilidades.

La recuperación de costos es otro elemento de complejidad en los contratos de producción compartida. El operador busca recuperar su inversión y gastos operativos, por lo que tiene un incentivo para elevar sus costos. Algunos países limitan el porcentaje de producción disponible para calcular la recuperación de costos en cada año fiscal. Además, éstos deben ser aprobados por el representante del Estado, pero no existe garantía de que conozca mejor que los operadores las estructuras de costos ni las decisiones de gasto, o que cuente con elementos suficientes para discernir si un incremento en los costos es consecuencia de la complejidad geológica o de la ineficiencia del operador.

El cálculo de la carga fiscal bajo el esquema de licencias también es relativamente más simple. En una licencia, los inversionistas son responsables por pagar impuestos especiales y corporativos. Sin embargo, en un contrato de producción compartida el titular del proyecto es el Estado.

Participación estatal

Es común que el Estado participe como inversionista en los consorcios para desarrollar los contratos o licencias. La participación estatal puede servir objetivos como adquirir información del operador, promover la transferencia de tecnología o recibir dividendos en proyectos muy rentables. Sin embargo, establecer contratos de producción compartida en donde Pemex tenga siempre una participación no debe ser una opción automática, pues la participación implica costos que deben ser financiados. El gobierno debe decidir si le conviene destinar renta petrolera a financiar la participación estatal en todos los proyectos o si es preferible seleccionar aquellos que tengan mayor rentabilidad y se alineen con la estrategia de la compañía nacional. Además, no existe evidencia de que la participación estatal acelere la transferencia tecnológica, mejore la información del regulador o la recaudación. Nigeria es un ejemplo de los riesgos. Su compañía petrolera nacional participa en todos los proyectos pero se encuentra en constante necesidad financiera para cubrir su porcentaje de los costos de los proyectos. La participación estatal puede realizarse también mediante un vehículo financiero a cargo del interés del gobierno como ocurre en Noruega con Petoro.

La distribución de riesgos puede ser un criterio para decidir la participación estatal. En proyectos donde las reservas sean mayores, con menor riesgo y costos, el Estado podría asumir una mayor participación o retener una opción para participar en los proyectos más rentables. En áreas con poca actividad exploratoria, el Estado debería permitir a compañías con mejor capacidad para manejar el riesgo tomar mayor control. En cualquier escenario, la participación estatal debe minimizar el conflicto entre objetivos regulatorios y comerciales.

1.4 Herramientas fiscales

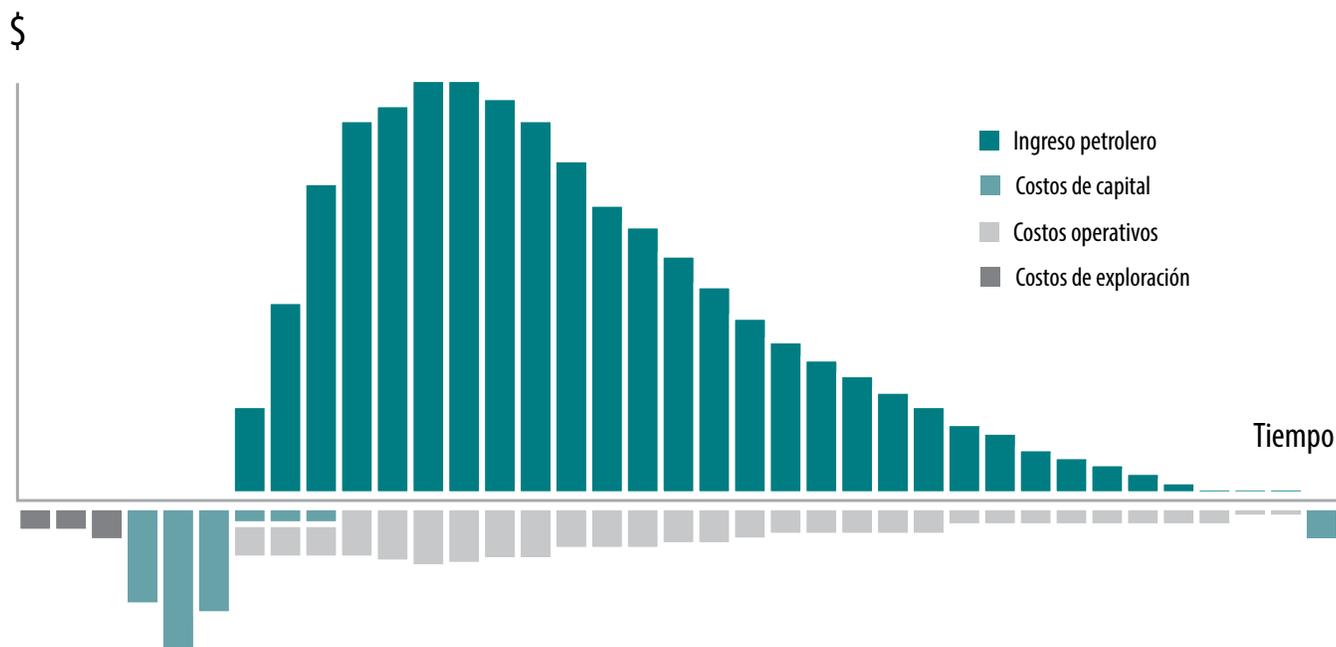
Mensajes clave:

- El régimen fiscal debe balancear los objetivos de maximizar la renta y de atraer inversión y tecnología.
- Necesita ser flexible para adecuarse a las características de cada proyecto.

El régimen fiscal es un componente crucial del nuevo sistema legal para el sector energético, pues traduce la propiedad del Estado de los recursos del subsuelo en activos financieros propiedad del público. Por ello, debe establecer claramente los pagos que recibirá el Estado como dueño de los hidrocarburos y la base sobre la cual se calcularán sus ingresos, así como las reglas para deducir o recuperar costos y los pagos a los inversionistas.

La complejidad de los términos fiscales refleja la búsqueda de un equilibrio entre objetivos contradictorios. El régimen fiscal debe elegir el momento de las contribuciones: si se cobran bonos muy altos al principio, las empresas pierden incentivos para invertir en escenarios de incertidumbre. Por otro lado, si espera hasta la etapa de producción y el proyecto no resulta tan rentable, el Estado podría reducir sus ingresos potenciales. Además, debe considerar cómo responden las distintas herramientas fiscales ante cambios en los precios del petróleo y a fluctuaciones en la producción. La Gráfica 3 muestra las etapas de un proyecto de extracción de hidrocarburos a partir de los costos—inversión inicial y los de operación— así como los ingresos que se obtienen de éste.

Gráfica 3, Ciclo de vida de un proyecto a través de sus flujos financieros



Los gobiernos pueden anticipar distintos escenarios diversificando sus instrumentos recaudatorios. En ningún régimen fiscal, sean licencias o contratos de producción compartida, el Estado utiliza sólo una herramienta recaudatoria. La mayoría incluye bonos, regalías y algún tipo de impuesto a la renta (o ganancias excesivas) para obtener ingresos a lo largo de la vida de un proyecto. Los Estados también echan mano de instrumentos flexibles. Una medida común son las escalas variables¹⁶ para determinar las regalías y la división de producción. Los sistemas fiscales cuidan también de balancear los incentivos a la inversión con reglas para recuperar costos y deducciones. Con estas medidas se busca garantizar la estabilidad de los acuerdos. Los instrumentos más comunes, con algunos de sus efectos, se resumen en la siguiente tabla (véase también definiciones en el Anexo IV):¹⁷

18 El destino está en los detalles: Las leyes secundarias y la reforma energética.

Tabla 1. Instrumentos fiscales más utilizados en el sector de hidrocarburos

Instrumento	Ventajas	Desventajas
a. Bonos: son pagos antes de que inicie la producción y un buen indicador de las rentas que los inversionistas esperan de un proyecto. Los bonos más comunes son: a la firma de un acuerdo, cuando hay un descubrimiento, cuando hay declaración de rentabilidad, al inicio de la producción o al alcanzar distintas metas de producción.	<p>Útil para asignar derechos en las rondas de licitación.</p> <p>El Estado recibe ingreso desde antes que un proyecto comience a desarrollarse.</p>	Pueden aumentar los riesgos de exploración para los inversionistas y desincentivar la inversión en proyectos riesgosos o de los que no se tiene mucha información.
b. Regalías: son un porcentaje de la producción y se pagan tan pronto empieza la producción.	Se pueden utilizar varias escalas en el cobro de regalías, ligadas al volumen o valor de la producción, a la profundidad en que se opera y otros indicadores de rentabilidad para mantener los incentivos a invertir.	Regalías fijas o demasiado altas pueden reducir la rentabilidad de algunos proyectos y promover el abandono prematuro de áreas marginales.
c. Impuestos al ingreso corporativo: son pagados al final de cada año fiscal, si el ingreso supera un cierto nivel de costos y deducciones.	<p>Este es un impuesto que no desincentiva la inversión.</p> <p>En algunos países se utiliza una escala progresiva para la industria petrolera para asegurar un mayor porcentaje en proyectos muy rentables.</p>	El Estado debe esperar hasta que un proyecto sea rentable para recibir ingresos.
d. Porcentaje de la producción: en un contrato de producción compartida es la división del porcentaje de hidrocarburos restante después del pago de regalías y recuperación de costos.	Es común que la división de la producción esté sujeta a una escala variable, dependiente de la producción diaria, la producción acumulada, precios del petróleo o indicadores de rentabilidad. La división de la producción es frecuentemente utilizada como variable en rondas de licitación.	Una división basada en la producción física es insensible a cambios en los precios.
e. Participación estatal: es la opción para que un Estado participe en el desarrollo de un proyecto como parte del consorcio de inversionistas.	El Estado puede decidir en qué momento entra en el proyecto como inversionista. Lo más común es que lo haga hasta la etapa de desarrollo, en ese caso, los inversionistas son responsables de todos los costos de exploración y desarrollo.	El Estado debe ser cuidadoso y elegir sólo los proyectos en los que le convenga participar como inversionista.
f. Impuestos especiales a las rentas: similar a un impuesto al ingreso corporativo con tasas progresivas y un impuesto marginal muy elevado.	En algunos casos los impuestos especiales están ligados a indicadores de rentabilidad y productividad. Se activan cuando un proyecto alcanza una tasa de retorno predeterminada o cuando el precio de los hidrocarburos supera cierto nivel.	El Estado debe tener cuidado de no establecer impuestos demasiado altos, lo que crea incentivos perversos a los inversionistas (deducciones de costos excesivas)
g. Rentas de áreas: Cobros en función del área contenida en la licencia	<p>Funcionan como un incentivo para que los inversionistas no acumulen áreas sin explorar.</p> <p>Estos ingresos a menudo son usados para cubrir costos administrativos de los reguladores.</p>	No son significativos para capturar rentas.
h. Otros impuestos generales: impuestos a la importación, exportación y valor agregado.	Son vías adicionales para obtener ingresos de la industria de los hidrocarburos, más allá del acuerdo con un inversionista o contratista.	La mayoría de países proporciona exenciones, pero es importante simplificar y codificar su administración.
i. Contenido nacional: sus principales mecanismos son la capacitación de trabajadores, cuotas de empleo local y la adquisición de bienes y servicios nacionales.	Es una forma de promover el desarrollo de tecnologías y capacidades que fortalezcan a las industrias nacionales. Noruega y Brasil emplean frecuentemente este tipo de políticas.	Existe el riesgo de generar inflación en los bienes y servicios incluidos en las cuotas, así como ineficiencias en la operación si los requerimientos son inflexibles o demasiado elevados.

Los bonos, regalías y participación estatal cumplen distintas funciones en la negociación de un contrato. Los bonos de asignación pueden considerarse un costo hundido que no distorsiona las decisiones de inversión futuras. Sin embargo, representan un alto riesgo en ambientes políticos poco estables, pues se pagan por adelantado. Las regalías son un porcentaje de la producción y distorsionan las decisiones de inversión, pero disminuyen el riesgo de expropiación porque el gobierno tiene incentivos para seguir obteniendo los recursos derivados de la producción del proyecto. La participación estatal en el consorcio puede dar a los inversionistas cierta certidumbre de estabilidad en los impuestos y contratos, pues tienen al gobierno como contraparte en el proyecto.

Los regímenes fiscales no se construyen en abstracto ni permanecen inmutables en el tiempo. Distintas variables influyen en su evolución: la fluctuación de los precios del petróleo a menudo hace que los términos fiscales se vuelvan más generosos cuando los precios descienden y más restrictivos cuando escalan. También responden a cambios en las políticas impositivas en los países de origen de las compañías petroleras, reaccionando para mantener las rentas en el país productor. Los países con campos maduros o yacimientos geológicamente complejos suelen proporcionar términos más generosos. La capacidad de negociación con potenciales inversionistas depende de condiciones geológicas y estructuras de riesgo. Aquellos con los mejores prospectos tienen también los regímenes fiscales más favorables al gobierno, pero la capacidad de negociación varía con las circunstancias. Por ejemplo, Noruega enfrenta un mercado competitivo y saturado en Europa, lo que ha dado lugar a generosas reglas para deducir intereses, consolidar proyectos y depreciar inversiones. Kazajstán enfrentó una posición aislada geográficamente, con una sola salida vía Rusia a mediados de 1990, pero una vez que se terminó la construcción de un segundo oleoducto, el gobierno incrementó su porcentaje de las rentas y eliminó cláusulas de estabilidad. En Angola, con una percepción de alto riesgo político, el gobierno ha tenido que ampliar los costos aceptables para la recuperación.¹⁸

