

“REPORTE DE INVESTIGACIÓN EITI”

INICIATIVA PARA LA TRANSPARENCIA DE LAS INDUSTRIAS EXTRACTIVAS

SECTOR HIDROCARBUROS

PREPARADO PARA EL
INSTITUTO MEXICANO PARA LA COMPETITIVIDAD, A.C.

GONZALO MONROY
MÉXICO, NOVIEMBRE, 2016

INTRODUCCIÓN

La Importancia de los recursos naturales

Los recursos naturales, en especial aquellos derivados de las industrias extractivas como la minería o los hidrocarburos, son específicamente relevantes para los países que los albergan; las empresas dedicadas a su explotación y las comunidades donde se llevan a cabo dichas actividades. Para los gobiernos, los ingresos que se obtienen de las actividades extractivas – normalmente- representan un pilar fundamental en sus finanzas públicas. Las empresas ven en este tipo de proyectos rentabilidades que no se alcanzan, en proporción y magnitud, en otro tipo de industrias o actividades; mientras que las comunidades ven en viva voz y a ras de tierra, los efectos inmediatos de los proyectos como la derrama económica u otro tipo de externalidades.

Las inversiones necesarias para explotar esos recursos, así como las ganancias generadas por su posterior desarrollo y comercialización, tienen el potencial para ser una palanca del avance de los países que cuenten con los mismos. La importancia de las inversiones en recursos naturales radica principalmente en cuatro aspectos:

1. **Magnitud.** Las inversiones en las actividades extractivas demandan una cantidad considerable de dinero, desde la identificación de sitios prospectivos donde pudieran existir recursos a explotar hasta el desarrollo de dichas actividades en caso de haber un descubrimiento comercial. Tales inversiones, por su tamaño, tienen un peso considerable¹ en la economía de los países que ostentan dichos recursos.
2. **Horizonte de inversión.** Típicamente; descubrir, desarrollar y producir recursos naturales, ya sea de minería o de hidrocarburos, lleva bastante tiempo. Por lo mismo, las figuras legales más utilizadas, como la concesión -en el caso minero- o las asignaciones y contratos -en el de hidrocarburos- tienen una duración de entre 25 y 50 años, muchas veces con prórrogas que extienden dichos plazos.
3. **Irreversibilidad.** Un punto fundamental, producto de la naturaleza misma de los proyectos extractivos, es que las inversiones -sobre todo las de infraestructura- son sumamente inmóviles; es por esto que se consideran dichas inversiones como un costo hundido².
4. **Impacto en la economía nacional.** Debido a la alta rentabilidad del sector extractivo, los gobiernos obtienen cuantiosas rentas; ya sea en forma de regalías, derechos e impuestos que en su conjunto representan un ingreso fundamental para sus finanzas públicas.

Las rentas generadas por las actividades extractivas no son cosa menor. De ahí la importancia de asegurar que los pagos generados por las empresas sean efectivamente entregados al gobierno que los recauda y, a su vez, invierta de forma inteligente en el mejoramiento de la calidad de vida de sus habitantes, especialmente de aquellos donde ocurran dichos proyectos.

¹ Fondo Monetario Internacional, *Macroeconomic Policy Frameworks for Resource-Rich Developing Countries*, 1992. Disponible en: <https://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/082412.pdf>

² Según Mas-Collel et al, en su libro *Microeconomic Theory* (Oxford), un costo hundido es aquél costo incurrido en el pasado y que no puede ser modificado, evitado o recuperado.

¿QUÉ ES EITI?

La Iniciativa para la Transparencia en las Industrias Extractivas (EITI, por sus siglas en inglés) es un esfuerzo conjunto entre gobiernos, empresas y sociedad civil para la correcta supervisión de los recursos monetarios generados por la extracción de minerales e hidrocarburos. EITI nace en 2003, con el propósito de asegurar que los pagos que realizan las empresas extractivas, efectivamente, sean entregados al gobierno en total transparencia.

Este esfuerzo incluye la forma en que los gobiernos deciden desarrollar sus recursos, quiénes son los beneficiarios materiales de esas operaciones; cuáles son los regímenes fiscales y legales; cuánto es producido; cuánto es pagado; dónde se depositan dichas rentas y cuánta es la contribución a la economía. Incluyendo, de ser posible, el número de empleos asociados a dichos recursos naturales. Como se puede observar, EITI es una guía, con reconocimiento internacional, para ejercer de forma consistente la transparencia en estas actividades. De la misma manera, la participación de la sociedad civil, gobierno y empresas, permite un mejor diálogo e intercambio de ideas acerca de cómo desarrollar la industria extractiva, a fin de mejorar la calidad de las políticas públicas y su implementación.

Es importante subrayar que EITI, al ser solo una guía, permite que cada país decida el alcance de su reporte, aunque requiere un nivel mínimo de datos para poder ser considerado como país candidato, o en su caso, como país en cumplimiento de EITI.

Los requisitos mínimos de datos para un reporte EITI son³:

1. Supervisión del Grupo Multipartícipe nacional (GMn)
2. Marco Legal e Institucional
3. Datos de Exploración y Producción (E&P)
4. Recaudación de Ingresos (derivados de la actividad extractiva)
5. Distribución de Ingresos (derivados de la actividad extractiva)
6. Gasto Social y Económico
7. Consecuencias e Impacto
8. Cumplimiento y Fechas de Entrega para Países en Implementación

Los requisitos 2 al 6 se abordarán a mayor detalle a lo largo de este reporte.

EITI es una herramienta útil para que México, a raíz de su reforma constitucional en 2013, lleve de forma correcta y en completa transparencia el desarrollo de su nueva realidad, especialmente en hidrocarburos. El compromiso por la transparencia no es sólo un puñado de buenas intenciones para México; la reforma constitucional en materia de energía, la considera en un plano transversal; a lo largo y ancho de los cambios legales; en las atribuciones y capacidades de las autoridades; en los requerimientos de entrega de información por parte de las empresas y con la participación de las comunidades donde ocurran los proyectos. Así, y como se verá más adelante, EITI se alinea de muy buena manera con el compromiso de México hacia la transparencia.

³ Estándar EITI 2016, <https://eiti.org/node/4922>



La meta primaria de EITI es asegurar que los pagos que realicen las empresas, coincidan con los ingresos que recibe el gobierno por la extracción de hidrocarburos.

Requisito 2: Marco legal e institucional, incluyendo el otorgamiento de contratos y licencias.

2.1 Marco legal y régimen fiscal

Recientemente, el sector de hidrocarburos en México ha tenido una transformación radical al transitar de un monopolio estatal a una apertura total; con participación pública y privada -nacional y extranjera- en toda la cadena de valor. Además de cambiar la forma en que opera el mercado energético mexicano, se crearon nuevas instituciones -como la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente en el Sector de Hidrocarburos (ASEA) o el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP), además de ser otorgadas nuevas atribuciones y capacidades a las autoridades y reguladores existentes. Debido a este cambio, a nivel constitucional, vale la pena retomar cuál es el nuevo marco legal en el que opera el sector de hidrocarburos en México.

En diciembre de 2013, el Congreso Mexicano aprobó una reforma constitucional en materia de energía a los Artículos 25, 27 y 28 que, en resumen, preserva la propiedad de todos los hidrocarburos en el subsuelo mexicano mientras abre una variedad de esquemas para el desarrollo de esos recursos una vez extraídos. Como consecuencia de la reforma constitucional, en el año 2014, se aprobó la legislación secundaria que incluyó nueve leyes nuevas y modificaciones a doce existentes.

En el caso de EITI, cuyo alcance se limita a actividades extractivas, en este caso hidrocarburos, las leyes más relevantes se muestran a continuación (en negritas):

Leyes Nuevas

1. **Ley de Hidrocarburos,**
2. Ley de la Industria Eléctrica,
3. Ley de Energía Geotérmica,
4. **Ley de Petróleos Mexicanos,**
5. Ley de la Comisión Federal de Electricidad,
6. **Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética,**
7. **Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos,**
8. **Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo,**
9. **Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.**

Leyes Modificadas

1. **Ley Federal de Entidades Paraestatales,**
2. Ley de Adquisiciones y Arrendamientos y Servicios al Sector Público,
3. Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados a las Mismas,
4. Ley de Aguas Nacionales,
5. **Ley de Inversión Extranjera,**
6. Ley Minera,
7. Ley de Asociaciones Público – Privadas,
8. **Ley Federal de Derechos,**

9. **Ley de Coordinación Fiscal**,
10. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria,
11. Ley General de Deuda Pública,
12. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

Autoridades y entidades públicas reguladoras del sector de hidrocarburos

Una consecuencia natural de la nueva estructura del mercado fue la revisión y ampliación de las facultades y atribuciones de los órganos reguladores existentes, como la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), y de otras autoridades en la materia como la Secretaría de Energía, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y Secretaría de Economía (SE). De la misma forma, una innovación de la reforma del 2013 fue la creación de un ente regulador especializado en temas de seguridad industrial y protección al medio ambiente, la ASEA.

Estos cambios se ven reflejados, principalmente, en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Coordinados en Materia Energética y la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA).

En el caso de E&P, las autoridades relevantes y sus atribuciones son las siguientes:

Secretaría de Energía (SENER). Otorgará y/o modificará las Asignaciones de Pemex, o de cualquier otra empresa estatal en el ramo de su competencia. Encargada de seleccionar las áreas a ser licitadas y el tipo de contrato (junto con sus términos y condiciones técnicas) con la cual serán licitados los Contratos.

Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Definirá los términos fiscales aplicables a cada contrato, los valores mínimos aceptables para cada licitación, así como la captación del ISR, a través del SAT. Determina la fórmula del mecanismo de ajuste aplicable, así como la emisión de los lineamientos para el cálculo y registro de los costos, gastos e inversiones en contratos y asignaciones. De igual manera, tiene la facultad de verificar el correcto pago de contraprestaciones y otros derechos al Estado.

Secretaría de Economía (SE). Encargada de diseñar la metodología y la supervisión del cumplimiento de las metas de contenido nacional, a nivel general de industria, así como de los compromisos particulares en cada contrato.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). La CNH apoya técnicamente a la SENER para el otorgamiento y/o modificación de las Asignaciones así como supervisa el cumplimiento de los términos y condiciones que SENER impuso a la Asignatarios para la otorgación de las mismas. Respecto a los Contratos, la CNH llevará a cabo el proceso de licitación y suscribirá los Contratos ganados por los licitantes. Una vez firmados, es el ente del gobierno encargado de administrar dichos contratos. Los cambios no son menores. Hasta antes de la reforma, la CNH funcionaba más como un ente técnico encargado de dar opiniones a la SENER, con pocas facultades de sancionar a su único regulado, Petróleos Mexicanos.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA). Encargada de velar por la seguridad e integridad de las instalaciones y operaciones de E&P. Para ello, establecerá cuáles son los sistemas de

seguridad y protocolos necesarios para llevar a cabo las operaciones. Supervisará el cumplimiento de las mismas.

Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP). Fideicomiso creado por la SHCP y administrado por Banco de México para la captación de los recursos generados por los Contratos y los derechos generados por Asignaciones en los términos de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos⁴.

Un elemento fundamental derivado de la reforma, es que las autoridades antes mencionadas, incrementan sus capacidades de sanción en caso de incumplimiento, ya sea de la Ley o de los términos técnicos y/o fiscales de los Contratos. En el caso de SENER, SHCP y CNH, sus facultades para sancionar quedan establecidas en el Artículo 85 de Ley de Hidrocarburos. Para el caso de la ASEA, esa facultad se expresa en el Artículo 25 de sus propia Ley.

Nuevas formas de contratación

Antes de la reforma del 2013, bajo el mandato establecido en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en materia de Petróleo (LRACP), el Estado mexicano únicamente contaba con la figura de Asignaciones, a través de su empresa paraestatal Petróleos Mexicanos (Pemex), para explorar y explotar los hidrocarburos en territorio nacional. De igual forma, el régimen fiscal aplicable a los hidrocarburos nacionales se hallaba en el Capítulo XII de la Ley Federal de Derechos.

La reforma de 2013 cambia totalmente el panorama; la Ley de Hidrocarburos sustituye a la LRACP, estableciendo nuevas formas de contratación del Estado para explorar y desarrollar sus hidrocarburos. Igualmente, se abre la participación privada en todas las actividades de la cadena de valor. En el caso de la actividad extractiva, **Exploración y Producción (E&P)**, se preservan las Asignaciones, donde el Estado otorga de manera directa, y sin concurso, campos en producción y otras áreas exploratorias a Pemex, aunque abre la posibilidad de dárselas a otras empresas del Estado. En el caso de las Asignaciones, sólo se podrán utilizar los contratos de servicios.

Las nuevas formas de contratación (de forma resumida: los Contratos), contenidas en la Ley de Hidrocarburos⁵, incluyen, pero no se limitan a:

- Contratos de producción compartida,
- Contratos de utilidad compartida,
- Contratos de servicios,
- Contratos de licencia.

A diferencia de las Asignaciones -donde hay una adjudicación directa del Estado a una empresa estatal- los Contratos se celebrarán con empresas estatales, privadas, nacionales y/o extranjeras, de forma individual o en consorcio mediante licitación pública internacional. Este mandato de ley es congruente con el compromiso de lograr la mayor renta posible al Estado en un marco de total transparencia. En el mundo anterior a la reforma, Pemex llevaba a cabo sus propias licitaciones, absorbiendo todo el riesgo como operador, y sólo

⁴ Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, Artículo 52.

⁵ Ley de Hidrocarburos, Artículo 18.

pagaba en efectivo por las actividades realizadas por sus contratistas, independientemente del éxito o fracaso de las operaciones.

Nuevo Régimen Fiscal Diferenciado

Dado que el propósito de EITI es cotejar los gastos de las empresas con los ingresos del gobierno, es necesario revisar cuáles son las contraprestaciones a las que tiene derecho el gobierno, así como las erogaciones que tienen las empresas de E&P.

Con la nueva estructura de mercado se integró un nuevo régimen fiscal, contenido en la nueva Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Éste es diferenciado, pues considera una estructura para las Asignaciones y otro para los Contratos celebrados con terceros.

De acuerdo a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, se establece que el Estado tiene derecho a recibir las siguientes contraprestaciones, según aplique en cada contrato:

Contratos

Bono a la firma. Este bono se paga al suscribir el contrato con el Estado y se utiliza cuando éste necesita monetizar los hidrocarburos antes de ser extraídos y procesados. Regularmente, cuando el Estado exige cantidades altas por un bono a la firma, termina obteniendo menores recaudaciones en regalías y otros impuestos. A la fecha, el Estado mexicano no ha utilizado el bono a la firma en sus licitaciones de hidrocarburos, pero éste se puede utilizar como un criterio de desempate.

Cuota contractual para la fase exploratoria. Con el fin de prevenir que las áreas licitadas se encuentren inactivas, el Estado mexicano incluyó esta cuota, aplicable a las partes de las áreas contractuales que no se encuentren en fase de producción. Los pagos, para el año 2016, son los siguientes:

- Durante los primeros 60 meses de vigencia del contrato se pagarán \$ 1,150 pesos por kilómetro cuadrado;
- A partir del mes 61 de vigencia del contrato y en adelante, se pagarán \$2,750 pesos por kilómetro cuadrado.

Cabe señalar que estas cuotas se actualizarán anualmente en el mes de enero, de acuerdo a la inflación -Índice Nacional de Precios al Consumidor- del año inmediato anterior.

Regalías. Los contratos consideran el uso de regalías, con tasas diferenciadas según el tipo de hidrocarburo del que se trate. En el caso del petróleo, hay una regalía mínima de 7.5%, la cual se vuelve progresiva según el nivel de precios.

El gas natural tiene una regalía con tasa diferenciada si se trata de gas asociado (esto es, el gas natural que se produce en adición a la producción de petróleo) y el gas no asociado (gas natural en ausencia de petróleo). Para el gas asociado, la regalía aplicable es el precio del gas natural entre 100. Para el gas no asociado, existe una regalía de 0% cuando los precios sean menores a US\$ 5 dólares por millón de BTU, pero que se incrementa rápidamente al aumentar los precios del gas natural.

Para los condensados, hay una regalía mínima de 5%, la cual se vuelve progresiva según el nivel de precios.

Estas regalías son la base de los contratos y son adicionales a las regalías adicionales sobre la que licitan los potenciales interesados en obtener las áreas contractuales que licita el Estado.

Impuesto Sobre la Renta (ISR). Las empresas que hayan obtenido áreas contractuales están sujetas al ISR. Debido a la naturaleza de las inversiones en hidrocarburos, estas cuentan con porcentajes de deducción diferentes a los de la Ley del ISR, expresados en el Artículo 32 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. De igual manera, debido a los largos horizontes de inversión en aguas profundas, se permite la deducción de la pérdida fiscal en un período de 15 ejercicios fiscales hasta agotarlo.

Impuesto al Valor Agregado (IVA). Las actividades de exploración y producción contenidas en los Contratos generarán IVA. Sin embargo, las transacciones entre los Contratistas y Asignatarios con el FMP generarán IVA a una tasa de 0%.⁶

Mecanismo de Ajuste. Los contratos prevén un mecanismo de ajuste que le permita al Estado capturar la rentabilidad extraordinaria o no prevista originalmente en la licitación de los contratos. Hasta la fecha, el Estado ha optado por un mecanismo de ajuste basado en las tasas de rentabilidad de los proyectos, por lo que adquiere la responsabilidad de supervisar y monitorear las estructuras de costos de los proyectos. El artículo 10 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos establece que todos los contratos tienen que tener un mecanismo de ajuste, pero que se puede adecuar a las particularidades de cada contrato.

Es necesario aclarar que el Mecanismo de Ajuste no representa un pago, impuesto o derecho como tal, sino que es un ajuste a los demás pagos o regalías aplicables al esquema fiscal de los contratos.