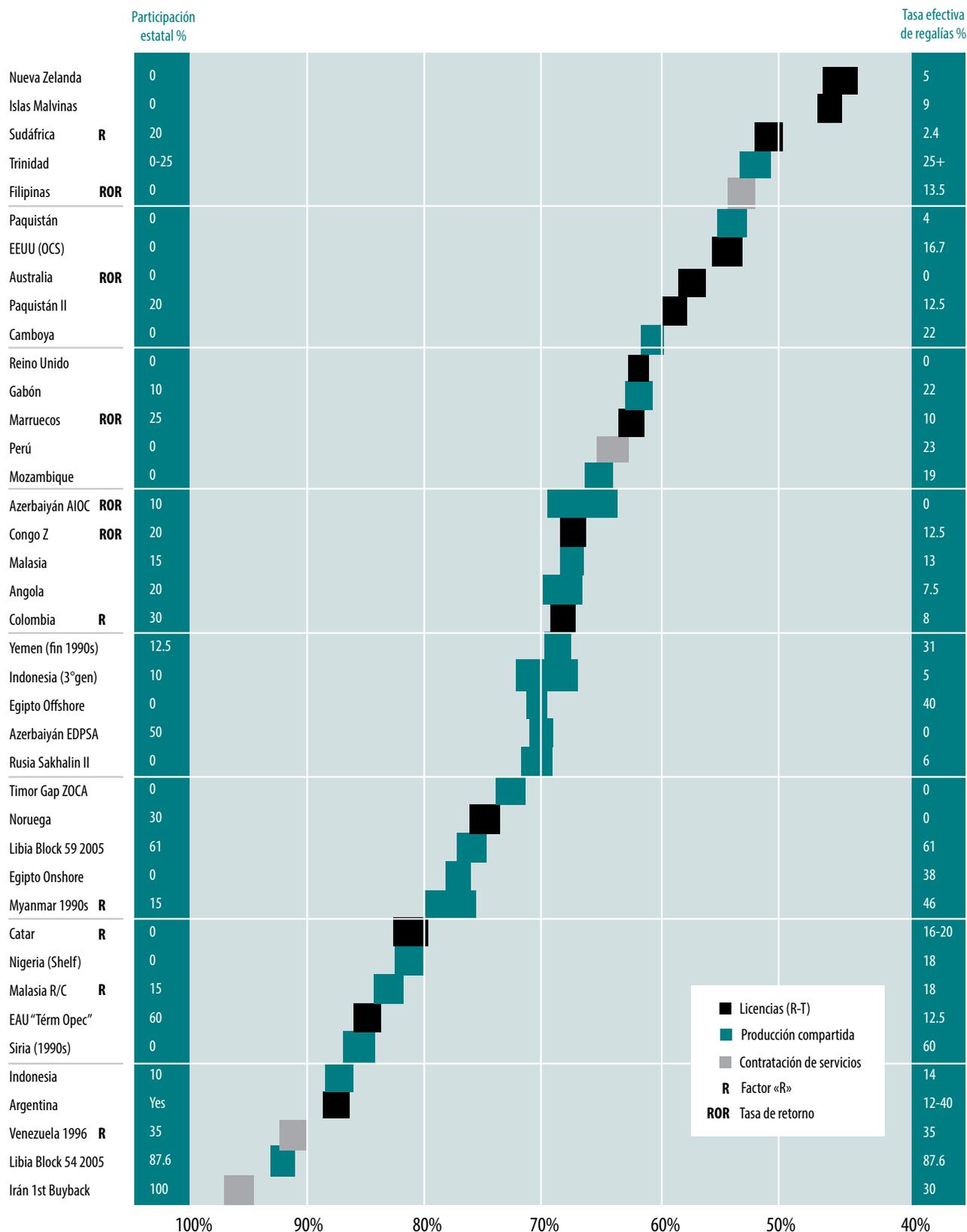
Además de los ingresos, los Estados también deben cuidar los costos. Pocos temas pueden resultar tan conflictivos como la recuperación de costos, pues éstos son muy altos y se concentran al inicio de un proyecto, pero se recuperan en el largo plazo. Bajo un régimen de licencias, las reglas para tratar los costos están contenidas en el código fiscal, incluyendo depreciación, amortización, ingreso gravable y la delimitación contable de cada proyecto.

En un contrato de producción compartida la recuperación de costos proporciona un incentivo para que los inversionistas acumulen costos excesivos e incluirlos en el porcentaje de producción destinado a su recuperación. En Kazajstán, el gobierno y un consorcio liderado por la empresa italiana ENI se enfrentaron por sobrecostos e impuestos no pagados en 2007. Las estimaciones sobre el valor de los sobrecostos varían desde \$20 mil millones de dólares hasta \$136 mil millones para distintos periodos.¹⁹ El conflicto se resolvió en 2011 al incorporar al consorcio a la compañía nacional con 10 por ciento de las acciones.

La recuperación de costos también incide sobre el control del proyecto. El caso de Indonesia en este sentido ha sido bien documentado. El contrato de producción compartida firmado en 1966 con IAPCO incluye una cláusula administrativa que se ha mantenido desde entonces. Esta cláusula pone el control administrativo en manos de Pertamina y crea un nivel adicional sobre la responsabilidad administrativa del operador. La aprobación de costos es el punto más conflictivo debido a la asimetría de información entre el Estado y el operador, lo cual ha dado lugar a una legislación compleja para definir los costos que pueden recuperarse.²⁰

El resultado de los esfuerzos por maximizar la renta petrolera varía en cada jurisdicción. En promedio, los gobiernos tienden a recibir entre 65-85 por ciento de la renta petrolera, según un análisis del Fondo Monetario Internacional.²¹ El porcentaje de la renta que termina en el tesoro público varía dependiendo del tamaño de las reservas, las expectativas de descubrimientos y la rentabilidad de los proyectos. En teoría, un régimen fiscal que se base en una división justa de las ganancias tendría mayores probabilidades de ser estable. Pero no existe una definición universal de lo que significa una división justa de la renta petrolera ni es posible conocer a priori toda la información necesaria para dividir la renta en un nivel óptimo, por ende, no existe un régimen fiscal perfecto ni aplicable a todas las circunstancias.

Gráfica 4 : Porcentaje del gobierno en la renta petrolera, países seleccionados 2013



Daniel Johnston & Co., Inc. © 1994-2013

Renta petrolera

Las rentas petroleras son los ingresos restantes después de descontar todos los costos de producción, incluyendo los costos de exploración, desarrollo y operación.

En teoría, la renta petrolera puede ser gravada en su totalidad sin hacer la producción económicamente inviable. En la práctica, la incertidumbre sobre la rentabilidad de la exploración, producción y operaciones hace imposible encontrar mecanismos óptimos para gravar el 100 por ciento de la renta.

Figura 4, Participación del gobierno en la renta petrolera



RENTA = bonos, regalías, porcentaje de la producción, impuestos y participación estatal

2. El diseño de las rondas de licitación

Mensajes clave:

- Las subastas o rondas de licitación son el mecanismo más transparente y objetivo, así como una herramienta de maximización de la renta.
- Las reglas de asignación se deben conocer por adelantado y el proceso debe ser abierto; es importante definir claramente los bloques y los términos de los contratos y licencias.

La legislación secundaria que define las reglas para la asignación de licencias, los términos fiscales esperados y la regulación de las actividades de la industria debe aprobarse antes de abrir áreas a la exploración y producción de hidrocarburos. Un buen diseño de la legislación debe clarificar la división de los riesgos y las reglas para repartir costos y beneficios. Una correcta apreciación de ambos ayuda a reducir los conflictos en la interpretación legal y los casos de renegociación de contratos.

El sistema de asignación de derechos de exploración y producción debe incorporar mecanismos de competencia y transparencia. Existen distintos métodos de asignación de derechos, pero los procesos administrativos, la negociación directa o la invitación directa, limitan la competencia y facilitan decisiones arbitrarias, corrupción y favoritismo. En contraste, las subastas (o rondas de licitación) son el mejor método de asignación de derechos y una herramienta para maximizar las ganancias petroleras en el largo plazo. Las subastas mantienen la transparencia en el proceso de decisión y aseguran la claridad en las reglas para los inversionistas, lo que aumenta el número de competidores en la licitación. Las subastas pueden diseñarse para evitar colusión por parte de las empresas, por ejemplo prohibiendo formar consorcios para participar en una ronda.

En una subasta lo más importante es definir claramente los términos de la licencia, su duración, las regalías y los impuestos. Hay que identificar cuáles de estos términos son flexibles y cuáles son fijos. También hay que establecer los límites geográficos de los bloques y las reglas para restituir al Estado un porcentaje de las áreas cubiertas por la licencia, en caso de insuficiente actividad exploratoria y después de un periodo de tiempo definido. La etapa de exploración comúnmente abarca entre seis y nueve años, dividida en dos o tres periodos.

El tamaño de los bloques de exploración y producción varía dependiendo de los países y el riesgo exploratorio. En un extremo se encuentran Angola y Yemen, con bloques de 5,000 y 4,000 km² en promedio, respectivamente (el de mayor tamaño alcanza 8,000 km²). En el extremo opuesto están Estados

Unidos donde el tamaño promedio de los bloques es 23 km²; Noruega con 500 km²; y Brasil, donde en la más reciente ronda los bloques fueron de alrededor de 750 km². Otras estimaciones indican un área promedio de 150 km² en aguas someras y 750 km² en aguas profundas.²² En cualquier caso, la mejor práctica es controlar el tamaño de los bloques, establecer reglas de restitución de áreas al Estado y no permitir la acumulación de áreas de exploración en manos de operadores dominantes.

Los términos variables en una subasta dependen del tipo de acuerdo. En el caso de las licencias, es común que las empresas pujen por el bono de asignación, que es el pago inicial por la transferencia de derechos para explorar y explotar el bloque durante la duración de la licencia. Por el contrario, en un contrato de producción compartida, las variables pueden incluir el bono de asignación y el porcentaje de producción que le corresponderá al gobierno. En el contrato final es importante equilibrar los términos variables con los fijos, por ejemplo regalías, ciertos derechos e impuestos, para evitar distorsionar las decisiones de inversión y ofrecer garantías de estabilidad.

Además de las variables fiscales, también es común utilizar programas de trabajo como un criterio para decidir la asignación de derechos. Los programas de trabajo son compromisos de realizar actividad exploratoria durante un periodo de tiempo determinado. En general, los programas de trabajo en una ronda incluyen compromisos de exploración, sin planes de desarrollo. Los programas de trabajo deben ser flexibles, para responder a la información generada por las actividades de exploración, pero incluir garantías de inversión mínima para asegurar la generación de nueva información.

El mecanismo de las subastas o licitaciones ha sido estudiado en distintas áreas, incluyendo compras del gobierno y la asignación de derechos en telecomunicaciones. Algunos principios que pueden promover la transparencia y aumentar la participación en una ronda incluyen: especificar las reglas del proceso por adelantado; abrir la competencia a todas las compañías petroleras sin discriminación; comenzar el proceso con un anuncio público de licitación, con una descripción completa del procedimiento que incluya las calificaciones necesarias para participar y las reglas de las subastas; y permitir que los inversionistas contribuyan al proceso en temas como la nominación de bloques y la interpretación de las reglas de licitación.²³

Las subastas de bloques petroleros pueden ser secuenciales o simultáneas (con los bloques asignados uno tras otro o todos al mismo tiempo); dinámicas o estáticas (un proceso de puja ascendente o una oferta en sobre cerrado). El regulador puede hacer accesible información geológica sobre las áreas a licitar para todos los interesados, incluso contratar estudios sísmicos y geológicos para conocer mejor el potencial de las áreas en la ronda. Aún si todos los participantes tienen la misma

información, habrá diferentes interpretaciones sobre el valor de cada bloque, que es lo que permite identificar la ventaja comparativa de los operadores. Cuando se abren regiones a licitaciones por primera vez, es posible que todos los participantes tengan información similar.

El acceso a información privilegiada puede resultar en asimetrías que permitan a quienes tienen acceso ganar áreas de exploración sin maximizar la renta para el gobierno. El regulador debe utilizar toda la información disponible para establecer precios de reserva, o un precio mínimo de venta, y éste mantenerse reservado para así maximizar el potencial de la renta del gobierno. En Estados Unidos y Noruega, cuando las ofertas no alcanzan el precio mínimo de venta, el regulador se reserva el derecho de no asignar esos bloques.²⁴

Lecciones de un conjunto de rondas de licencias.

Una revisión del Banco Mundial a propósito de la experiencia de varios países ofrece algunas lecciones sobre el diseño de rondas.²⁵

- La disponibilidad de información geológica y el éxito exploratorio afectan el nivel de competencia y el tamaño de las ofertas ganadoras. Los países utilizan toda la información geológica y geofísica para determinar su estrategia. Para ofrecer información geológica antes de una ronda, países como Brasil y Noruega, utilizan estudios sísmicos realizados por empresas de servicios bajo su propio riesgo y puestos a disposición de las empresas interesadas mediante el pago de una tarifa (*multi-client geophysical and geological surveys*). Estos ingresos se dividen entre la compañía de servicios y la agencia reguladora.
- Las expectativas sobre los precios futuros del petróleo y el gas influyen en el interés en una ronda y en el tamaño de las ofertas, sobre todo en áreas con poca actividad exploratoria. Los sistemas fiscales con elementos progresivos (que permiten a los gobiernos y compañías compartir costos y beneficios cuando la rentabilidad varía) mejoran los resultados de una ronda durante periodos de precios bajos.
- El número de variables en la subasta debe ser limitado. Cada variable sirve para alcanzar distintos objetivos. Cuando se utilizan múltiples variables es importante establecer explícitamente su importancia relativa. Demasiadas variables complican la subasta y dan lugar a decisiones arbitrarias en la asignación de derechos. Un ejemplo es el caso de Nigeria en la ronda de 2005.
- La transparencia y objetividad en la asignación de derechos hace una ronda menos vulnerable a la presión política o favoritismo. La publicación de las reglas para evaluar las ofertas y los resultados de la subasta, así como los principios utilizados para comparar y evaluar las distintas ofertas, fortalecen la transparencia. La

utilización de procedimientos electrónicos para la preparación, envío y evaluación de ofertas mejora la administración de las rondas.

- Ningún país publica sus precios de reserva y todos retienen un margen de discrecionalidad para rechazar ofertas consideradas inadecuadas y el derecho para retirar bloques de la ronda.
- Los programas de trabajo se utilizan para asegurar niveles adecuados de inversión en exploración. Es importante establecer criterios técnicos y financieros mínimos. El regulador debe considerar el monto de inversión en exploración ofrecido, pero también necesita capacidad técnica para distinguir entre los mejores programas de trabajo y los más optimistas.
- Los bonos de asignación son menos efectivos para capturar renta en áreas poco exploradas, especialmente cuando hay pocos interesados. Ningún país utiliza los bonos como único mecanismo para maximizar su renta.
- Un gran número de países prohíbe la formación de consorcios para participar en una ronda a fin de reducir el riesgo de colusión. Sin embargo, algunos estudios han encontrado que los consorcios para bloques específicos con altos costos o complejidad geológica reducen el riesgo de los participantes, con efectos positivos para la competencia y el tamaño de las ofertas.
- Existen dos mecanismos para designar áreas abiertas a licitación: la nominación de interés por una compañía o la licitación de áreas pre-determinadas (generalmente de tamaño estándar, con un patrón cuadrículado y, en algunos casos, licitando bloques discontinuos como en un tablero de ajedrez). En Brasil, la nominación de áreas, junto con la reducción del tamaño de los bloques, incrementó el nivel de competencia para adquirir derechos. En el Golfo de México, el gobierno estadounidense implementó en 1983 la licitación de áreas predeterminadas. El efecto fue abrir mayores áreas en cada ronda con muy poca evaluación previa. Aunque esto amplió dramáticamente el área con actividad exploratoria, también redujo el tamaño de los bonos, la productividad promedio de las licencias y el número de competidores por cada bloque. En Noruega se utilizan los dos sistemas. La nominación para áreas menos exploradas o lejos de infraestructura de almacenamiento y transporte; y las áreas predeterminadas en zonas maduras y con abundante infraestructura.
- La segmentación de áreas para asignar licencias, basada en los diferentes riesgos geológicos o tipos de producción, atrae compañías que se especializan en distintos tipos de exploración. Esto puede dar lugar a diferentes criterios o términos fiscales (incluyendo diferentes niveles de criterios técnicos y financieros) para asignar licencias. Por ejemplo, Alberta, Canadá, tiene cinco regímenes fiscales diferentes para hacer atractiva la inversión en gas y petróleo convencional, arenas bituminosas o petrolíferas, crudo pesado, gas metano de carbón y gas de esquistos.