Asignaciones

En una filosofía similar a la establecida en las contraprestaciones de los Contratos, el Estado recibirá las siguientes contraprestaciones de las Asignaciones.

Derecho por utilidad compartida. Este derecho es la columna vertebral del régimen de Asignaciones y se obtiene aplicando una tasa del 65%⁷ a la diferencia entre el valor de los hidrocarburos y las deducciones aplicables, descritas en el artículo 40 de la LISH. Sin embargo, estas deducciones están acotadas a un máximo, según el Artículo 41 de la LISH:

- 12.5% del valor anual de los hidrocarburos distintos al gas natural no asociado y sus condensados, en áreas terrestres y aguas someras (tirante de agua menor a los 500 metros de profundidad),
- 80% del valor anual del gas natural no asociado incluyendo, en su caso, condensados en campos de gas natural no asociado; y

⁶ Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, Artículo 33.

⁷ Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, Transitorios, Artículo 2. Para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 se aplicarán las siguientes tasas: 70%, 68.75%, 67.5% y 66.25% respectivamente.

- 60% del valor anual de los hidrocarburos distintos al gas natural no asociado y sus condensados, en el Paleocanal de Chicontepec⁸ y aguas profundas (tirante de agua superior a los 500 metros de profundidad).

En general, este derecho es muy similar al Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos (DOSD) del régimen fiscal anterior a la reforma, contenido en el Capítulo XII de la Ley Federal de Derechos.

Derecho por extracción de hidrocarburos. Este derecho en sí, es idéntico a la estructura de las regalías, con tasas diferenciadas por hidrocarburos y progresivas según el precio de mercado. Para recordar, en el caso del petróleo, hay una regalía mínima de 7.5%, la cual se vuelve progresiva según el nivel de precios. De igual forma, el gas natural tiene una regalía con tasa diferenciada si se trata de gas natural asociado y no asociado. Las tasas aplicables son las mismas que las de las regalías de los Contratos: para el gas natural asociado, la regalía aplicable es el precio del gas natural entre 100. Para el gas natural no asociado, la regalía será de 0% cuando los precios sean menores a US\$ 5 dólares por millón de BTU, pero que se incrementa al aumentar los precios del gas natural.

Derecho por exploración de hidrocarburos. Este derecho es comparable a la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria de los contratos, con la diferencia en que los derechos son ligeramente superiores a los exhibidos para los contratos:

- Durante los primeros 60 meses de vigencia del contrato, se pagará \$ 1,175.42 pesos por kilómetro cuadrado,
- A partir del mes 61 de vigencia del contrato y en adelante, se pagará \$2,810.78 pesos por kilómetro cuadrado.

Igual que en la Cuota Contractual, estas cantidades se ajustarán anualmente de acuerdo a la inflación.

Impuesto Sobre la Renta (ISR). Al igual que los contratistas, los asignatarios están sujetos al ISR. Sin embargo, en niveles de precios bajos la estructura del derecho por utilidad compartida tiene como consecuencia que los asignatarios registren pérdidas consistentemente, por lo que no hay base gravable para calcular el ISR. De cambiarse -o ajustarse- las tasas del derecho por utilidad compartida y su límite de deducciones, así como un incremento general en los precios internacionales del petróleo, se podría obtener un rendimiento positivo para obtener recaudación por ISR. En cualquier caso, tanto asignatarios como contratistas están obligados a hacer sus declaraciones de ISR.

⁸ El Paleocanal de Chicontepec queda definido según el Artículo 48, fracción IX.

RESUMEN DE PAGOS AL ESTADO

ESQUEMA	CONTRAPRESTACIONES
CONTRATOS	Un bono a la firma, Cuota contractual para la fase exploratoria, Regalías ⁹ , Impuesto Sobre la Renta (ISR) ¹⁰ , Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos
ASIGNACIONES	Derecho por utilidad compartida, Derecho por exploración de hidrocarburos, Derecho por extracción de hidrocarburos, ISR ¹¹ Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos ¹²

Es necesario recalcar que el Mecanismo de Ajuste¹³ descrito anteriormente no es un impuesto o derecho como tal, sino que es una recalibración de las tasas aplicables a las regalías y a la contraprestación, a favor del Estado, en los Contratos de Utilidad y/o Producción Compartida.

Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos. Los contratistas y asignatarios están obligados a un impuesto mensual, por la utilización del área contractual, equivalente a:

- Durante la fase de exploración, se pagará \$ 1,533.15 pesos por kilómetro cuadrado,
- Durante la fase de producción, se pagará \$ 6,132.6 pesos por kilómetro cuadrado.

Cabe señalar que estas cuotas se actualizarán anualmente, en el mes de enero. Sin embargo, de acuerdo al Artículo 55 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos no establece el mecanismo o procedimiento para dicha actualización.

Este impuesto será utilizado como fuente de financiamiento del Fondo para Entidades Federativas y Municipios Productores de Hidrocarburos, que no es parte de la recaudación federal participable¹⁴, a cambio de no establecer ni mantener gravámenes en materia ambiental que incidan en las actividades bajo la Asignación o Contrato.

2.2 Otorgamiento de asignaciones, contratos y licencias

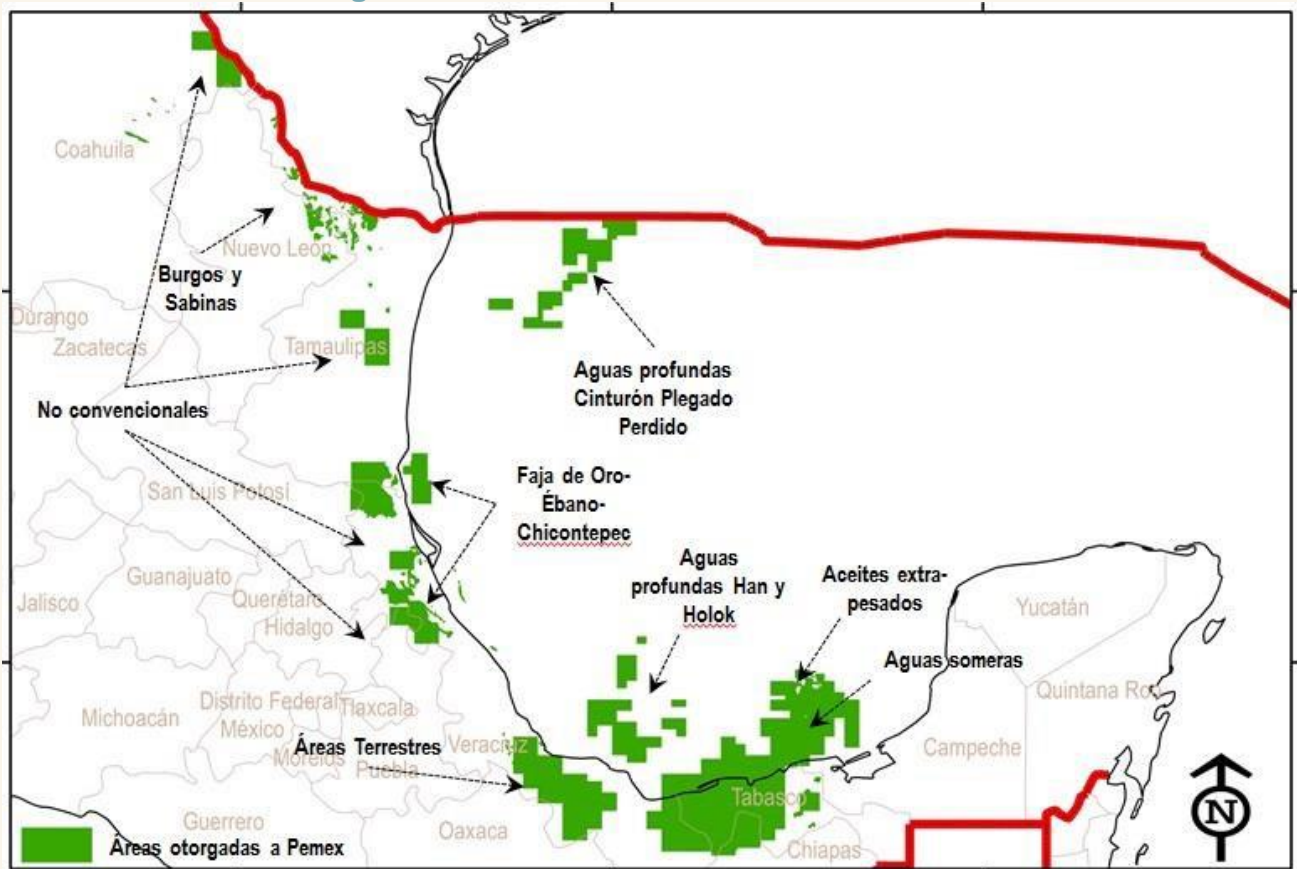
Una de las características más importantes de la reforma es que eliminó el monopolio que Pemex tenía en el sector de E&P en México, ya que ahora se permite la participación de empresas privadas, nacionales y extranjeras dentro de éste. El cambio, y el ambiente de competencia en E&P, no ha sido inmediato. Se preservó la posición mayoritaria de Pemex,

⁹ Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, Artículo 24.
¹⁰ Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, Artículo 32.
¹¹ Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, Artículo 46.
¹² Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, Artículo 55.
¹³ Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, Artículo 10
¹⁴ Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, Artículo 57.

al otorgarle el 100% de las reservas probadas¹⁵, el 83% de las reservas posibles y el 21% de los recursos prospectivos que se piensan existen en México. Este proceso es lo que se conoció como la Ronda Cero, bajo el esquema de Asignaciones.

En total, se le asignó a Pemex un área total cercana a los 90,000 km². Con ello, se preservó la posición mayoritaria de la empresa estatal cuya generación de derechos e impuestos continúan representando un considerable porcentaje de las finanzas públicas del gobierno mexicano. El tamaño de la Ronda Cero apunta a este objetivo, pues se consideró que Pemex podría sostener una producción promedio de 2.5 millones de barriles diarios por los siguientes años¹⁶.

Asignaciones de Pemex en Ronda Cero



Fuente: Secretaría de Energía

¹⁵ Pemex, Reservas de Hidrocarburos, http://www.pemex.com/ayuda/preguntas_frecuentes/Paginas/reservas_hidrocarburos.aspx

¹⁶ Secretaría de Energía, Ficha Técnica Ronda Cero. Disponible en: <http://www.gob.mx/sener/articulos/ronda-cero-y-migracion-de-contratos-de-pemex>

Por otro lado, México ha arrancado su primera ronda de licitaciones, con resultados mixtos.

Licitación	Recurso	Tipo de Contrato	Bloques Asignados / Total
CNH-R01-L01/2014	Exploración Aguas Someras	Producción Compartida	2 / 14
CNH-R01-L02/2014	Extracción Aguas Someras	Producción Compartida	3 / 5
CNH-R01-L03/2014	Extracción Terrestre	Licencia	25 / 25
CNH-R01-L04/2014	Exploración Aguas Profundas	Licencia	En curso

Cabe advertir que, dada la naturaleza diversa de los recursos, éstos tienen diferentes horizontes de inversión; de maduración y de fecha estimada para el inicio de producción de hidrocarburos. Por ejemplo, algunos campos terrestres cuentan con producción actualmente, mientras los proyectos de aguas profundas estiman períodos de exploración de hasta 10 años, con producción probable hasta después de 2030.

2.3 y 2.4 Registro de asignaciones y Contratos

Uno de los elementos que se debe reconocer, es la amplia difusión de datos que ofrece el FMP así como la SENER y CNH, en el ámbito de sus respectivas competencias. Por un lado, la CNH lleva un registro bastante exhaustivo de la producción de hidrocarburos, por su tipo, localización geográfica y de los datos de la actividad exploratoria y de reservas. También, en su propia página web ofrece una visualización sencilla e íntegra de los procesos de licitación, quiénes participaron, qué preguntas formularon y qué respuestas obtuvieron, así como las ofertas económicas recibidas. En esta última parte, se encuentran disponibles los videos de la apertura de propuestas de las licitaciones, algo sin paralelo en México en sus diferentes acciones de gobierno. Una vez que los contratos se han firmado físicamente, estos se registran digitalmente en la Bóveda Digital de Contratos, donde pueden ser consultados de manera sencilla por cualquier persona a través de internet.

Además, la CNH administra otras bases de datos relevantes, como la de la información sísmica del país, a través del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH). Cabe mencionar que el CNIH recaba, recibe y administra toda la información sísmica, geológica, petroquímica, petrofísica del país, tanto la generada con anterioridad por Pemex como la nueva información producida por los nuevos Contratistas y/o Asignatarios.

De igual manera, con el fin de incrementar el conocimiento del subsuelo mexicano, y para detectar mayores oportunidades exploratorias, la CNH ha empezado a otorgar Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES), donde empresas públicas y privadas se inscriben en un padrón, declaran sus zonas de interés y previo pago de derechos y aprovechamientos pueden iniciar estudios del subsuelo nacional. Todo esto, el nombre de las empresas, sus áreas y las resoluciones que sustentan dichas acciones, accesible vía internet a cualquier persona.

2.5 Beneficiarios reales

Con el fin de determinar quiénes son los beneficiarios reales, definidos como aquellas personas o entidades que reciben los beneficios de las actividades extractivas, se puede observar que la información está diseminada en varios frentes; como parte de los procesos de licitación de Contratos, las empresas que quieran participar se someten a una precalificación, donde muestran las personas o empresas que las respaldan (en el caso de ser filiales). Esta información, sin embargo, no es pública, pero forma parte de los expedientes de la licitación, a cargo de la CNH. De la misma forma, algunas de las empresas que participan en las licitaciones cotizan en bolsa de valores, donde en sus reportes deben incluir su participación accionaria y principales accionistas. Un caso que salta a la vista son los Asignatarios, empresas estatales como Pemex, donde el beneficiario real es el gobierno mexicano, ya sea a través del FMP o de la Tesorería de la Federación.

Otros beneficiarios

Se considera necesario, con el fin de reducir los espacios de discrecionalidad y potencial corrupción, que también se defina otro tipo de beneficiarios, sobre todo aquéllos que reciben pagos -directos o indirectos- al final de la cadena de valor. Algunos beneficiarios *institucionales* son los fondos específicos a los que el FMP hace transferencias como se menciona en el punto 5.1 más adelante. En el caso de la Tesorería de la Federación, ésta funciona como una especie de caja concentradora que recibe los recursos generados por las actividades extractivas, donde se agregan a los fondos disponibles para la planeación del Presupuesto de Egresos, donde los partidos políticos eligen su uso final.

A su vez, también existen beneficiarios *individuales* o *colectivos*, definidos como aquéllos que reciben una remuneración por parte de las empresas por la actividad extractiva. El Artículo 101, Fracción VI de la Ley de Hidrocarburos establece que los dueños de los terrenos -individuales o comunitarias- o quienes ostenten los derechos sobre éstos, tienen derechos a un porcentaje del valor de los hidrocarburos si es que hubiese producción en sus terrenos o predios. La Ley establece que la SENER, con apoyo de la CNH, definirá la metodología para dichos pagos y supervisará que se efectúen en tiempo y forma. Un problema clave -y generalizado en el país- es la gran opacidad y falta de confiabilidad en el Registro Público de la Propiedad. Si no se puede saber quiénes son los beneficiarios finales, las oportunidades de corrupción e injusticia abundan.

Es necesario remarcar la distinción entre los beneficiarios reales -aquéllos que son los últimos propietarios de las empresas que llevan a cabo las actividades extractivas- que exige el estándar EITI, y otros beneficiarios -aquéllos receptores de recursos al final de la cadena de valor- que no forman parte de la definición del estándar.

2.6 Participación Estatal

Como parte del nuevo modelo energético mexicano, la participación estatal en las actividades extractivas de hidrocarburos recae en una subsidiaria de Petróleos Mexicanos, llamada Pemex Exploración y Producción (PEP). Esta subsidiaria es la principal, y por el momento única, receptora de Asignaciones. PEP cuenta con un régimen fiscal diferente a la de las otras subsidiarias de Pemex, que sólo aplica un régimen de ISR. El régimen fiscal aplicable a PEP se encuentra en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y se discute a mayor detalle en el subrequisito 2.1 .

La participación estatal no se limita únicamente a PEP. Una parte fundamental del nuevo modelo es que ya no es Pemex quién comercializa directamente su propia producción de hidrocarburos. La reforma dispone que la producción derivada de las Asignaciones, así como la parte proporcional derivada de Contratos, sea entregada al Fondo Mexicano del Petróleo. La CNH, a petición del FMP, contrataría o asignaría directamente un agente intermediario para la comercialización de los hidrocarburos. Por el momento, la CNH ha dispuesto que sea una filial de Pemex, P.M.I., la que realice dicha comercialización a nombre del Estado. En congruencia con la Ley de Hidrocarburos, P.M.I. tiene derecho a recibir una contraprestación por los servicios de comercialización, los cuales pueden ser consultados de forma agregada en los reportes 20-F que envía PEMEX a la SEC de forma anual.

Discusión y Recomendaciones

¿El marco legal se alinea con la transparencia?

El nuevo marco legal en hidrocarburos pone a la transparencia como eje rector de la reforma del 2013, especialmente en dos ámbitos: los procesos de licitación y la publicación de información por parte de las autoridades. Para poder entender dónde están los cambios, su magnitud y lo que implican en términos de una mejor supervisión de los recursos es necesario revisar cómo se hacían las cosas antes de la reforma.

En términos de las licitaciones, hasta 2013, los proyectos de E&P estaban exclusivamente a cargo de Pemex, que era el agente licitante, así como el propio beneficiario. Este no-tan-aparente conflicto de interés, consecuencia de la legislación imperante desde 1961, provocaba que Pemex -en su papel de licitante- no buscara las mejores condiciones de contratación ni de maximización de la renta, sino que existiera un sesgo a que los proyectos se licitaran, sin importar su costo. Esta situación se exacerbaba con entes reguladores, CNH especialmente, con poca experiencia técnica en el sector hidrocarburos, o bien, supervisores fiscales, como SHCP, que sólo contabilizaban los costos sin considerar su viabilidad técnica.