3. Seguridad industrial y protección ambiental en la industria petrolera: necesidades de regulación para el futuro de la industria en México

Mensajes clave:

- Es fundamental desarrollar un sector energético con criterios de sustentabilidad y una lógica intergeneracional.
- México carece de legislación para un sector energético con competencia. Es necesario crear y actualizar el marco normativo para regular todas las actividades petroleras, incluyendo el desarrollo de recursos no convencionales y en aguas profundas.

La seguridad industrial y la protección del medio ambiente son fundamentales para desarrollar una industria petrolera que genere beneficios de largo plazo. La necesidad de regulación está dictada por el manejo industrial de sustancias químicas altamente contaminantes, inflamables o explosivas; por sus operaciones en zonas terrestres y marítimas que pueden ser afectadas permanentemente por accidentes y operaciones deficientes; así como por la extracción de recursos no renovables y el impacto de la industria en las emisiones de gases de efecto invernadero.

La reforma energética incluye entre los pendientes legislativos la adecuación del marco legal para la protección del medio ambiente y la creación de una Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, con un plazo de un año para realizar los cambios legales necesarios (artículos transitorios 17º, 18º y 19º del decreto). Como en otros temas de la reforma, estas iniciativas carecen todavía de diagnósticos y propuestas públicos que permitan discutir el alcance de los cambios y los mecanismos para establecer la nueva agencia, sus funciones y responsabilidades, así como su coordinación con otras instituciones ya existentes. Este tipo de regulación tiene un impacto en las obligaciones financieras de los inversionistas. Para promover el desarrollo sustentable y proporcionar certidumbre a los potenciales inversionistas, será importante aprobar la legislación en la materia antes de abrir los procesos de asignación de licencias y contratos.

En México, el futuro de la industria petrolera se encamina hacia aguas profundas y petróleo no convencional. Esto implica una gran necesidad para definir reglas de protección al medio ambiente y de seguridad industrial en nuevas operaciones. El sector también pasará de tener una compañía nacional que en la práctica se auto-regula a un ambiente

con múltiples actores. Lo anterior requiere actualizar la legislación y las capacidades institucionales para cerrar lagunas regulatorias, responder a los cambios tecnológicos, y regular corporaciones con recursos que compiten o rebasan los presupuestos del gobierno.

La legislación en materia de protección ambiental y seguridad industrial debe regular los impactos sobre el medio ambiente y la sociedad durante todo el ciclo de vida de los proyectos de extracción de hidrocarburos. El marco regulatorio debe identificar las mejores prácticas ambientales, de seguridad, salud y sociales. Sin embargo, también debe ser flexible para adaptarse a nuevas tecnologías y cambios económicos, sociales y medioambientales.

Las evaluaciones de impacto ambiental y social deben ser transparentes y presentarse lo más temprano posible, como requisito para otorgar las licencias o contratos. Los planes de manejo de riesgos deben incluir estimados de costos, aunque con flexibilidad para eventuales ajustes debido a cambios en los proyectos. El desmantelamiento de los proyectos debe considerar aspectos de desarrollo sustentable, la rehabilitación del medio ambiente y el bienestar socioeconómico.

Las normas para prevenir y reaccionar en caso de accidentes deben incluir planes para rehabilitar áreas afectadas, mitigar cualquier efecto negativo en el medio ambiente o la sociedad, y asignar un claro costo financiero para los responsables. Para responder a contingencias o rehabilitar áreas debe existir un requisito legal para que el responsable destine fondos a un vehículo financiero para cumplir con estos planes. Además, los reguladores deben contar con los recursos legales, técnicos y financieros para hacer cumplir la legislación y mantener actividades de monitoreo. El cumplimiento de las regulaciones debe involucrar también a los operadores de los proyectos y no descansar sólo en los reguladores.²⁶

Para alcanzar los objetivos regulatorios, se pueden distinguir dos enfoques en la práctica internacional: un modelo prescriptivo y otro no-prescriptivo. El modelo prescriptivo está representado por Estados Unidos y el Reino Unido, mientras el no-prescriptivo se emplea en Noruega. A continuación se describen las similitudes entre estos dos modelos y la diferencia principal en cuanto a la normatividad existente y la distribución de responsabilidades para su cumplimiento.

En estos tres países existe un marco legal con distintos componentes, leyes aprobadas por el poder legislativo y regulaciones específicas emitidas por las agencias reguladoras, que cubren todos los aspectos del ciclo de producción de hidrocarburos. En Estados Unidos se logra con distintas leyes, incluyendo las Leyes de Aire Limpio, de Agua Potable, de Contaminación Petrolera (aprobada en 1990 en respuesta al derrame del buque petrolero Exxon Valdez), de Protección Ambiental, de Rehabilitación, de Planeación en Caso de Emergencias y Derecho a la Información de las Comunidades, de Seguridad de Químicos, Bodegas

y Combustibles, y de Transporte de Material Peligroso.²⁷ En Noruega, además de leyes similares para protección del ambiente, control de material peligroso y prevención de contaminación, la legislación petrolera (Acta del 29 noviembre 1996, Ley 72) incluye capítulos sobre la responsabilidad por contaminación, compensación en áreas pesqueras, y requerimientos especiales de seguridad.²⁸ En el Reino Unido existe un marco semejante²⁹ y la Ley Petrolera de 1998 incluye un capítulo sobre abandono y rehabilitación de instalaciones petroleras en altamar.³⁰

En cada país existen organismos especializados que se encargan de la regulación. En Estados Unidos la explosión en la plataforma *Deepwater Horizon* de British Petroleum (BP) en 2010 causó una reorganización de los órganos reguladores (profundizando los cambios iniciados en 2008 por un escándalo de corrupción en el Servicio de Administración de Minerales). La reorganización dividió la agencia regulatoria dependiente del Departamento del Interior en tres agencias: una encargada de recaudar los ingresos por regalías y pagos petroleros; otra responsable de la administración de las licencias y recursos minerales; y una tercera a cargo de la seguridad y protección ambiental.³¹ Además, la Agencia de Protección Ambiental (EPA)³² también tiene jurisdicción cuando existe contaminación por incumplimiento de obligaciones. En Noruega el principal regulador es la Autoridad de Seguridad Petrolera.³³ Este organismo independiente establece la regulación en materia de seguridad, preparación para emergencias, salud y seguridad en el ambiente de trabajo que deben acatar todos los operadores en el sector petrolero en la plataforma continental noruega y dentro del territorio.³⁴ Además, se encuentra la Agencia Ambiental Noruega, a cargo de monitorear las condiciones del medio ambiente, incluida la dispersión de químicos usados en plataformas petroleras y las emisiones de gases de efecto invernadero. En el Reino Unido el principal regulador es el Departamento de Energía y Cambio Climático,³⁵ así como la Agencia del Medio Ambiente.³⁶

La diferencia entre estos sistemas radica en la aplicación de la normatividad y la responsabilidad de los distintos actores. En Estados Unidos y el Reino Unido, existen normas detalladas sobre las prácticas y requerimientos para la seguridad de las operaciones. La responsabilidad de monitorear el cumplimiento de las normas recae en los reguladores, quienes emiten distintas licencias una vez que se acreditan los procesos: licencias de exploración, de desarrollo y producción. De esta manera cada etapa del proceso requiere una revisión de la aplicación y cumplimiento de las normas de seguridad y ambientales.³⁷

En Noruega la autoridad regulatoria pone la responsabilidad de garantizar la calidad de las operaciones en las empresas. El gobierno no establece lineamientos técnicos específicos que se deben seguir en cada etapa del proceso industrial, sino que describe metas y requerimientos funcionales a los que cada empresa debe responder de manera individual. De este modo, las compañías tienen la responsabilidad de mostrar que sus prácticas

de seguridad cumplen con los mejores estándares internacionales, y de implementarlas dentro de su propia estructura y organización. Este sistema ha demostrado ser una forma eficiente de responder a los riesgos. Una prueba de ello es que Noruega no ha enfrentado derrames mayores en los últimos 30 años. Las auditorías de cumplimiento se realizan con base en los programas diseñados por las propias empresas.

Las Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIA) son tomadas seriamente en estos tres países. En Noruega, las evaluaciones además incluyen el impacto social y sobre el patrimonio histórico y cultural. En todos los casos, las EIA deben ser aprobadas antes de permitirse el desarrollo o producción. En Noruega este es el punto más importante para la discusión pública de un proyecto y requiere la participación de comunidades potencialmente afectadas. En Estados Unidos, después del derrame de crudo en el Golfo de México en 2010, la EPA logró sentencias penales con pagos de más de 4.5 mil millones de dólares por multas, restituciones y proyectos ambientales ordenadas por las Cortes; además de penas civiles por más de 1.1 mil millones de dólares y 3.7 mil millones de dólares para las comunidades afectadas por el derrame del Golfo de México. El fondo establecido por BP para responder a demandas de restitución fue de 20 mil millones de dólares.³⁸

Petróleo no convencional

El interés por desarrollar campos con hidrocarburos no convencionales requiere actualizar la legislación mexicana. Un ejemplo son las excepciones existentes en el reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental (LGEEPA), en el que se definen las actividades que requieren presentar una Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) para obtener el permiso de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). En la sección de actividades y obras relacionadas con la industria petrolera se requiere de una MIA para las actividades de perforación de pozos destinados a la exploración y producción de petróleo, excepto cuando éstos se realicen en zonas agrícolas, ganaderas y eriales (mientras estén fuera de Áreas Naturales Protegidas-ANP).³⁹ En la actualización de la ley, se deben eliminar este tipo de excepciones para evitar impactos negativos sobre el medio ambiente que no serían medidos ni mitigados.

La regulación sobre abandono y rehabilitación de proyectos en México también requiere actualización. Los planes preliminares para el final de un proyecto se presentan en la MIA que requiere SEMARNAT para autorizar un proyecto, de acuerdo a la LGEEPA. En la Guía para realizar la MIA para proyectos del sector de hidrocarburos⁴⁰ se especifica que se tiene que “describir el programa tentativo de abandono del sitio, enfatizando en las medidas de rehabilitación, compensación y restitución, con el fin de

identificar las acciones que se ejecutarán si el proyecto es abandonado". Las acciones requeridas son: retiro del equipo, taponamiento de pozos agotados, desmantelamiento de la infraestructura y clausura y limpieza de los sistemas de conducción de hidrocarburos. Sin embargo, la Guía no especifica aspectos de restauración del medio ambiente y no considera ningún aspecto social. Además, no requiere definir responsables, ni impone penas y multas en caso de incumplimiento. Tampoco existen previsiones para crear un fondo o adquirir un seguro financiero para asegurar que se cumpla el plan al terminar el proyecto. Finalmente, la Guía sólo toma en cuenta proyectos, terrestres y marítimos, pero no considera diferencias entre aguas profundas o superficiales, ni proyectos de hidrocarburos no convencionales.

Evolución de la legislación ambiental para petróleo no convencional en Dakota del Norte y Pensilvania.

Las principales preocupaciones respecto al desarrollo de campos de hidrocarburos no convencionales (específicamente en formaciones de lutitas) tienen que ver con el volumen de agua necesario en procesos de fracturación hidráulica (fracking), el uso de químicos, cuya composición se considera secreto industrial, y con el gran número de pozos necesarios en estas operaciones.

Dakota del Norte es actualmente el segundo productor de petróleo en Estados Unidos gracias a la fracturación hidráulica. Durante 2012, este proceso utilizó 4 por ciento del agua utilizada para consumo humano en ese estado.⁴¹ Debido a la propensión a inundaciones y sequías en Dakota del Norte, es fundamental conocer la disponibilidad y cambios de tendencia del agua. La Oficina de Ingeniería del Estado (Office of the State Engineer) es la encargada de gestionar los recursos acuíferos y medir su disponibilidad. Los permisos para utilizar el agua de forma industrial se renuevan cada año y los usuarios deben reportar su consumo anual y la fuente (aguas superficiales o profundas).

Sin embargo, el proceso de fracturación hidráulica requiere una medición más frecuente que la anual. Cuando se supera el nivel de uso permitido, la Oficina de Ingeniería está facultada para imponer sanciones (las multas van de \$600,000 a \$800,000 mil dólares). El exceso de consumo se resta de la cantidad disponible al año siguiente, pero la necesidad de medir adecuadamente el consumo de agua pone presiones en la capacidad de monitoreo de la autoridad estatal.

En Pensilvania la explotación de reservas de lutitas comenzó en 2004, cuando se otorgaron 4 permisos, pero no fue hasta 2008 que la actividad comenzó a tener un peso importante.⁴² Para 2010 había 1,446 pozos perforados. En respuesta al incremento de las operaciones, el Departamento estatal de Protección Ambiental (DEP por sus siglas en inglés) revisó su marco regulatorio con apoyo de STRONGER, una organización sin fines de lucro que asiste a los estados en temas de regulación ambiental relacionados con la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos. En 2011 se introdujeron los siguientes cambios:

- Aumento en el número de empleados para la inspección de pozos. Esto se financió con un aumento en el costo de las licencias para perforar pozos, que pasaron de \$100 a \$2,850 dólares.
- Los planes de manejo de agua deben ser aprobados por el DEP (y en algunos casos por las comisiones encargadas de los ríos interestatales), incluyendo la cantidad de agua necesaria para el proyecto. El plan es válido por cinco años.
- Los embalses para contener aguas residuales deben cumplir estándares aprobados por la DEP y deben ser tratada para remover residuos secos.
- Se fijaron nuevos estándares para la construcción de pozos y requisitos para inspeccionar su operación. La regulación obliga a quien contamine a limpiar la contaminación. Los operadores están obligados a investigar las quejas de fugas de gas y mitigar cualquier impacto, además deben reportar los químicos utilizados en la fracturación hidráulica.

La complejidad regulatoria en este segmento de la industria se ilustra por el hecho de que el desarrollo y producción del gas de lutitas en Pensilvania es regulado por el gobierno federal, ocho agencias estatales (Departamento de protección ambiental, de conservación y recursos naturales, de transporte, agricultura, trabajo e industria, entre otros), comisiones temáticas y por los municipios afectados. Hay más de 100 leyes y regulaciones sobre operación y producción, aprobación de permisos, uso de agua, seguridad laboral, compensación a los trabajadores, residuos, emergencias industriales, transporte, conservación del medioambiente y manejo de emergencias. Además, existen más de 50 directrices, manuales y guías de apoyo, que orientan en los temas anteriores.

4. Transparencia y rendición de cuentas en el sector extractivo

Mensajes clave:

- La certidumbre de que los recursos son administrados con integridad, transparencia y rendición de cuentas es la mejor garantía de estabilidad y seguridad para los inversionistas.
- La transparencia genera las bases para un sector competido en el que sea atractivo invertir, con certidumbre jurídica, estabilidad de largo plazo y aprobación de la sociedad.
- Al evitar la corrupción, se incentiva la participación de los actores más eficientes y mayores beneficios para el país.

Los principios de transparencia del artículo noveno transitorio de la reforma energética pueden convertir a México en un referente en la materia. La reforma prevé establecer en la legislación que todos los contratos y asignaciones sean otorgados a través de mecanismos que garanticen la máxima transparencia, incluyendo publicar y difundir las bases y reglas de los procesos. Se prevé también que los contratos cuenten con cláusulas de transparencia para permitir su consulta y la publicación de los términos fiscales, contribuciones y pagos establecidos en los contratos. Los fondos para administrar los ingresos petroleros estarán sujetos a reglas de transparencia, así como a la publicación de reportes periódicos de actividades y resultados. Finalmente, como un mecanismo de rendición de cuentas se prevé establecer un sistema de auditorías externas para verificar el cumplimiento de los contratos.

La transparencia en el sector petrolero es fundamental como una expresión del derecho a la información y como una herramienta para la eficiencia en el sector extractivo. Por ello, la información pública deber ser confiable, oportuna, extensiva, periódica y comparable, para permitir análisis independientes sobre los resultados del sector y sobre el impacto de las políticas públicas. La información que tenga un valor estratégico debe ser administrada para maximizar el cumplimiento de los objetivos del Estado.

El derecho a la información en el sector extractivo

Las reservas de hidrocarburos son un recurso público no renovable, por lo que la sociedad tiene derecho a conocer cómo se toman las decisiones sobre su uso y cuáles son los resultados económicos y sociales de su explotación. Además, la extracción de hidrocarburos tiene el potencial de generar rentas extraordinarias que pueden tener impactos negativos. Ejemplos de esto son la captura de las rentas por intereses particulares mediante la corrupción o la generación de flujos financieros tan grandes

que incentiven la concentración de recursos en la actividad extractiva, en detrimento de otros sectores productivos. Para reducir esos riesgos es fundamental administrar este sector con principios de transparencia y rendición de cuentas.

En la discusión sobre la reforma energética, los temas que causan mayor desconfianza sobre sus motivaciones y alcances son la corrupción y el mal manejo de la riqueza petrolera. Además, se menciona con frecuencia el ejemplo de privatizaciones anteriores que generaron monopolios privados y la escasa capacidad regulatoria del Estado, como argumentos para mantener el *status quo*. En esta discusión, la transparencia y la rendición de cuentas serán la principal herramienta para crear confianza entre el público sobre la necesidad y los resultados de la reforma.

Transparencia y eficiencia en los procesos

La transparencia en el proceso de asignación de licencias tiene costos y beneficios tangibles. En el diseño de las rondas de licitación, la publicación de las reglas y términos de las licencias, así como el acceso de todos los interesados a la información geológica disponible, reducen la incertidumbre, influyen en el nivel de competencia y la magnitud de las inversiones que se presentan en las subastas. Romper las reglas y permitir negociaciones opacas tiene costos significativos.

Ronda de licitación Nigeria 2005

En 2005 Nigeria organizó por primera vez una ronda de licitación abierta que incluyó criterios de transparencia en el proceso, como publicar las reglas de la licitación y las variables que definirían las ofertas ganadoras. Sin embargo, esta ronda enfrentó múltiples problemas al romper las reglas del proceso; por ejemplo, añadir bloques a la ronda después de publicarse las bases, crear bloques estratégicos después de iniciado el proceso y permitir la inscripción de un gran número de empresas locales que no tenían la capacidad para cumplir sus compromisos. Además, el ejecutivo entró en negociaciones paralelas con compañías que prometían inversiones en infraestructura y que fueron incluidos entre los ganadores de bloques. Al final, las promesas de inversión acordadas fuera de la ronda no se realizaron y la credibilidad de todo el proceso quedó seriamente dañada.⁴³

La publicación de información confiable es esencial para evaluar el cumplimiento de los objetivos del gobierno y para monitorear el desempeño de las agencias reguladoras y de los operadores. Con la evaluación de resultados se cumple el principio de rendición de cuentas, pero también es necesaria para identificar buenas prácticas y ajustar decisiones de política, aprendiendo de las lecciones de su impacto. La publicación de reportes periódicos con información confiable refleja capacidad técnica y organizacional, así como buenas prácticas administrativas y contables.

Una de las prioridades de los tomadores de decisiones es administrar el sector eficientemente, para ello es necesario evitar favoritismos, decisiones arbitrarias o negociaciones sin rendición de cuentas. Algunos ejemplos de lo anterior, incluyen: impuestos con diferentes reglas para calcularlos; cláusulas de confidencialidad en los contratos y licencias; procesos complicados e ineficientes para declarar y pagar impuestos—o varias agencias encargadas de su cobro—; impuestos y regalías pagados en especie, o sin un responsable especializado en su recepción y contabilización. Lo anterior también impacta en la carga fiscal de los inversionistas o en sus expectativas de rentabilidad de los proyectos.

El valor estratégico de la información

La información propiedad del Estado tiene un valor estratégico y las agencias encargadas de su administración deben asegurar su confidencialidad o el acceso equitativo de todos los interesados. La CNH tendrá la responsabilidad de administrar la información geológica existente y, a través del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, actuar de manera proactiva para ampliar y mantener los estudios geológicos, sísmicos, de núcleos de roca, etc., cuando la actividad exploratoria sea insuficiente y cuando sean útiles para maximizar la renta petrolera.

En países como Brasil, Colombia o Noruega, la venta de información geológica es una fuente de financiamiento para los reguladores. En otros casos, como la recién desaparecida agencia de Indonesia, el regulador cobra por aprobar permisos, pero esta práctica puede dar lugar a abusos y corrupción, en particular cuando su aprobación podría retrasar las operaciones.

La información precisa sobre el tamaño y distribución de acumulaciones de hidrocarburos, se obtiene a través de la perforación exploratoria, realizada después de la asignación de licencias. Normalmente, esta información es reservada al gobierno y a los operadores de la licencia, que son quienes realizan la inversión de capital para obtenerla, por lo que afecta la evaluación de riesgos, genera asimetrías entre los titulares de licencias y potenciales competidores o crea posiciones dominantes. En el Golfo de México, diversos estudios han identificado el uso de esta ventaja para concentrar los bloques más productivos en algunas empresas.⁴⁴

Para prevenir la creación de posiciones dominantes explotando asimetrías de información, se han propuesto distintas medidas. Por ejemplo, dividir las áreas para licencia en bloques regulares según una cuadrícula definida por el regulador, reglas para que las compañías elijan dónde perforar después de la exploración, dividir en bloques el área que debe ser restituida al regulador (comúnmente no menos de 50 por ciento del área original de la licencia), y prohibir que puedan obtener bloques contiguos.⁴⁵

Otro ejemplo de información estratégica son los costos de los proyectos, un elemento crucial para balancear el interés del Estado (maximizar la renta petrolera) y el de los inversionistas (maximizar las ganancias de un proyecto). Cuando no existe información sistemática sobre los costos, las compañías pueden debilitar la posición del gobierno y reducir el pago de impuestos. Por ejemplo, las regalías sobre producción o ingresos brutos son una manera de proteger al Estado contra los riesgos de depender de ingresos determinados sobre la base de utilidades netas. Pero en algunas circunstancias, como una caída en los precios del petróleo, las compañías frecuentemente tratan de negociar una reducción en las tasas. Sin información consistente sobre los costos, los gobiernos no tendrán bases para presentar un contra-argumento. En este caso, se puede publicar información para permitir el análisis sobre la marcha de la industria y su productividad, aunque la publicación podría ser agregada y sin los detalles de cada transacción por proyecto.

Cuando la información propiedad del Estado es estratégica, los organismos reguladores pueden decidir si es conveniente publicarla, hacerla accesible—en igualdad de condiciones—a los interesados, o mantenerla reservada. El uso de la información debe servir para promover los objetivos estratégicos del Estado, como reducir la percepción de riesgo para promover la competencia por bloques, eliminar asimetrías de información entre los participantes, y desincentivar la colusión entre los operadores.

Qué información debe ser pública:

En la decisión sobre qué información publicar, debe seguirse el principio de máxima transparencia. Dicho principio es aplicable a todos los aspectos de la industria: desde la definición de políticas y objetivos; reportes sobre el impacto social y ambiental, consecuencia de la asignación de licencias y contratos; resultados de las operaciones y producción; información financiera de todos los actores; hasta el destino de los ingresos petroleros. Es importante que el público comprenda la información a la que tiene acceso, para lo que el gobierno deberá ofrecer explicaciones accesibles sobre las complejidades técnicas de la industria.

Todos los actores involucrados en la industria son responsables de generar información y estadísticas sobre exploración, producción e ingresos en formatos útiles para su publicación por parte de la CNH. Una manera práctica para divulgar esta información del sector es a través

de un sistema de geo-referencia a cargo de la CNH, en el que se vincule la información geológica, los criterios de cada ronda de licitación y los ganadores—con sus respectivos contratos o licencias—en un mapa de las áreas con actividad exploratoria y productiva. Las estadísticas sobre exploración y producción pueden publicarse como capas de información adicionales en el mapa. El destino de los ingresos petroleros puede reportarse de forma similar, vinculando información geográfica con los montos de las transferencias para los distintos niveles de gobierno.

Este tipo de publicación sería comparable con sistemas utilizados en Brasil, Colombia, Estados Unidos, Noruega y Perú, donde es posible encontrar información histórica sobre la producción de hidrocarburos, información sobre licencias, ofertas por bloques, características de las áreas licitadas, compañías participantes en la ronda y ofertas ganadoras, concentradas en la página de internet del regulador.⁴⁶ En Perú, la compañía nacional encargada de administrar contratos petroleros publica en su página de internet un mapa de bloques y licencias que permite acceder al contrato e información detallada sobre el proyecto, incluyendo estudios sísmicos.⁴⁷ En Colombia, la información sobre el pago de regalías al Estado y transferencias a departamentos y municipios se publica en un sistema que permite identificar reportes periódicos en un mapa. Esta información incluye ingresos, beneficiarios y proyectos financiados con regalías.⁴⁸

Transparencia de las compañías petroleras

Las compañías petroleras que cotizan en bolsas de valores en el mundo generalmente deben reportar información sobre sus operaciones y resultados financieros a las agencias regulatorias. La mayoría de estos reportes, por ejemplo aquellos entregados a la *US Securities and Exchange Commission*, son accesibles al público en los sitios de internet de las empresas. A pesar de esta práctica, existe una demanda global hacia las compañías petroleras para mejorar sus procesos de rendición de cuentas.

La Iniciativa de Transparencia en la Industria Extractiva (EITI), por ejemplo, requiere a los países miembros la publicación de todos los pagos recibidos de empresas operadoras en su territorio, así como los ingresos registrados por el gobierno. Como parte de esta iniciativa, existe un comité con representantes gubernamentales, empresas y sociedad civil que determina el alcance de la publicación de información en cada país. Además de construir confianza en la información pública, esta iniciativa reconoce la necesidad de que todas las compañías (incluidas aquellas que no reportan a un regulador), publiquen información sobre los pagos que realizan a los Estados.

Esta demanda de transparencia fue retomada por la Ley de Reforma Financiera y Protección al Consumidor (Dodd-Frank Act) aprobada en Estados Unidos en 2010. La regla de publicación de información requiere un reporte detallado de los pagos realizados por compañías extractivas a los gobiernos en sus operaciones globales. En 2013, la Unión Europea actualizó sus directivas para incluir esta regla y los países miembros deben adecuar sus leyes para cumplir con ella. Actualmente, el Gobierno de Canadá está discutiendo la aprobación de una ley similar para requerir la publicación de información, desagregada por proyecto, sobre los pagos de las compañías a gobiernos alrededor del mundo.

5. Conclusiones

La reforma energética es una promesa de transformación para la industria petrolera en México. Sin embargo, es imposible evaluar su alcance y potencial sin antes conocer la legislación secundaria pendiente. La importancia del tema obliga a buscar ejemplos en la práctica internacional sobre la dirección que debería tomar la reforma al sector energético.

El principal reto para la reforma pendiente es transformar un monopolio estatal ineficiente en una industria donde la competencia entre múltiples actores favorezca la eficiencia. Para alcanzar este objetivo, la legislación secundaria necesita definir claramente los objetivos, funciones y responsabilidades de todos los actores. Además debe fortalecer a los organismos reguladores para enfrentar la responsabilidad de representar los intereses del Estado y regular una industria con nuevos jugadores. La consistencia entre la organización institucional, los principios legales y la regulación es fundamental para tener reglas claras, seguridad jurídica y estabilidad de los acuerdos.

La legislación secundaria debe reconocer la incertidumbre que caracteriza a esta industria y establecer reglas para desarrollar los recursos del subsuelo con objetivos de largo plazo. Este nuevo régimen legal debe cubrir todas las etapas de los proyectos, desde la asignación de licencias y los términos fiscales, hasta la rehabilitación del medio ambiente. Sin embargo, debe ser lo suficientemente flexible para enfrentar cambios tecnológicos y responder a variaciones del mercado, mientras mantiene los más altos estándares de rendición de cuentas.

La definición de los términos de las licencias y contratos debe seguir prácticas internacionales para evitar costos por complejidad administrativa. Al elegir entre los distintos tipos de mecanismos legales, se debe tener en cuenta que las licencias son más simples de administrar. Con éstas, el Estado puede mantener control sobre el desarrollo de recursos con reglas para aprobar planes de trabajo, requerimientos de inversión y restitución de áreas exploratorias. Por su parte, los contratos de producción compartida son, administrativamente, más complejos. Las reglas sobre recuperación de costos pueden reducir la renta petrolera y complicar el cálculo de los impuestos para los operadores.