La reforma hace un cambio radical en este sentido, pues es el Estado -expresado en la concurrencia de la CNH, SENER y SHCP, principalmente- quien pone lleva a cabo los procesos de licitación de Contratos, incluyendo el diseño de los términos y condiciones técnicas y fiscales. El cambio no es menor; los potenciales interesados ya no cuentan con Juntas de Aclaraciones presenciales, sino que todo el proceso de aclaraciones, sugerencias, comentarios se maneja vía página de internet, la cual puede ser consultada por cualquier ciudadano o autoridad. Incluso, para reducir el margen de discrecionalidad, si una compañía desea reunirse con CNH, se establecen protocolos para asegurar la mayor transparencia posible como la presencia de al menos dos comisionados, que la reunión sea grabada, y que conste en minuta los asuntos a tratar, la cual puede ser consultada por el público. Más importante aún, es que está prohibido que en dichas reuniones se toquen temas específicos de cualquiera de las licitaciones.

Con respecto a la publicación de la información, el avance en términos de transparencia ocurre al poder consolidar en un sólo punto, en este caso el Fondo Mexicano del Petróleo, todos los pagos hechos por las empresas, así como de los ingresos percibidos por el Estado de las Asignaciones y Contratos. Anteriormente, solamente se podía cotejar la

información tomando la información de los resultados anuales de Pemex, de manera consolidada contra los reportes de finanzas públicas de la Secretaría de Hacienda. Este proceso de cotejamiento, además de ser inconcluso, llevaba mucho tiempo. Un elemento clave de la reforma es que permite concentrar toda la información en el FMP con un nivel suficiente de desagregación, tanto por región (en el caso de las Asignaciones) como por Contrato. Además, permite conocer los costos asociados a cada Contrato, los montos máximos que pueden ser deducidos, así como los precios aplicables en cada período. Este nivel de desagregación no estaba disponible antes de la reforma.

De la misma manera, la transparencia va un paso más allá de las licitaciones o de la publicación de información; la Ley de Hidrocarburos demanda que cada Contrato incluya expresamente el compromiso del Contratista de pactar con los terceros con los que realice operaciones vinculadas con el objeto del propio Contrato, la obligación de dichos terceros de entregar directamente al Fondo Mexicano del Petróleo, a la Comisión Nacional de Hidrocarburos y a la Secretaría -cuando lo soliciten- la información sobre sus operaciones con el Contratista por virtud del Contrato. Esta facultad de la ley es de la mayor importancia pues evita la posible colusión entre contratistas y empresas subcontratistas que, a su vez, pudiesen inflar los costos, reduciendo con ella la renta petrolera.

¿Dónde están los huecos de información?

Como se puede observar, el nuevo marco legal da muchas herramientas a diferentes autoridades para asegurar la transparencia. Sin embargo, garantizar la transparencia requiere poder supervisar el correcto cumplimiento de las leyes, lineamientos, directivas y demás ordenamientos que se establezcan. Esto implica un reto monumental para las autoridades en términos de capacidades técnicas y humanas.

RECOMENDACIÓN: Establecer programas de capacitación y especialización para las autoridades –dentro de lo que les compete– para acelerar su curva de aprendizaje y, con esto, cerrar la brecha en el conocimiento de las operaciones entre autoridades y empresas de hidrocarburos.

RECOMENDACIÓN: En complemento a la verificación y supervisión que hace la autoridad, se puede considerar el uso de auditorías ciudadanas, por parte del Grupo Multipartícipe, a las entregas de información que hacen las empresas al Estado. El enfoque debe ser a la información gubernamental, para no interferir ni imponer costos adicionales a las empresas, que podrían reducir actividades y así la misma renta petrolera.

Por otra parte, para cumplir con el mandato de transparencia se requiere que los Asignatarios y Contratistas realicen una cantidad desmedida de reportes a ser entregados y verificados por las diferentes autoridades. Esta compleja, y a veces redundante, red de reporte crea mayores márgenes de discrecionalidad y potencialmente incentiva la corrupción.

RECOMENDACIÓN: Reducir el número de reportes, sobre todo aquellos que se transpongan en el ámbito de diferentes autoridades,

en la medida que sea posible, atendiendo siempre el interés del Estado por asegurar la mayor transparencia posible.

RECOMENDACIÓN: Aprovechando las ventajas de las Tecnologías en Información, establecer una especie de plataforma electrónica única, que permita la entrega de información por parte de los contratistas y asignatarios y su consulta, segmentada, por parte de cada una de las autoridades relevantes. Esto ayudaría a reducir costos para el Estado y para los contratistas al concentrar la información relevante en un mismo punto.

Requisito 3: Exploración y Producción y Requisito 6.3: Contribución del sector extractivo a la economía

Para entender la relevancia de la producción de hidrocarburos, es necesario entender las dinámicas que en ella ocurren; desde la exploración, descubrimiento y desarrollo, hasta la eventual producción y comercialización de ellos. Por esto, primero debe definirse quiénes participan en la exploración y producción de hidrocarburos en México; por un lado se encuentra Pemex, como el operador dominante derivado de las Asignaciones obtenidas en el proceso de la Ronda Cero¹⁷; y por el otro se encuentran un puñado de compañías pequeñas, que comenzaron a operar en 13 campos terrestres, adquiridos exitosamente en la licitación 1.3 descrita anteriormente.

Para poner la desproporción de la producción en perspectiva, cabe recordar que en junio de 2016, último dato disponible a la fecha de elaboración, Pemex produjo más de 2.178 millones de barriles diarios de petróleo¹⁸, mientras que los pequeños productores alcanzaron una producción de 1,871 barriles por día¹⁹. La misma discrepancia, en casi igual proporción, se observa en la producción de gas natural y de condensados.

Por esta razón, el siguiente análisis se centra en los datos de Pemex, siempre en el entendido que conforme avancen las licitaciones, a mayor número de áreas licitadas y empresas participantes, mayor será el aumento de producción, debiendo ser tomada en cuenta para los propósitos del cumplimiento del estándar EITI.

3.1 Exploración

La exploración es el pilar donde descansa la actividad petrolera; la razón es simple: las empresas invierten en estudios previos (sísmica 2D-3D, etc.) para obtener prospectos que ofrezcan una probabilidad razonable para encontrar hidrocarburos. Sólo es entonces cuando se hace la perforación, y así saber de una vez si hay o no oportunidad en la exploración, o si hay en cantidades comercialmente viables que ameriten el desarrollo de un proyecto. Por los ciclos de inversión de los proyectos de extracción, la exploración es la que lleva a los descubrimientos e incorporación de reservas que, a su vez, mantienen el ritmo de producción futura.

¹⁷ Secretaría de Energía, Ficha Técnica sobre Ronda Cero. Disponible: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55590/Ficha_tecnica_R0.pdf

¹⁸ Petróleos Mexicanos, Indicadores Petroleros. Disponible: <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>

¹⁹ Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Disponible: <http://www.fmped.org.mx/estadisticas/CA354.html>

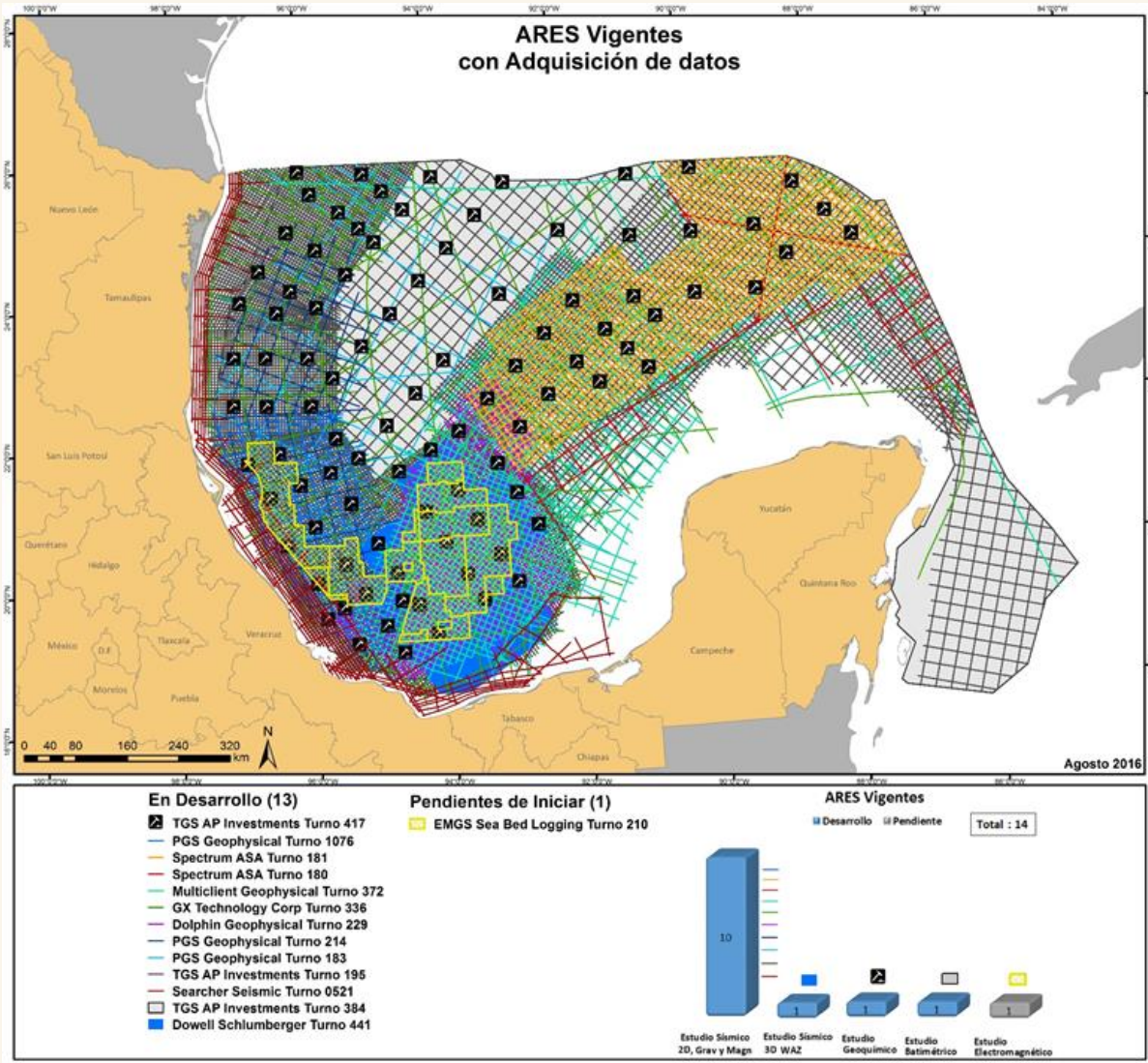
La siguiente tabla muestra las inversiones en exploración de Pemex desde 2009.