El régimen fiscal debe equilibrar el objetivo de maximizar la renta con el de atraer inversión y tecnología. Esto significa que los términos fiscales tendrán que adecuarse a las particularidades de cada proyecto, por lo que es deseable un sistema flexible. Es necesario anotar que ningún Estado utiliza sólo un instrumento para maximizar la renta, la mayoría combina bonos, regalías e impuestos para asegurar ingresos en todas las etapas de un proyecto. Tampoco existe un régimen fiscal ideal.

Para asignar derechos de exploración y producción, las subastas o rondas de licitación son el mecanismo más transparente y objetivo; también son una herramienta de maximización de la renta. Las reglas de asignación se deben conocer por adelantado y el proceso debe ser abierto; es importante definir claramente los bloques y los términos de los contratos y licencias. El gobierno tendrá que asumir el compromiso de atraer y seleccionar a los operadores más eficientes para el largo plazo.

Es necesario crear y actualizar el marco normativo para garantizar la seguridad industrial y protección al medio ambiente en todas las actividades petroleras. La legislación del sector debe tener como principio la evaluación y discusión pública de los impactos ambientales y sociales, antes de aprobar el desarrollo de proyectos.

La certidumbre de que los recursos son administrados con integridad, transparencia y rendición de cuentas es la mejor garantía de estabilidad y seguridad para los inversionistas. La transparencia genera las bases para un sector competido en el que sea atractivo invertir, con certidumbre jurídica y estabilidad de largo plazo. Al evitar la corrupción, se incentiva la participación de los actores más eficientes, generando beneficios para el país. El acceso a información confiable y oportuna sobre el uso y beneficiarios de la renta petrolera será crucial para el apoyo social a esta reforma.

Algunos temas por definir en la legislación secundaria

Antes de que se conozca la legislación secundaria en materia energética, quedan muchas dudas sobre aspectos puntuales del sector que no fueron delineados en el dictamen de la reforma constitucional y que requieren ser aclarados tanto en las leyes reglamentarias, como en la regulación posterior.

La necesidad de que la reforma energética tenga resultados tangibles en inversión, producción y empleo en el plazo más corto posible, tiene como riesgo el apresurar el proceso sin atender cuestiones que pueden complicar su implementación.

Oleoductos

Se requieren reglas y mecanismos para que los nuevos proyectos de inversión privada puedan hacer uso de la infraestructura de ductos y almacenamiento que actualmente es propiedad de Pemex. Es importante tener claridad sobre las reglas de interconexión para atraer inversión a los proyectos de *upstream*, particularmente, en áreas cercanas a los desarrollos de la empresa, ya que sin estas reglas, los operadores privados no podrán sacar su producto para su posterior comercialización.

Comercialización

La comercialización del crudo de proyectos bajo contratos de utilidad y producción compartida, así como de licencias, es fundamental para que éstos sean rentables. Resulta obvio que el esquema de comercialización debe ser uno abierto, en el que cada operador sea responsable de comercializar su crudo, y no un esquema centralizado a cargo de un ente del Estado, como sucede actualmente. La legislación secundaria debe ser explícita al respecto.

Gasolinas

Se requieren normas y regulaciones para otorgar permisos de importación de gasolinas, dejando claramente establecido que Pemex Refinación ya no será el único obligado para importarlas, aun si se mantiene el esquema actual de franquicias de gasolineras.

Propiedad de la tierra y derechos de vía

Para atraer inversión y lograr un sector energético competido es fundamental alinear los derechos del Estado, el operador y los propietarios de la tierra. En México, el 54 por ciento de la tierra es de propiedad social (ejidal y comunal), de acuerdo con el INEGI, y aún hay mucho por hacer en términos de brindar certidumbre sobre la propiedad de la tierra y los procedimientos para asegurar derechos de vía.

Contar con reglas claras de transferencia de la propiedad de la tierra es una de las condiciones más importantes para dar certidumbre e incentivar la inversión. En este sentido, la legislación secundaria debe dar luces sobre el diseño de las rondas de licitación de manera que, para cada una de ellas, se establezcan criterios de compensación por el uso de la tierra. Una posibilidad es mediante la fijación de mínimos y máximos según el tipo de yacimiento, proyecto, producción y región, aprovechando el poder del Estado para negociar con las comunidades involucradas.

También es necesario adecuar la legislación agraria—al menos en lo referente a las zonas con potencial de hidrocarburos—y definir los criterios de compensación por el uso de la tierra con fines de exploración, explotación, producción, transporte y distribución de petróleo y gas. Estos criterios deberán estar expresados como mínimos y máximos.

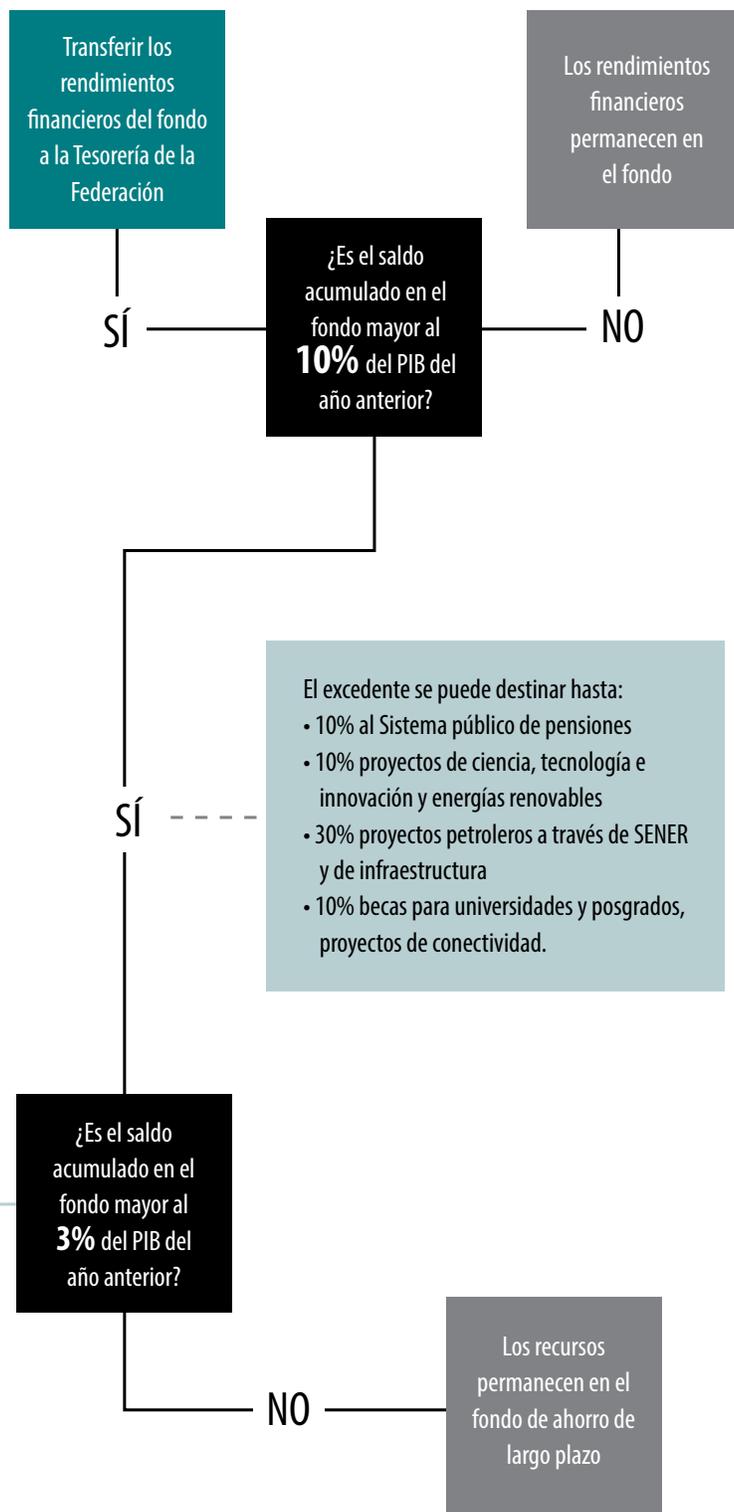
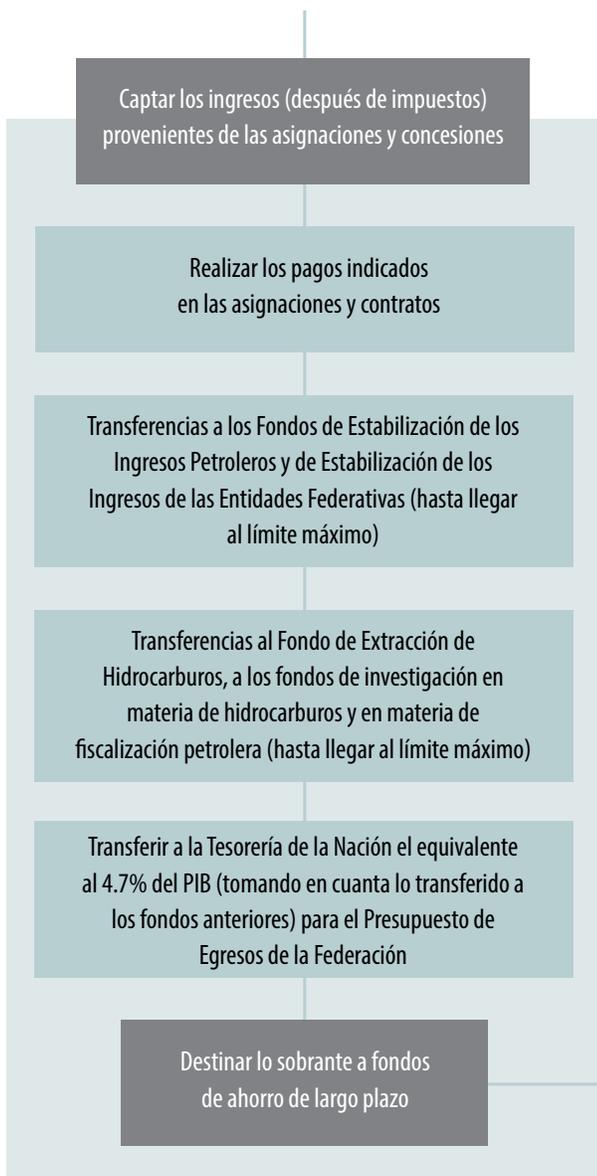
Anexos:

I. Legislación secundaria de acuerdo con el Decreto de Reforma Constitucional y calendario de presentación de iniciativas.

2 0 1 3		2 0 1 4				2 0 1 5	
DICIEMBRE 18	DICIEMBRE 20	MARZO 21	ABRIL 21	SEPTIEMBRE 21	DICIEMBRE 21	ABRIL 21	DICIEMBRE 20
Decreto de Reforma Constitucional	Entrada en vigor del Decreto	<p>PEMEX presenta a consideración de la SENER, la lista de campos que desea explorar y explotar, en el marco de la ronda cero.</p> <p>↓</p> <p>PEMEX debe acreditar que cuenta con las capacidades técnicas, de ejecución y financieras para extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva.</p>	<p>El Congreso de la Unión promulgará la legislación secundaria:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ley reglamentaria al artículo 27 (modalidades de contratación (de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia). 2. Mecanismos de transparencia en materia de contratos y asignaciones. 3. Atribuciones para SENER, CNH, CRE, SHCP. 4. Contratación de particulares para el financiamiento, instalación, mantenimiento, etc. de infraestructura necesaria para la transmisión y distribución de energía. 5. CNH y CRE se convierten en órganos reguladores coordinados en la materia con personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión; disponer de los de los ingresos derivados de las contribuciones y aprovechamientos por sus servicios en la emisión y administración de los permisos, autorizaciones, asignaciones y contratos y servicios relacionados con el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. 6. Adecuaciones en materia del límite máximo del fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros y del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización. 7. Establecer reglas de nombramiento y remoción de comisionados de CNH y CRE 8. Mecanismos de regulación para las empresas productivas del Estado 9. Establecer mecanismos y criterios de sanción para personas físicas y morales involucradas en las actividades del sector que busquen influir en las decisiones de un funcionario público para obtener beneficios personales. 10. Regular el reconocimiento, la exploración y la explotación de recursos geotérmicos para el aprovechamiento de la energía del subsuelo para generar energía eléctrica o destinarla a usos diversos. 11. Crear la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. 	<p>SENER & CNH emitirá la resolución de las asignaciones a PEMEX para actividades de exploración y extracción especificando superficie, profundidad y vigencia y tomando en cuenta los aspectos definidos en el Decreto.</p>	<p>El Congreso de la Unión promulgará leyes de protección y cuidado del medio ambiente en los procesos en los que intervengan empresa productivas del Estado, los particulares o ambos.</p> <p>En materia de electricidad, la ley establecerá a los participantes de la industria eléctrica obligaciones de energías limpias y reducción de emisiones contaminantes.</p> <p>SENER deberá incluir en el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía una estrategia de transición para uso de tecnologías y combustibles más limpios.</p>	<p>Ejecutivo Federal crea por Decreto el Centro Nacional de Control del Gas Natural y el Centro Nacional de Control de Energía</p>	<p>Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) deben convertirse en empresas productivas del Estado.</p>
				<p>Una vez reglamentadas las modalidades de contratación SHCP debe constituir y establecer los mecanismos de funcionamiento del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.</p>			

II. Flujo de los ingresos petroleros según la reforma energética para el funcionamiento del Fondo Mexicano del Petróleo para la estabilización y el desarrollo.

Funcionamiento del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo



El FMPED está sujeto a obligaciones de transparencia y deberá publicar información financiera de las asignaciones y contratos, así como el destino de los ingresos.

Nota: En caso de caída de los ingresos públicos (por disminución en PIB, precio del petróleo o producción petrolera) y agotamiento del Fondo de Estabilización, la Cámara de Diputados podrá aprobar, con dos tercios de la votación, el uso de ahorros de largo plazo.

III. Principales necesidades de política y legislación en cada etapa de desarrollo del sector petrolero.

Etapa	Objetivos de política	Definiciones legales necesarias
Definición de objetivos y política	<ul style="list-style-type: none"> • La gobernabilidad del sector necesita una clara división de funciones en tres temas: definición de política, decisiones de regulación y operaciones comerciales. • Definir claramente las funciones, atribuciones y responsabilidades de la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Pemex. 	<ul style="list-style-type: none"> • La propiedad de los recursos naturales y los objetivos que persigue el Estado al desarrollarlos; • La autoridad para negociar contratos; • Las reglas para asignar licencias y contratos; • Los mecanismos para ejecutar la ley y decisiones legales; • Penas y multas por incumplir leyes y reglas; • Definir a la autoridad fiscal con responsabilidad para recibir pagos e impuestos por la extracción de hidrocarburos, así como las reglas para calcularlos; • Definir las reglas para aprobar permisos de perforación o desarrollo.
Asignación de licencias o contratos	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer reglas para asignar licencias y contratos, con el objetivo de seleccionar a los mejores operadores para el largo plazo. • Maximizar la renta petrolera mediante un proceso transparente y competitivo. • Definir los términos fiscales para otorgar derechos para explorar y desarrollar reservas de hidrocarburos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Definir las condiciones para autorizar trabajos para explorar, desarrollar, producir y procesar hidrocarburos. Debe incluir un proceso de consulta pública y las decisiones deben considerar el impacto ambiental, social y cultural. • Definir áreas cerradas a la actividad petrolera y minera, así como áreas sujetas a controles especiales o condiciones especiales, a fin de proteger patrimonio ambiental, social o cultural. • Definir derechos de paso, ingreso, salida, uso; mecanismos de resolución de disputas por derechos en conflicto; así como la relación entre derechos del subsuelo y de la superficie.
Exploración	<ul style="list-style-type: none"> • Generar información geológica y geofísica necesaria para definir la estrategia de apertura de licencias. • Adquirir toda la información generada por la actividad exploratoria y concentrarla en los órganos regulatorios. 	<ul style="list-style-type: none"> • Definir el proceso para autorizar perforaciones exploratorias. • Derechos y obligaciones para realizar actividades de exploración y producción. Entre otros: <ul style="list-style-type: none"> • Extensión de las áreas de exploración y producción • Periodo de duración de los derechos para explorar y producir; • Reglas para renovar los derechos de exploración y producción; • Reglas para unificar campos cuando distintas licencias se encuentren sobre una misma reserva; • Cancelaciones o terminaciones de los derechos; • Reglas para el abandono de áreas en un bloque; • Programas de trabajo y mínimos de inversión aceptables; • Requerimientos de reportar operaciones a la autoridad responsable; • Transferencia de derechos y préstamos con garantía de las concesiones; • Tarifas por áreas.
Evaluación	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer si los hidrocarburos son recuperables, mediante estudios de factibilidad y con planes de desarrollo con estimaciones de costo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Antes del desarrollo de un proyecto, se deben definir reglas para la protección del medio ambiente. Entre otros, la ley debe requerir: <ul style="list-style-type: none"> • Evaluación de impacto ambiental, social y cultural; • Mitigación del impacto ambiental, social y cultural; • Monitoreo y reportes de cumplimiento; • Asignar responsabilidad financiera por abandono y rehabilitación al final de un proyecto; • Planes y mecanismos de respuesta a accidentes; • Seguros o establecimiento de un fondo de contingencia ambiental.

Etapa	Objetivos de política	Definiciones legales necesarias
Desarrollo	<ul style="list-style-type: none"> • Contar con reglas claras para la selección del plan de desarrollo y contratistas para el proyecto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reglas para aprobar licencias de producción. En Noruega, el plan de desarrollo se somete a discusión pública en esta etapa y el permiso de producción se vota en el Parlamento. • Los estudios de impacto deben discutirse y aprobarse antes de comenzar la perforación de desarrollo y comenzar la construcción del equipamiento para producción, almacenaje y transporte.
Producción	<ul style="list-style-type: none"> • Gestionar los recursos con criterios de sustentabilidad y generación de beneficios de largo plazo. • Maximizar la renta petrolera. 	<ul style="list-style-type: none"> • Definir los términos fiscales para las actividades de exploración y producción antes de la asignación de licencias y contratos. Incluir reglas para: <ul style="list-style-type: none"> • Regalías; • Recuperación de costos y división de producción adicional; • Tasas impositivas al ingreso corporativo y la base para calcularlo; • Impuestos especiales al petróleo; • Otros impuestos y derechos, incluido impuestos de importación; • Incentivos para producción de gas y otros incentivos; • Reglas para depreciación y delimitación de proyectos para fines fiscales; • Participación del estado como socio en un proyecto. • Establecer mecanismos para aprobar técnicas de recuperación secundarias y terciarias. • Definir si el Estado ofrecerá cláusulas de estabilidad.
Rehabilitación	<ul style="list-style-type: none"> • Gestionar los recursos con criterios de sustentabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • A final de la vida de un proyecto o campo (en términos económicos cuando el costo de producción es igual al ingreso generado) se toma la decisión de abandonar. Es necesario que exista un plan para de-comisionar el equipo y realizar cualquier tarea de limpieza o rehabilitación.

IV. Definición de algunas herramientas fiscales comunes en la industria petrolera.

1. **Bonos a la firma del contrato:** pagos fijos únicos (o en etapas) que se realizan al momento en que se asigna un contrato o licencia. Algunos países utilizan los bonos para decidir la asignación de la licencia para explorar un área a partir de la mejor propuesta en una subasta. En ausencia de otros impuestos, los bonos representarían el valor presente de los beneficios que la compañía espera obtener por los recursos que licitan.⁴⁹ Por ello, el monto de los bonos aumenta en áreas donde la información geológica existente es abundante y con mayor certidumbre sobre la probabilidad de éxito.⁵⁰ La competencia por un bloque o área también tiende a incrementar el monto de los bonos. Los bonos pueden verse como un costo hundido para los operadores, pero para el Estado son una buena forma de minimizar riesgos, pues el pago de bonos es independiente de qué tan fructífera sea la exploración y el desarrollo de un yacimiento. El costo de oportunidad para el gobierno es que el bono, al ser un pago inicial único, es un ingreso insensible a los aumentos en los rendimientos de las compañías debido a costos de producción decrecientes o cambios en los precios del petróleo.⁵¹ Los bonos pueden variar en monto. En 2006, la empresa Sinopec ofreció \$1.1 mil millones de dólares al gobierno de Angola⁵² por dos bloques, el mayor bono en la historia. En 2013, Petrobras pagó al gobierno brasileño casi \$600 millones de dólares por más de 30 bloques.
2. **Bonos de producción:** Además de los bonos pagaderos al momento de obtener un contrato o licencia, el Estado puede cobrar bonos en otras etapas del proyecto. Los bonos de producción pueden cobrarse una vez que la producción ha iniciado, o cuando se alcanza cierto nivel de producción diaria o de producción acumulada.⁵³ Ejemplos de esto son Libia y Polonia en operaciones en tierra o Kazajstán y Malasia en perforaciones submarinas.⁵⁴
3. **Regalías (o derechos):** Las regalías son un pago al dueño de los recursos, calculadas con referencia al volumen o valor de la producción total, antes de deducir cualquier costo. Las regalías pueden ser un porcentaje fijo de la producción o ser calculadas con una escala, sus porcentajes pueden ser determinados en la subasta para asignar derechos o establecidos de antemano por la ley. El pago de las mismas se puede hacer en efectivo o en especie con un porcentaje de la producción. A diferencia de los bonos a la firma del contrato, las regalías dependen de la producción, por lo que con este tipo de pago las compañías y el Estado comparten el riesgo de la exploración. Desde el punto de vista de las compañías, las regalías son un costo, por lo que tasas excesivas pueden disuadir la inversión o convertir pozos marginales en operaciones económicamente inviables.

El pago de regalías inicia con la producción a pesar de que el operador todavía no recupere costos u obtenga utilidades. Un factor relevante es el punto en el que se determinan las regalías. Este puede ser a boca de pozo (común en EE.UU.), en el punto de medición del campo, en la frontera del bloque o en la terminal desde la que se exportará. El método para calcularlas variará dependiendo del arreglo; es decir, si las regalías se determinan después del punto de venta del crudo, se deben deducir los costos de transporte antes de determinar el valor de las regalías. Esto requiere que el Estado desarrolle capacidades para monitorear que los costos deducibles no sean excesivos, si desea maximizar su ingreso.⁵⁵ Las regalías tienen dos ventajas principales para el Estado: son una forma de garantizar ingresos desde que inicia la etapa de producción y, al estar basadas en ingresos o producción brutos, protegen contra deducciones excesivas de costos. Para las empresas, las regalías son deducibles de impuestos.⁵⁶

- a) **Regalías fijas:** se determina un porcentaje del petróleo producido a pagar. Este tipo de regalías pueden mermar las utilidades de las compañías cuando el proyecto no es muy productivo o acelerar el abandono de un campo cuando la producción empieza a declinar.
 - b) **Regalías a escala variable:** se han vuelto más comunes para resolver los problemas de las regalías fijas. La escala variable toma en cuenta distintos niveles de rentabilidad por medio de otras variables (nivel de producción, producción acumulada, “factor R”, precios, tasas de retorno, profundidad o calidad del petróleo extraído).⁵⁷
4. **Impuestos al ingreso corporativo (CIT, por sus siglas en inglés):** este impuesto se aplica al ingreso neto (o ganancias) de la empresa. Generalmente este impuesto es igual al que pagan otras industrias por hacer negocios, aunque algunos países como Irlanda, Nigeria y Trinidad y Tobago, aplican una tasa mayor para la industria petrolera.⁵⁸ El CIT es una tasa fija—el promedio mundial va del 25 al 35 por ciento (aunque Nigeria puede cobrar hasta 85 por ciento en ciertas operaciones)⁵⁹—y su monto está sujeto a deducciones por depreciación y otros créditos fiscales.

En este tipo de impuestos, el Estado comparte un nivel más alto de riesgo con las empresas, pues los ingresos gubernamentales dependen del nivel de rentabilidad de los proyectos, así como de la cantidad de deducciones y créditos de las compañías.⁶⁰ Por ello, lo ideal, es combinarlos con un esquema de regalías. A diferencia de otros pagos como regalías o bonos que se realizan al Estado como propietario de los recursos, el CIT tiene como base la idea de que las compañías petroleras deben pagar impuestos al ingreso

como cualquier otra empresa. Para limitar deducciones excesivas, algunos Estados tienen reglas específicas para calcular el valor del impuesto al ingreso corporativo. La más importante es limitar las ganancias, pérdidas, costos y deducciones a un área específica o “*ring fencing*” como se llama en inglés. De esta manera, para fines fiscales se contabilizan sólo las operaciones de una compañía dentro de un área específica. Por ejemplo, el Reino Unido considera sólo operaciones en aguas profundas, Indonesia y Túnez el área de la licencia, y Angola sólo el área en desarrollo.⁶¹ Lo contrario de la delimitación de un área es la consolidación, cuando las actividades de una compañía en múltiples áreas de licencia u operativas son tratadas para fines fiscales como un área combinada.

5. **Porcentaje de la producción:** todos los contratos de producción compartida se basan en el mismo concepto, el Estado como propietario de los recursos contrata a una compañía petrolera para realizar actividades de exploración y producción. Los operadores emprenden estas actividades por su cuenta, aceptando el riesgo geológico, pero si la exploración es exitosa y se alcanza la producción de petróleo, tienen derecho a recuperar los costos incurridos. El porcentaje de la producción restante después de la recuperación de costos se divide de acuerdo con las reglas establecidas entre el gobierno y la compañía petrolera.
 - a. **Recuperación de costos (*cost oil*):** todos los contratos de producción compartida definen un porcentaje de la producción destinado a recuperar los costos de exploración y desarrollo.
 - b. **Límite de recuperación de costos:** en la mayoría de los casos el porcentaje destinado a recuperar costos está sujeto a un límite máximo (*cost oil limit*), a fin de evitar que toda la producción se destine a recuperar costos al inicio del proyecto. En Angola el límite de recuperación de costos se fija en 50 por ciento de la producción bruta. Para las compañías, un límite alto es preferible, pues les permite recuperar costos más rápidamente. Esto puede ser favorable para el gobierno si desea atraer inversión. Algunos estados no imponen límites a la recuperación de costos ni reglas para la depreciación, pero a cambio incluyen una regalía que se paga sobre la producción bruta y funciona como un límite a la recuperación de costos.
 - c. **Porcentaje de utilidad petrolera (*profit oil*):** La producción restante después de deducir los costos (y en muchos casos las regalías también) es la utilidad o *profit oil*. El contrato define las reglas para dividir esta parte de la producción entre el Estado y los inversionistas como un porcentaje. Este porcentaje se acuerda en cada proyecto, puede ser definido por una subasta al momento de asignar la licencia o contrato, y puede fijarse

también en una escala móvil que depende de la producción. La mayoría de Estados prefieren definir los porcentajes en términos de tasas de producción, aunque algunos recurren a tasas de retorno o índices como el “factor R” (ingresos acumulados del proyecto/costos acumulados del proyecto). El porcentaje de producción es más sencillo de monitorear, pero puede ser insensible a cambios en los precios, con lo que se pierden ingresos potenciales para el Estado.⁶²

6. **Participación estatal:** además de ser dueños de los recursos, en ocasiones los Estados participan también como socios inversionistas con las compañías en el desarrollo de un proyecto. El representante del Estado, a menudo la compañía nacional, recibe un porcentaje de las utilidades de acuerdo a su participación en el consorcio de inversionistas. Tres temas merecen especial atención en este caso:
 - a. Qué porcentaje tiene la compañía nacional en el proyecto: la mayoría de los Estados tienen un porcentaje fijo para la participación en el consorcio. Este porcentaje varía mucho, por ejemplo, en Indonesia es 10 por ciento, en Brasil 30 por ciento en aguas profundas,⁶³ en Túnez 50 por ciento, en Venezuela 51 por ciento, y en Abu Dabi 60 por ciento. La participación estatal es un desincentivo para los inversionistas, ya que asumen todos los costos, pero comparten las ganancias.⁶⁴
 - b. Cuándo inicia la participación estatal: un Estado puede elegir participar desde el inicio de la exploración, pero en ese caso la compañía nacional se enfrenta a la necesidad de pagar su parte de los costos antes de iniciar la producción y debe asumir el riesgo de la exploración. La alternativa es que el Estado retenga una opción para participar una vez que se declara comercial un descubrimiento o en la fase de desarrollo. A diferencia de los casos en los que la empresa nacional tiene participación desde el inicio, aquí el riesgo es nulo, pues el Estado puede decidir si entrar o no una vez que se sabe si el proyecto es rentable.⁶⁵
 - c. Qué costos del proyecto tendrá que cubrir la compañía nacional: en general existen tres tipos de participación:
 - i. Participación plena: en la cual la compañía nacional asume un porcentaje de todos los costos, como cualquier otro miembro del consorcio. Usada en Noruega, sobre todo, en proyectos con grandes expectativas de rentabilidad.
 - ii. Carga de interés parcial (*partial carried interest*): los inversionistas asumen todos los costos incurridos

antes de que la compañía nacional decida participar, pero una vez que se ejerce la opción de participación el Estado paga una parte de los costos ya incurridos. El pago de costos se puede hacer con un porcentaje de la producción destinado al Estado. Indonesia y Uganda utilizan este tipo de participación.