ANO	INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN (MILLONES DE PESOS)	INVERSIÓN EN EXTRACCIÓN (MILLONES DE PESOS)	INVERSIÓN TOTAL (MILLONES DE PESOS)	INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN COMO % DE LA INV. TOTAL (%)	TASA DE RESTITUCIÓN DE RESERVAS (%)
2009	\$ 30,372	\$ 150,135	\$ 180,507	17 %	77.1 %
2010	\$ 29,474	\$ 165,364	\$ 194,838	15 %	85.8 %
2011	\$ 31,133	\$ 145,926	\$ 177,059	18 %	101.1 %
2012	\$ 33,161	\$ 160,640	\$ 193,801	17 %	104.3 %
2013	\$ 32,179	\$ 180,377	\$ 212,556	15 %	67.8 %
2014	\$ 35,082	\$ 186,986	\$ 222,068	16 %	18 %
2015	\$ 31,737	\$ 119,808	\$ 151,545	21 %	0 %
2016(E)	\$ 19,016	\$ 102,559	\$ 121,575	16 %	ND
PROMEDIO ANUAL	\$ 30,269.3	\$ 151,474.4	\$ 181,744	17 %	NA

Fuente: Pemex; Reportes 20-F, varios años

De la tabla anterior es posible deducir la necesidad de incrementar la inversión en actividad exploratoria, pues de ello depende la viabilidad de la producción futura. Esta problemática ha sido atendida por la participación privada, derivada de la reforma de 2013, pues la exploración hecha por privados se ha triplicado en tan solo 3 años²⁰. Esto se ha logrado a través de las Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES), otorgadas por la CNH. Hasta el 16 de agosto de 2016, la CNH ha autorizado 36 proyectos a 15 compañías.

²⁰ El Economista, Entrevista a Juan Carlos Zepeda, Presidente de la CHN, Mayo 23, 2016.



Fuente: CNH

Es necesario aclarar que la CNH no obtiene ingresos sobre las ARES. Sin embargo, la Ley de Hidrocarburos establece en su Capítulo III (Artículos 32 al 25) que toda la información generada (geológica, geofísica, petrofísica, etc.) será entregada a la CNH para su administración y resguardo en el Centro Nacional del Información de Hidrocarburos (CNIH). En pos de asegurar la transparencia y acrecentar la base de conocimiento geológico del país, la SHCP así como las universidades y centros de investigación tienen acceso a la información del CNIH²¹.

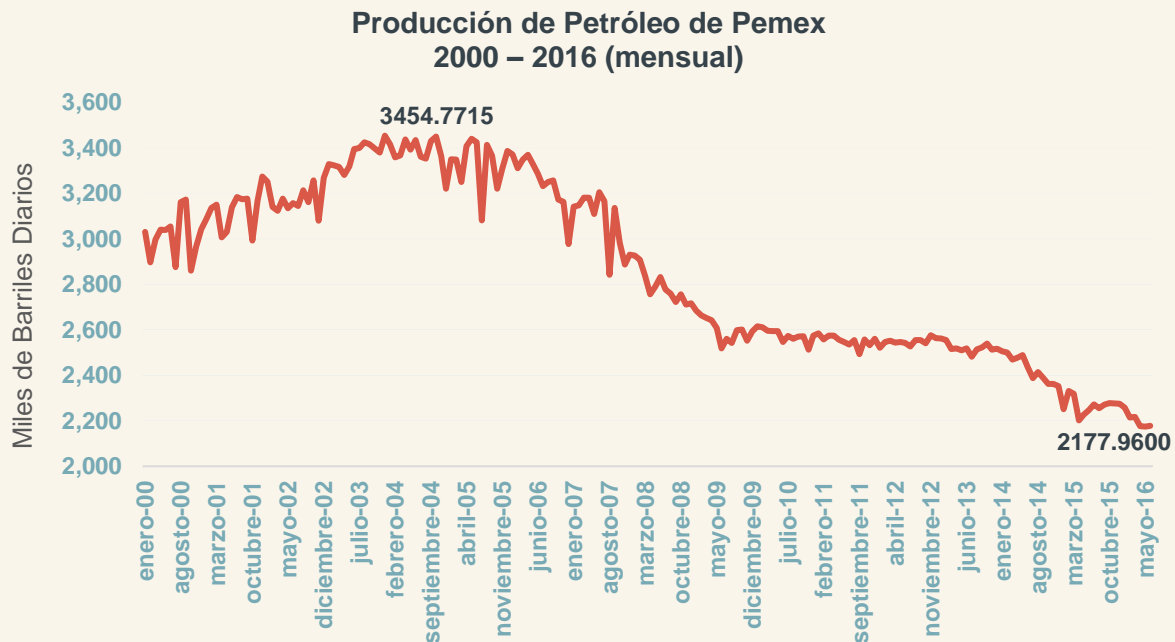
Este incremento en la actividad exploratoria en México eventualmente podría llevar a más descubrimientos, mayor producción, y por ende, mayor renta para el Estado.

²¹ Ley de Hidrocarburos, Artículo 35, último párrafo.

3.2 Producción

En términos de producción de hidrocarburos, la situación es desmejorada. Desde que Pemex -y por consecuencia, México- alcanzó su pico de producción en diciembre de 2003 (3.4 millones de barriles diarios), la producción petrolera ha declinado de forma continua hasta llegar a menos de 2.2 millones en junio de 2016.

La evolución de la producción petrolera se ve en la siguiente gráfica.



Fuente: SENER, Sistema de Información Energética con información de Pemex

Como se mencionó anteriormente, se muestra la producción de las Asignaciones de Pemex, en el entendido de que la producción privada, derivada de la reforma, apenas comienza. A junio de 2016, la producción privada de 13 campos sólo alcanzó los 1,871 barriles diarios, un flujo minúsculo en los números de Pemex.

Estas son las cifras oficiales de exploración y producción de petróleo que reporta Pemex en sus informes ante inversionistas y reguladores. Estas mismas coinciden, de manera puntual con la información que el gobierno federal, a través del Sistema de Información Energética (SIE)²² publica de manera regular. Esta coincidencia no fue siempre la constante. Por años, antes de la reforma, los sistemas de información al interior de la empresa paraestatal diferían de manera considerable. Sin embargo, estas diferencias no eran de mayor consideración para SHCP pues Pemex tenía que entregar pagos provisionales mensuales a cuenta de los impuestos y derechos pagaderos a final de año. Esto es; Pemex pagaba por adelantado sus impuestos, a veces, incluso antes de tener la producción. Esta situación provocaba que no se corrigieran dichas discrepancias.

²² SENER, Sistema de Información Energética, <http://sie.energia.gob.mx/>

Durante la administración del expresidente Felipe Calderón se hizo el esfuerzo para cerrar dichas brechas de información y de discrepancia. La forma más efectiva fue darle acceso a la SENER y SHCP a la base institucional de datos de Pemex, para poder advertir las diferencias en cada campo; en algunos casos, incluso a nivel de pozo. Esta medida ayudó a reducir las discrepancias en la captura de datos de la producción de hidrocarburos, pero no resolvió el problema de fondo, mucho menos con la reforma de 2013 y la llegada de nuevos participantes al mercado petrolero.

Para lo anterior, la CNH resolvió aprobar los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos el 9 de septiembre de 2015²³ que de manera general establecen una metodología clara y precisa de la forma en que deben de calcularse, y verificarse, la producción en cada uno de los puntos de medición.

¿Por qué es importante un elemento técnico como el punto de medición? Porque es ahí donde se mide la producción para efectos fiscales, pago de derechos, regalías, etc. En el caso de México, donde ya hay casos documentados de robo de hidrocarburos, esto es relevante, pues se acentúa y agrava la pérdida de renta petrolera.

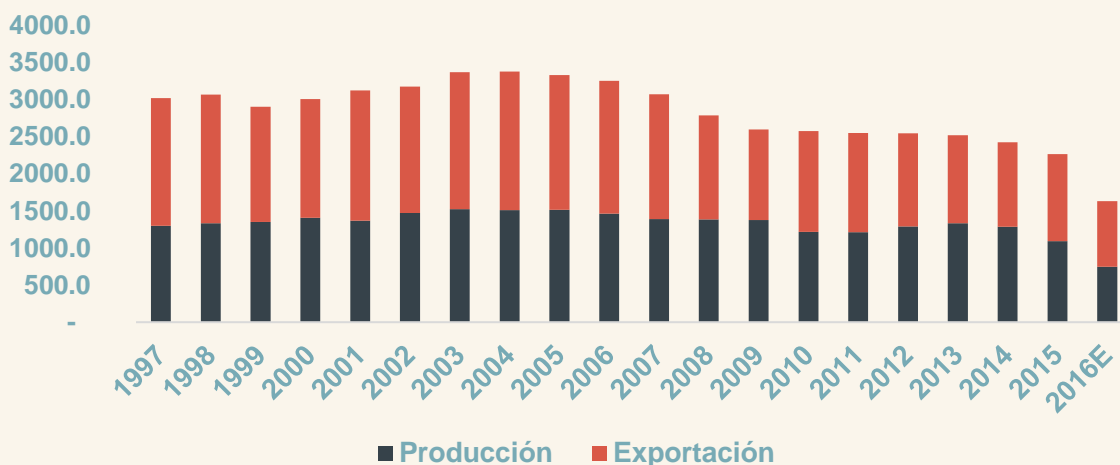
3.3 Exportación

Por el momento, y siguiendo la dinámica descrita entre los datos del SIE y los reportes de Pemex -que son idénticos- se pueden utilizar ambos indistintamente. Ambas bases de datos reportan, con un buen nivel de detalle, el tipo de hidrocarburo que se exporta, el volumen negociado, el precio acordado y el lugar de destino.

Cabe aclarar que, aunque ya existe producción privada de hidrocarburos, todavía no hay exportación privada que reportar.

La evolución de las exportaciones petroleras se ve en la siguiente gráfica.

Producción y Exportación de Petróleo
1997 - 2016



Fuente: Pemex

²³ CNH, Lineamientos Técnicos en materia de medición de hidrocarburos. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5409741&fecha=29/09/2015

Como se puede ver en la gráfica anterior, las exportaciones han seguido la misma dirección que la producción, esto debido a los mayores márgenes de ganancia en la exportación y a la baja rentabilidad observada en las actividades de refinación en Pemex.

6.3 Contribución del sector extractivo a la economía

México tiene una larga y orgullosa historia petrolera donde los hidrocarburos, especialmente el petróleo, han sido la columna vertebral para el desarrollo del país. Desde la expropiación petrolera de 1938, México había utilizado a Pemex como su agente único para extraer y desarrollar sus recursos del subsuelo, haciendo de la empresa estatal una gran agencia para llevar a cabo políticas públicas y sociales. De hecho, se utilizó por décadas a la empresa estatal como vehículo de inversión en infraestructura para generar empleo y otros beneficios sociales, aún a costa de su la rentabilidad de las operaciones²⁴. Este fenómeno no es privativo de México y aparece como una constante en la mayoría de las empresas estatales a nivel mundial²⁵.

Una consecuencia de esta dinámica fue que la economía, en gran parte centralizada por y desde el gobierno, se encontraba “petrolizada”; es decir, la contribución de los hidrocarburos en la economía era desmedida. Un dato que muestra la realidad de ese momento es que, en 1982, las exportaciones petroleras representaban el 83.2% de las exportaciones totales del país²⁶.

La economía del país, desde entonces, se ha transformado radicalmente. Se han firmado más de 40 tratados de libre comercio con diversos países y regiones del orbe; se ha incrementado el desarrollo tecnológico e industrial del país con una vocación netamente exportadora. Para contrastar el dato anterior, en diciembre de 2015, las exportaciones petroleras mexicanas representaron apenas 3.9% de las exportaciones totales del país.

Empero de que su peso relativo en la economía ha disminuido, las exportaciones petroleras continúan representando importantes ingresos para Pemex y el gobierno mexicano.

ANO	PRECIO PROMEDIO DE LA MEZCLA MEXICANA DE PETRÓLEO DE EXPORTACIÓN (USD / BARRIL DE PETRÓLEO)	EXPORTACIONES (MILES DE BARRILES DIARIOS)	INGRESOS POR EXPORTACIONES PETROLERAS (MILLONES DE DÓLARES)
2009	\$ 57.42	1,222	\$ 25,611.0
2010	\$ 72.33	1,361	\$ 35,931.0
2011	\$ 101.13	1,338	\$ 49,388.9
2012	\$ 101.82	1,256	\$ 46,678.4
2013	\$ 98.46	1,189	\$ 42,730.2
2014	\$ 86.00	1,142	\$ 35,847.4
2015	\$ 43.29	1,142	\$ 18,526.5
TOTAL			\$ 254,713.3

Fuente: Pemex

²⁴ Lorenzo Meyer, *México y los Estados Unidos en el conflicto petrolero, 1917-1942*, El Colegio de México.

²⁵ Basak Beyazay, *The Nature of the Firm in the Oil Industry: International Oil Companies in Global Business*, Routledge

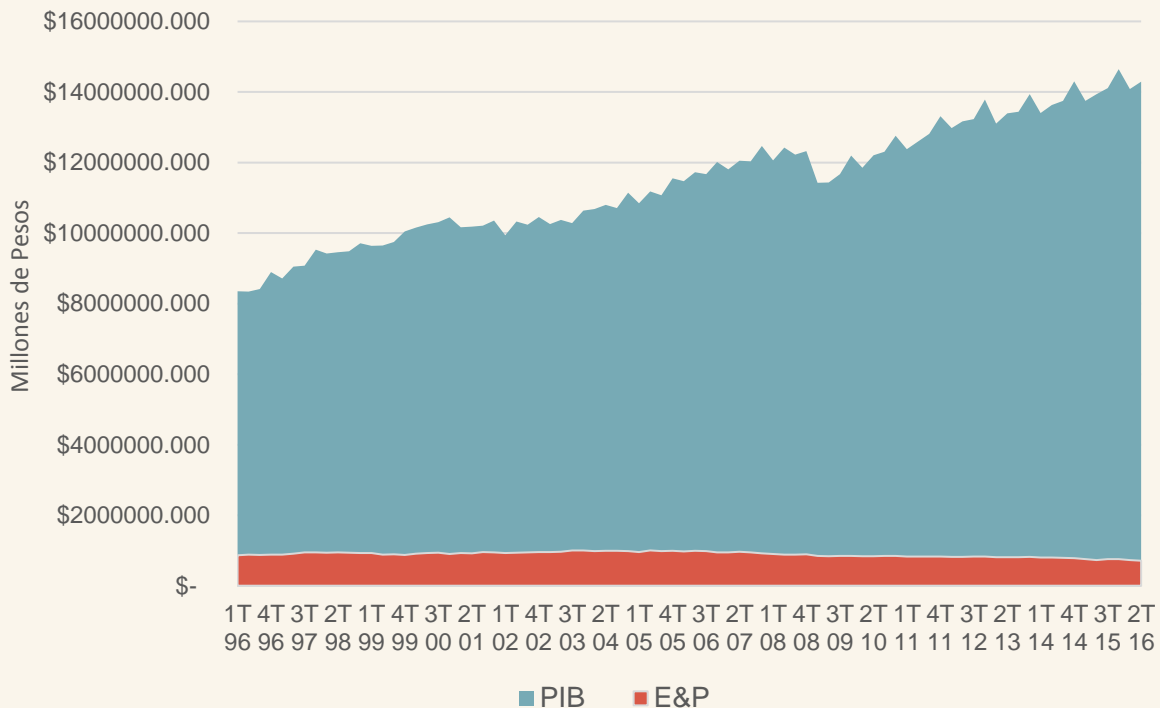
²⁶ INEGI

Importancia en la economía

Como consecuencia de esa “despetrolización” de la economía, el sector de Exploración y Producción (E&P) de hidrocarburos en México, su peso relativo en la economía ha disminuido constantemente hasta alcanzar 5% del PIB en el segundo trimestre de 2016, último dato disponible. En términos absolutos, el sector de extracción de hidrocarburos ha registrado una disminución de poco más de 30% respecto a su pico alcanzando en 2005.