- iii. **Carga de interés total (*full carried interest*):** los inversionistas asumen todos los costos incurridos antes de la opción de participación y no existe recuperación de costos. Camerún y Trinidad y Tobago han utilizado esta forma de participación.

En todos los casos, las compañías nacionales son responsables de su parte de los costos una vez que la opción de participar es ejercida. En algunos países, esto puede ser un problema si la compañía nacional no tiene fuentes de financiamiento disponibles o confiables. Nigeria es un caso extremo en el cual la compañía nacional constantemente recurre a préstamos de las compañías petroleras internacionales para cubrir su parte de los costos. Esta situación trae una desventaja para el Estado: la extracción de renta no es la más eficiente pues la compañía nacional tiene que cubrir costos de operación con recursos que podrían utilizarse para otros fines más productivos o socialmente más deseables. Además, este tipo de arreglos crea un conflicto de interés entre las actividades empresariales del gobierno y las de regulador y supervisor de medidas ambientales o laborales.⁶⁶ Las principales razones de los Estados para participar como socios son el deseo de capturar un porcentaje de ganancias extraordinarias, pero también para facilitar intercambio de tecnología o para tener mayor información sobre las funciones de costos de un proyecto.

- 7. **Impuestos especiales a la renta:** este tipo de impuestos son motivados por el deseo de capturar la renta de un proyecto pero sin crear desincentivos a la inversión. Estos impuestos intentan capturar un porcentaje de las utilidades que están por encima de una tasa de retorno igual al costo de oportunidad del capital para las compañías petroleras. Si un Estado usara sólo impuestos especiales, recibiría ingresos después de descontar todos los costos y depreciación, y podría no recibir ningún ingreso en proyectos poco productivos. En muchos casos, los Estados los combinan con regalías y un impuesto al ingreso corporativo (CIT). Para que este impuesto funcione, cada área de producción o licencia debe ser delimitada para evitar que los costos de un área se usen para deducir impuestos en otra. Aunque en teoría estos impuestos son ideales, en la práctica no han resultado significativos para los ingresos del gobierno.⁶⁷ Las principales dificultades estriban en definir la tasa de retorno para determinar el impuesto. Si la tasa es muy alta, es probable que el impuesto nunca se aplique o que se convierta en un incentivo para que las

compañías incrementen sus costos y deducciones para reducir su carga fiscal; si es muy baja, puede reducir la inversión.

En algunos casos, esta forma de impuestos se orienta a capturar ganancias extraordinarias como resultado del aumento en los precios del petróleo o en la producción. Algunos impuestos convencionales (regalías determinadas con un factor R, tasa interna de retorno (IRR) o con escalas) pueden ser sensibles al aumento en los ingresos. Otros ejemplos son:

- a) En Brasil la “participación especial” es un porcentaje del ingreso bruto, menos deducciones y depreciaciones, la tasa varía de 0-40 por ciento dependiendo de la ubicación, volumen de producción y año de producción. El efecto de esta participación es aumentar la recaudación cuando la producción aumenta.⁶⁸
- b) En Ghana los “Derechos por Petróleo Adicional” implican que, a medida que la tasa de retorno de las empresas aumenta, el Estado tiene derecho a una proporción mayor de la producción.⁶⁹
- c) En Argelia, cuando el precio por barril supera los 30 dólares, el Estado cobra una tasa adicional que va del 5 al 50 por ciento.⁷⁰
- d) En sistemas con una tasa de producción diaria (DROP-Daily Rate of Production), la participación del Estado aumenta a medida que la producción diaria alcanza niveles determinados.
- e) En sistemas basados en una tasa de retorno (ROR, Rate of Return), la participación del Estado se calcula a partir de los rendimientos acumulados del operador. Cuando el nivel de producción no supera un límite establecido, no se recauda ningún impuesto.⁷¹

8. Otros impuestos generales:

- a. **Valor agregado (IVA):** la práctica más común es gravar el IVA basado en el destino, de tal forma que las importaciones son gravadas pero las exportaciones tienen una tasa cero. En el caso de los hidrocarburos, el cobro de IVA se complica si la mayoría de la producción se destina a la exportación, pero al mismo tiempo existen necesidades de insumos y equipo. En ese caso las compañías tendrán constantemente derecho a reembolsos por IVA pagado en insumos para la exportación.⁷²
- b. **Impuesto a la Exportación:** la mayoría de países ha eliminado impuestos a la exportación, pero Rusia impone uno a las exportaciones de petróleo, gas natural y productos de petróleo.

Esta tarifa está ligada a los precios de petróleo en los Urales y se ajusta bimestralmente. Cuando el precio de petróleo cae por debajo de \$15 dólares, se cancela su cobro.⁷³

- c. **Impuestos ambientales:** prever cualquier daño al ambiente debe ser un tema central para el Estado. Algunos gobiernos utilizan primas de seguros por daño ambiental o establecen las sanciones que se impondrán en casos de daño. Otras optan por un impuesto general por el deterioro ambiental.
- 9. **Rentas de área:** Es el precio que se paga por el derecho al área de una licencia de petróleo o gas por un tiempo determinado. Las tasas por rentas son un componente con poco impacto dentro de los ingresos que obtiene el Estado. En Brasil, por ejemplo, las tasas a pagar por el derecho a explorar un área se definen caso por caso durante la ronda de licitación y dependen de las características geológicas y la ubicación de la cuenca. En general, los pagos por rentas de área se definen en la legislación petrolera.⁷⁴
- 10. **Contenido nacional:** aunque las políticas de contenido nacional no necesariamente generan flujo de ingresos para el Estado, se les considera una herramienta más en el arsenal fiscal. Muchos Estados establecen políticas ligadas a las actividades de la industria energética para desarrollar capital humano, manufacturas, crear empleos o asegurar la transferencia de tecnología. Detrás de estas políticas está la noción de que los recursos naturales de un país deben aprovecharse no sólo para obtener rentas sino también para el beneficio de la sociedad y una de las mejores maneras de lograrlo es incrementando sus capacidades, asegurando la oferta local de productos y creando nuevas empresas nacionales. Uno de los casos más exitosos de política de contenido nacional es Noruega. Algunas de las políticas más exitosas de este país incluyen:
 - a. **Investigación y desarrollo:** son estímulos para que las empresas internacionales trabajen junto con las nacionales en temas de investigación y desarrollo.
 - b. **Compromiso de transferencia tecnológica:** son uno de los criterios principales para el otorgamiento de licencias a compañías internacionales.
 - c. **Desarrollo de una cadena de suministro:** las empresas nacionales que forman parte de la cadena de suministro se convirtieron en líderes mundiales gracias a las políticas gubernamentales, por lo que muchas de las compañías extranjeras han preferido a Noruega como anfitrión para sus centros de investigación y desarrollo.⁷⁵⁷⁶

Sin embargo, algunos requerimientos de contenido nacional pueden ser excesivos o problemáticos cuando son inflexibles. En el caso de Brasil, los descubrimientos de reservas en la zona del Pre-Sal llevaron al gobierno a reforzar su política de contenido nacional. Estas reservas y sus retos—los campos se encuentran a 150 kilómetros de la costa, a una profundidad de 2 kilómetros, más un kilómetro de roca y 2 kilómetros de acumulaciones de sal—fueron vistos como una oportunidad para que las industrias brasileñas adquieran tecnología y conocimientos de punta.⁷⁷ El Estado brasileño demandó que Petrobras y Pre Sal Petróleo (PPSA) participen en todos los proyectos de la zona en *joint ventures* con empresas extranjeras, y que las empresas nacionales participaran en todos los proyectos de la zona, algo para lo que la industria local no estaba lista. Asimismo, se introdujeron requisitos para utilizar maquinaria brasileña en todos los proyectos. Como consecuencia, las acciones de Petrobras se desplomaron,⁷⁸ limitando los flujos de inversión para la empresa. En octubre de 2013 se hizo la primera subasta para desarrollar proyectos en el área. Aunque se esperaba que más de 40 empresas participaran en la subasta, sólo lo hicieron 11.⁷⁹

Notas

1. Silvana Tordo, Brandon S. Tracy y Nora Arfaa, "National Oil Companies and Value Creation." World Bank Working Paper 218, 2011, p. XI.
2. Deloitte, "Licensing Rounds: Reporting oil and gas biddings across the globe", <http://www.psg.deloitte.com/NewsLicensingRounds.asp>, consultado el 21 de marzo de 2014.
3. Glada Lahn, et. al., *Good Governance of the National Petroleum Sector*, Chatham House-University of Dundee, 2007,
4. *Ibid*, op. cit.
5. Los riesgos de captura de un ente regulador en el sector petrolero son ilustrados por un escándalo que llevó a la desaparición del *Mineral Management Service* de Estados Unidos en 2008. Charlie Savage, "Sex, Drug Use and Graft Cited in Interior Department", *The New York Times*, 10 de septiembre de 2008, http://www.nytimes.com/2008/09/11/washington/11royalty.html?pagewanted=all&_r=0, y "Interior Dept. scandal: Sex, drugs, energy deals probed at Denver office", *The Denver Post*, 10 de septiembre de 2008, http://www.denverpost.com/breakingnews/ci_10428441
6. Estos instrumentos se mencionan en el nuevo artículo 27 constitucional y el 4º transitorio del Decreto de Reforma.
7. Esta diferencia es significativa para la práctica contable de calcular "reservas" en los estados financieros de una compañía. En una licencia, los inversionistas pueden reportar hasta el 100 por ciento de la producción, si el pago de la regalía es en efectivo. En un contrato de producción compartida, los inversionistas pueden reportar como reservas sólo el porcentaje que les corresponde por recuperación de costos y de la producción neta.
8. Los recursos prospectivos son estimaciones de hidrocarburos existentes en áreas no exploradas que podrían extraerse en proyectos futuros. En México, se estima que estos recursos se encuentran principalmente en siete cuencas cercanas al Golfo de México; según la EIA, los recursos prospectivos mexicanos se concentran en gas de lutitas, colocando a nuestro país en el cuarto lugar de reservas a nivel mundial.
9. El Estado puede estar representado por un ministerio, como la Secretaría de Energía; por una agencia reguladora, como la Comisión Nacional de Hidrocarburos, o por una compañía nacional como Pemex. En algunos países, la compañía nacional es la única empresa con derecho a obtener licencias, pero establece contratos con compañías privadas.
10. Si la medición de la producción con fines fiscales no se realiza a boca de pozo, debe tomar en cuenta los costos de transporte desde el punto de producción.
11. En un contrato de servicios, el Estado contrata a un operador para realizar exploración y producción dentro de un área específica y por un tiempo delimitado. El operador recibe a cambio un pago fijo o variable. En este tipo de contrato, el estado mantiene la propiedad sobre los hidrocarburos en todo momento, a menos que el contrato estipule el pago "en especie" o un acuerdo para otorgar un derecho preferencial en la compra de la producción del gobierno. En su forma más limitada, los contratos de servicios son similares a los contratos con compañías de servicios, ingeniería o construcción. En un contrato de servicios todos los costos son deducibles, lo cual brinda a las compañías incentivos para desperdiciar recursos. Silvana Tordo, David Johnston y Daniel Johnston, "Petroleum Exploration and Production Rights, Allocation Strategies and Design Issues", *The World Bank Working Paper No. 179*, 2010, p. 10
12. Daniel Johnston, *International Exploration, Economics, Risk, and Contract Analysis*, Pen Well Corporation, Oklahoma, 2003, p. 298.
13. Emil M. Sunley, Thomas Baunsgaard y Dominique Simard, "Revenue from the Oil and Gas Sector: Issues and Country Experience." En *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries*, J.M. Davis, R. Ossowski y A. Fedelino, IMF, 2003, p. 163.
14. Según el artículo 33 de la Ley de Hidrocarburos de 2005 en Argelia, consultado en Irena Agalliu, *Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal System*, IHS-CERA, 2011, p. 178
15. Sunley et al., op. cit., p. 164.
16. Los pagos al Estado se calculan en función de ciertas variables como la rentabilidad del proyecto, la dificultad de las operaciones, el precio de los hidrocarburos, el volumen de producción, el tamaño de las reservas o la variación de los costos.
17. Este resumen utiliza varias fuentes señaladas con mayor detalle en el Anexo I, entre las principales: Johnston (2003), Sunley (2003) y Tordo (2010).
18. Sunley et al., op. cit., pp. 172-175.
19. Marcia Ashong, "Cost Recovery In Production Sharing Contracts: Opportunity For Striking It Rich Or Just Another Risk Not Worth Bearing?", University of Dundee, Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law Policy, 2010; Isabel Ghorst, "Oil group secures Kazakh agreement", *The Financial Times*, 14 de diciembre de 2011, disponible en: <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/7e81ac82-2663-11e1-9ed3-00144feabdc0.html#axzz2vxBYTKNt>, y Nariman Gizitdinov y Benjamin Rahr, "Kazakh Demand May Slow Eni's Kashagan Cost Recovery (Update1)", *Bloomberg.com*, 27 de noviembre de 2007, disponible en: <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=ayWR4mPWucrg&refer=energy>
20. Tengku Nathan Machmud, *The Indonesian Production Sharing Contract - An Investor's Perspective*, Kluwer Law International, July 1, 2000, pp. 13 y 135
21. International Monetary Fund, "Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation", 2012, p. 6.
22. La información sobre tamaño de bloques puede ser consultada en Boué (2006), p. 336; Daniel Johnston, "Impressive Libya Licensing Round Contained Tough Terms, No Surprises," en *Oil & Gas Journal*, 18 Abril 2005, disponible en: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-103/issue-15/exploration-development/impressive-libya-licensing-round-contained-tough-terms-no-surprises.html>; Petroleum Exploration and Production Authority, Yemen, Concession Map, disponible en: <http://www.pepa.com.ye/Concession/concession.htm>; Colin McClelland y Manuel Soque, *Angola Advised to cut Oil-Block Size to Generate More Tax*, *Bloomberg.com*. 4 de septiembre de 2013, disponible en: <http://www.bloomberg.com/news/2013-09-04/angola-advised-to-cut-oil-block-size-to-generate-more-tax.html>
23. Peter Cramton, "How Best to Auction Oil Rights" *Escaping the Resource Curse*. Ed. Macartan Humphreys, Jeffrey D. Sachs, Joseph E. Stiglitz. New York, NY: Columbia University Press, 2007. 114-151
24. Silvana Tordo, Daniel Johnston y David Johnston, "Petroleum Exploration and Production Rights: Allocation Strategies and Design Issues." *World Bank Working Paper 179*, 2010, pp. 12-17.
25. Tordo et al., op. cit., 2010, pp. 23-25
26. World Bank, "Towards Sustainable Decommissioning and Closure of Oil Fields and Mines: A Toolkit to Assist Government Agencies." *World Bank Multi-Stakeholder Initiative*, March 2010. http://siteresources.worldbank.org/EXTOGMC/Resources/336929-1258667423902/decommission_toolkit3_full.pdf
27. Environmental Protection Agency (EPA), Legislación aplicable para el Programa de manejo de emergencias, <http://www.epa.gov/OEM/lawsregs.htm#froprr>
28. Acta del 29 noviembre 1996, Ley 72, relativa a actividades petroleras, disponible en: <http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/>
29. Bureau Veritas, "Decommissioning on the UK Continental Shelf, an Overview of Regulations", 2011, disponible en: http://www.bureauveritas.com.mx/wps/wcm/connect/57fff3804a9e19d68e3e8f1c64ad0a9f/BV_Decommissioning+document_low+res-v3.pdf?MOD=AJPERES
30. Reino Unido, Ley Petrolera 1998, disponible en: <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1998/17>
31. Bureau of Ocean Energy Management, "The Reorganization of the Former Mineral Management System.", disponible en: <http://www.boem.gov/About-BOEM/Reorganization/Reorganization.aspx>
32. United States Environmental Protection Agency, <http://www.epa.gov/>
33. Norway Petroleum Safety Authority, <http://www.ptil.no>
34. Norway Petroleum Safety Authority, About Us, disponible en: <http://www.ptil.no/>

-
- about-us/category877.html
35. Department of Energy and Climate Change, <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>
 36. Environment Agency, <http://www.environment-agency.gov.uk/>
 37. Un ejemplo del detalle de la respuesta ante el derrame de petróleo en el Golfo de México en 2010, son las nuevas reglas de seguridad, prevención de desastres y respuestas para la reducción de daños en aguas profundas que incluyen: a) nuevos requisitos de instalación de la carcasa; b) nuevos requisitos de cementación; c) la verificación independiente de la capacidad de las válvulas de emergencia; d) nueva tubería de revestimiento y cementación de las pruebas de integridad; e) nuevos requisitos para la intervención submarina de las válvulas anti-exposición secundarias; f) pruebas de la función de estas válvulas; g) inspecciones de balanza de pagos y el mantenimiento; h) un ingeniero profesional registrado para certificar carcasa y requisitos de cementación; i) nuevos requisitos para la formación específica de control de pozos en aguas profundas. En: Department of the Interior, Bureau of Safety and Environmental Enforcement. Oil and Gas and Sulphur Operations on the Outer Continental Shelf—Increased Safety Measures for Energy Development on the Outer Continental Shelf.
 38. Logro de la EPA en 2013 relacionados con las industrias petroleras, disponible en <http://www2.epa.gov/enforcement/enforcement-annual-results-fiscal-year-fy-2013>
 39. Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental LGEEPA, Artículo 5.
 40. Guía para la presentación de la Manifestación de Impacto Ambiental de la industria del petróleo modalidad particular, disponible en: http://tramites.semarnat.gob.mx/Doctos/DGIRA/Guia/MIAParticularRiesgo/g_petrolera.pdf
 41. The North Dakota State Water Commission, *Facts About North Dakota Fracking and Water Use*, Febrero de 2014, disponible en: <http://www.swc.nd.gov/4dlink9/4dcgi/GetContentPDF/PB-2419/Fact%20Sheet.pdf>, p. 5
 42. Pennsylvania, Department of Environmental Protection, *Marcellus Shale*, disponible en: http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/marcellus_shale/20296
 43. Hart Resources Group, *Nigeria Extractive Industries Transparency Initiative: The Process of Licensing*, NEITI, November 2006, p. 20
 44. Tordo et. al., op. cit., 2011. p. 25 y Boué, op. cit. p. 337-338.
 45. Boué, op. cit., pp. 335
 46. Directorado Noruego del Petróleo, Permisos de excavación, <http://www.npd.no/en/news/Drilling-permits/>
 47. Perupetro, contratos y convenios vigentes, disponible en <http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/perupetro/site/Informacion%20Relevante/Contratos%20y%20convenios>
 48. Véase el portal Mapa Regalías en el sitio del Sistema General de Regalías de Colombia: <http://maparegalias.sgr.gov.co/#/> (en proceso de validación).
 49. Tordo et. al., 2009, p. 17
 50. Open Oil, Oil Contracts: How to read and understand them, p. 86
 51. FMI, op. cit. pp. 16, 18
 52. Agalliu, op. cit., p. 182
 53. Open Oil, op. cit. p. 86
 54. Agalliu, op. cit., p. 54.
 55. Open Oil, op. cit., p. 91
 56. Tordo et al., op. cit., 2010, p. 13.
 57. Open Oil, op. cit., p. 88.
 58. FMI, op. cit. p. 19
 59. Open Oil, op. cit. p. 92.
 60. Agalliu, op. cit., p. 109.
 61. Open Oil, op. cit., p. 92.
 62. Tordo, Silvana, *Fiscal Systems for Hydrocarbons Design Issues*, World Bank, 2007, p.43
 63. The Economist, “Cheap at the Price: Brazil’s Oil Auction”, October 26, 2013. Disponible en: <http://www.economist.com/news/americas/21588392-single-bid-vast-field-shows-weakness-brazils-state-led-approach-developing-its>
 64. Open Oil, op. cit., pp. 85-86
 65. Ibid., p. 114
 66. Tordo, op. cit., p. 44.
 67. Agalliu, op. cit., p. 61.
 68. Ibid, p. 184
 69. Ibid, p. 182
 70. Open Oil, op. cit., p. 101
 71. International Monetary Fund, op. cit., 2012, p. 17
 72. Johnston, op. cit., p. 368.
 73. Sunley et al., 2003, p. 167.
 74. Agalliu, op. cit., p. 185.
 75. Asamoah, Joe, *Norway: A Local Content Success Story*, en Oil and Gas IQ, disponible en: <http://www.oilandgasiq.com/strategy-management-and-information/articles/norway-a-local-content-success-story/>
 76. Asamoah, Joe, *Local Content in the Oil and Gas Industry*, en Oil and Gas IQ, disponible en: <http://www.oilandgasiq.com/strategy-management-and-information/articles/local-content-in-the-oil-and-gas-industry/>
 77. Aitor Pérez, *Inversión Extranjera sí, pero con contenido local: estrategias de desarrollo en Brasil (DT)*, Real Instituto el Cano, 31 de mayo de 2012, disponible en http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/web/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/america+latina/dt7-2012#_ftn10
 78. Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO), *Índice de competitividad internacional 2013. Nos cambiaron el mapa: México ante la revolución energética del Siglo XXI*, p.48
 79. The Economist, op. cit.
-

Bibliografía

- Agalliu, Irena. *Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal System*. Editado por Bureau of Ocean Energy Management, Bureau of Land Management U.S. Department of the Interior. Cambridge, Massachusetts: IHS-CERA, 2011.
- Ashong, Marcia. «Cost Cost Recovery In Production Sharing Contracts: Opportunity For Striking It Rich Or Just Another Risk Not Worth Bearing?» (University of Dundee, Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law Policy) 2010.
- Boué, Juan Carlos. *A Question of Rigs, of Rules and of Rigging the Rules? Upstream Profits and Taxes in the US Gulf Offshore Oil and Gas*. Oxford University Press, 2006.
- Bureau of Ocean Energy Management. *The Reorganization of the Former Mineral Management System*. s.f. <http://www.boem.gov/About-BOEM/Reorganization/Reorganization.aspx>.
- Bureau Veritas. «Decommissioning on the UK Continental Shelf, an Overview of Regulations.» 2011.
- Cramton, Peter. «How Best to Auction Oil Rights.» En *Escaping the Resource Curse*, de Jeffrey D. Sachs, Joseph E. Stiglitz. Macartan Humphreys, 114-151. New York: Columbia University Press, 2007.
- Decreto de Reforma a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. 18 de diciembre de 2013. <http://cdn.reformaenergetica.gob.mx/decreto-reforma-energetica.pdf>.
- Deloitte. *Licensing rounds, Reporting oil and gas bidding rounds across the globe*. s.f. <http://www.psg.deloitte.com/NewsLicensingRounds.asp> (último acceso: 21 de marzo de 2014).
- Department of the Interior, Bureau of Safety and Environmental Enforcement. «Oil and Gas and Sulphur Operations on the Outer Continental Shelf—Increased Safety Measures for Energy Development on the Outer Continental Shelf.» <http://www.bsee.gov/>. s.f. http://www.bsee.gov/uploadedFiles/BSEE/BSEE_Newsroom/Press_Releases/2012/AA02%20-%20Final%20Rule%208-10-12.pdf.
- Environmental Protection Agency (EPA). *Laws and Regulations*. s.f. <http://www.epa.gov/OEM/lawsregs.htm#fropr>.
- . «Logros de la EPA en 2013 relacionados con las industrias petroleras .» 2013. <http://www2.epa.gov/enforcement/enforcement-annual-results-fiscal-year-fy-2013>.
- Ghorst, Isabel. «Oil group secures Kazakh agreement.» *The Financial Times*, 14 de diciembre de 2011.
- Gizitdinov, Nariman, y Benjamin Rahr. «Kazakh Demand May Slow Eni's Kashagan Cost Recovery (Update1).» *Bloomberg.com*, 27 de noviembre de 2007.
- Hart Resources Group. *Nigeria Extractive Industries Transparency Initiative: The Process of Licensing*. NEITI, 2006.
- Instituto Mexicano para la Competitividad. «Nos cambiaron el mapa: México ante la revolución energética del Siglo XXI.» Índice de competitividad internacional 2013., México, 2013.
- International Monetary Fund. *Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation*. Prepared by the Fiscal Affairs Department, International Monetary Fund, 2012.
- Johnston, Daniel. «Impressive Libya Licensing Round Contained Tough Terms, No Surprises.» *Oil & Gas Journal*, abril 2005.
- . *International Exploration, Economics, Risk, and Contract Analysis*. Oklahoma: Pen Well Corporation, 2003.
- Lahn, Glada, Valérie Marcel, John Mitchel, Keith Myers, y Paul Stevens. *Good Governance of the National Petroleum Sector*. Londres: Chatham House (the Royal Institute of International Affairs), 2009.
- «Ley petrolera del Reino Unido.» 1998.
- Machmud, Tengku Nathan. *The Indonesian Production Sharing Contract - An Investor's Perspective*. La Haya: Kluwer Law International, 2000.
- McClelland, Colin, y Manuel Soque. «Angola Advised to Cut Oil-Block Size to Generate More Tax.» *Bloomberg.com*, 04 de septiembre de 2013.
- Norway Petroleum Safety Authority. s.f. <http://www.ptil.no>.
- Olsen, Willie, entrevista de Juan Carlos Quiroz. *Entrevista sobre su experiencia en INTSOK y la industria petrolera* (3 de febrero de 2014).
- Open Oil. *Oil Contracts: How to read and understand them*. 2012.
- Pennsylvania, Department of Environmental Protection. «Marcellus Shale.» s.f. http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/marcellus_shale/20296.
-

-
- Pérez, Aitor. «Inversión extranjera sí, pero con contenido local: estrategias de desarrollo en Brasil (DT).» *Real Instituto el Cano, estudios internacionales y estratégicos*. 31 de mayo de 2012. http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/web/riecano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/america+latina/dt7-2012#_ftn10.
- PeruPetro. www.perupetro.com.pe. contratos y convenios vigentes, <http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/perupetro/site/Informacion%20Relevante/Contratos%20y%20convenios>.
- Petroleum Exploration and Production Authority, Yemen. *Concession Map*. s.f. <http://www.pepa.com.ye/Concession/concession.htm>.
- Savage, Charlie. «Sex, Drug Use and Graft Cited in Interior Department.» *The New York Times*, 10 de septiembre de 2008.
- Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). «Guía para la presentación de la Manifestación de Impacto Ambiental de la industria del petróleo modalidad particular.» s.f. http://tramites.semarnat.gob.mx/Doctos/DGIRA/Guia/MIAParticularRiesgo/g_petrolera.pdf.
- Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). «Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental LGEEPA.» s.f.
- Staff, Denver Post. «Interior Dept. scandal: Sex, drugs, energy deals probed at Denver office.» *The Denver Post*, 10 de septiembre de 2008.
- Storting. «Acta del 29 de noviembre de 1996, No. 72, relativa a actividades petroleras.» s.f.
- Sunley, Emil M., Thomas Baunsgaard, y Dominique Simard. «Revenue from the Oil and Gas Sector: Issues and Country Experience.» En *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries*, de R. Ossowski y A. Fedelino J.M. Davis, 153-183. International Monetary Fund, 2003.
- The Economist. «Cheap at the Price: Brazil's Oil Auction.» *The Economist*, 2013.
- The North Dakota State Water Commission. «Facts About North Dakota Fracking and Water Use.» febrero de 2014. <http://www.swc.nd.gov/4dlink9/4dcgi/GetContentPDF/PB-2419/Fact%20Sheet.pdf>.
- Tordo, Silvana. *Fiscal Systems for Hydrocarbons Design Issues*. Washington, D. C.: World Bank, 2007.
- Tordo, Silvana, Brandon S. Tracy, y Nora Arfaa. *National Oil Companies and Value Creation*. Working Paper, 218, Washington, D.C: The World Bank, 2011.
- Tordo, Silvana, Daniel Johnston, y David Johnston. *Petroleum Exploration and Production Rights: Allocation Strategies and Design Issues*. Working Paper 179, World Bank, 2009.
- United Kingdom, Department of Energy and Climate Change. s.f. <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>.
- United States Environmental Protection Agency. s.f. <http://www.epa.gov/>.
- World Bank. «Towards Sustainable Decommissioning and Closure of Oil Fields and Mines: A Toolkit to Assist Government Agencies.» Multi-Stakeholder Initiative, 2010.



Instituto Mexicano para la Competitividad A.C.



Instituto Mexicano para la Competitividad A.C.

Instituto Mexicano para la Competitividad A.C.
Musset 32 • Col. Polanco • 11560 • México, D.F.

www.imco.org.mx



facebook.com/imcomx



[@imcomx](https://twitter.com/imcomx)



Instituto Mexicano para la Competitividad A.C.



www.imco.org.mx



[@imcomx](https://twitter.com/imcomx)



facebook.com/imcomx