La siguiente gráfica muestra de mejor manera cómo la economía mexicana continúa creciendo mientras que su sector de E&P se ha quedado estancado.

Producto Interno Bruto y E&P en México



Fuente: INEGI

En términos de empleo asociado a la extracción de hidrocarburos, de los datos disponibles a la fecha siendo Pemex el operador dominante, existían 46,288 empleados.²⁷ Sin embargo, esta cifra es mayor al considerar a las prestadoras de servicios de Pemex directamente relacionados a la actividad extractiva. Pese a que no hay un censo que permita saber con precisión el número de trabajadores de las empresas que tienen oficinas en México, se estima que cuentan con alrededor de 38,000 empleos²⁸, la gran mayoría concentrados en los estados de Campeche, Tabasco, Veracruz y Nuevo León.

²⁷ Pemex. Empleados totales: 138,736; empleados en PEP: 48,288.

²⁸ GMEC. Estimación propia basada en informes a reguladores nacionales y extranjeros, reportes periodísticos y llamadas telefónicas con las propias empresas de servicios.

Un elemento fundamental, para tener el cuadro completo del impacto del sector de extracción de hidrocarburos en México es el robo de combustibles. Las pérdidas estimadas por dicha actividad ilícita son significativas, y deben ser contempladas en futuros análisis.

Discusión y Recomendaciones

Uno de los elementos que se debe reconocer, es la amplia difusión de datos que ofrece el FMP así como la SENER y CNH, en el ámbito de sus respectivas competencias. Por un lado, la CNH lleva un registro bastante exhaustivo de la producción de hidrocarburos, por su tipo, localización geográfica y de los datos de la actividad exploratoria y de reservas. También, en su propia página web ofrece una visualización sencilla e íntegra de los procesos de licitación, quiénes participaron, qué preguntas formularon y qué respuestas obtuvieron, así como las ofertas económicas recibidas. En esta última parte, se encuentran disponibles los videos de la apertura de propuestas de las licitaciones, algo sin paralelo en México en sus diferentes acciones de gobierno.

SENER, a través del Sistema de Información Energética (SIE), permite una consulta fácil, sencilla y a la vez completa de las actividades petroleras (exploración, equipos de perforación, reservas, producción por campo, por unidad administrativa de Pemex y por región geográfica), precios negociados de los hidrocarburos y ventas internas y de exportación. En el SIE se muestran también estadísticas de productos refinados y petroquímicos que ayudan a completar el panorama energético del país. Una crítica importante al SIE es que, por el momento, se basa únicamente en la base de datos institucional de Pemex y no incluye la producción adicional de los nuevos operadores de la ronda 1.3 (campos terrestres).

RECOMENDACIÓN: Como la autoridad rectora del sector de hidrocarburos, la SENER debería contar con una base de datos propia que incluya los datos de Pemex y de los nuevos operadores que se integran al panorama de E&P en México. Esta nueva base de datos debe ser armada con base en los lineamientos técnicos de la CNH y ser supervisada y auditada por terceros independientes que den consistencia a los datos recabados y avalen el cumplimiento de la normatividad.

El Fondo, por su parte, lleva un registro minucioso de los ingresos que ya recibe de las Asignaciones y Contratos; los costos aceptados y debidamente deducidos; y de las transferencias que hace a otros fideicomisos, fondos y a la Tesorería de la Federación. Sin embargo, hace falta desagregar las Asignaciones para conocer el alcance que tienen cada una de ellas.

RECOMENDACIÓN: Una mayor desagregación de los Asignaciones permitiría conocer a mejor detalle el desempeño de la Empresa Productiva del Estado en cada uno de los campos. Esto es necesario puesto que existen diferentes niveles de deducción según el tipo y localización del recurso. Dado que no hay ingresos para el Estado por el otorgamiento de la Asignación -a diferencia de la inscripción a la licitación por un Contrato- se debe tener mejor supervisión en su operación.

Otro elemento que no está presente en la actual estructura de datos reportados, es el efecto multiplicador de las inversiones. Los requerimientos de contenido nacional, evaluados a través de la metodología que para tal efecto ha presentado la Secretaría de Economía son un primer avance. Sin embargo la actual metodología, enfocada más en productos que en servicios y procesos -áreas donde está la mayor creación de valor- termina siendo engorrosa y avizora problemas tanto en su cumplimiento como en su supervisión.

A pesar de una vastedad de información acerca de los pagos de las empresas e ingresos del gobierno, esto sólo se cumple a nivel federal; faltando los gastos de las empresas e ingresos de gobiernos estatales y municipales, especialmente en la obtención de permisos.

Requisito 4: Recaudación de ingresos

4.1 Divulgación exhaustiva de los impuestos y de los ingresos

Ingresos del gobierno

La estructura fiscal dual aplicable al régimen de hidrocarburos está descrita a detalle en el requisito 2.1, por lo cual la discusión y análisis se centrará en los ingresos del gobierno por esta actividad. Como se explicó anteriormente, la economía mexicana ya no está petrolizada. Sin embargo, por la debilidad institucional del gobierno para la recaudación de impuestos diferentes al petróleo, existe una dependencia considerable de los ingresos gubernamentales de la extracción y comercialización de hidrocarburos. Desde 1994 hasta 2008, los impuestos pagados por Pemex (excluyendo el Impuesto Especial a Productos y Servicios – IEPS) representaron poco más de 31% de los ingresos del gobierno²⁹.

Desde 2009, las Asignaciones generaron más de \$707,353 millones de pesos en impuestos, derechos y regalías, equivalente a poco más del 20% del ingreso presupuestario total del Estado.

Precio del Petróleo, Impuestos Pagados por E&P e Ingresos Presupuestarios del Gobierno 2009 - 2015

AÑO	PRECIO PROMEDIO SPOT DE LA MEZCLA MEXICANA DE PETRÓLEO (USD / BARRIL DE PETRÓLEO)	IMPUESTOS POR HIDROCARBUROS (MILLONES DE PESOS)	INGRESOS PRESUPUESTARIOS TOTALES (MILLONES DE PESOS)	IMPUESTOS HIDROCARBUROS / INGRESOS P. TOTALES (%)
2009	\$ 55.41	\$ 539,911.16	\$ 2,817,185.53	19.1 %
2010	\$ 72.25	\$ 649,740.91	\$ 2,960,443.03	21.9 %
2011	\$ 100.01	\$ 871,471.37	\$ 3,271,080.11	26.6 %
2012	\$ 102.36	\$ 898,064.55	\$ 3,514,529.53	25.6 %
2013	\$ 99.92	\$ 856,978.97	\$ 3,800,415.62	22.5 %
2014	\$ 90.37	\$ 760,627.53	\$ 3,983,056.11	19.1 %
2015*	\$ 48.22	\$ 376,682.71	\$ 4,266,989.53	8.8 %
PROMEDIO	\$ 81.22	\$ 707,353.89	\$ 3,516,242.78	20.1 %

* A partir del 1 de enero de 2015, cambia el régimen fiscal de Pemex al pasar de la Ley Federal de Derechos a lo establecido en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos

Fuente: Petróleos Mexicanos, reportes 20-F varios años. SHCP, Estadísticas Oportunas de Finanzas Públicas; varios años.

²⁹ SHCP, Estadísticas Oportunas de Finanzas Públicas; varios años.

Como se puede apreciar en la tabla anterior, los recursos generados por la extracción de hidrocarburos todavía tienen un peso significativo en las finanzas públicas de México. Sin embargo, de manera general, se pueden apreciar un par de tendencias: la enorme exposición de los ingresos petroleros por el precio del petróleo, y una baja de recursos provocada por una continua caída en la producción de hidrocarburos por parte de Pemex, como se mostró anteriormente.

En términos de transparencia y de la capacidad de cotejar los pagos e impuestos de los operadores a los estados, ha habido avances importantes, productos de la reforma de 2013. Un ejemplo palpable es que el Fondo Mexicano del Petróleo ya ha publicado las primeras estadísticas, tanto de Asignaciones como de los Contratos.

Derechos Pagados al FMP por Asignaciones según Región Fiscal

Derecho (Millones de pesos)	Región fiscal	Período					
		Dic-15	Ene-16	Feb-16	Mar-16	Abr-16	May-16
Derecho de Exploración	Áreas Terrestres	39.8	42.2	43.2	43.2	43.2	43.2
	Aguas Someras	20.6	22.4	23.2	23.2	23.2	23.2
	Aguas Profundas	17.9	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3
	Paleocanal de Chicontepec	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
	Áreas con producción exclusiva de Gas Natural No Asociado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Derechos recibidos por el FMP	82.4	84.2	85.9	85.9	85.9	85.9
Derecho de Extracción	Áreas Terrestres	654.3	579.8	526.6	646.9	633.9	775.1
	Aguas Someras	2,120.9	1,912.8	1,827.0	2,258.2	2,342.2	2,857.0
	Aguas Profundas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Paleocanal de Chicontepec	69.8	67.5	64.5	78.6	81.7	98.6
	Áreas con producción exclusiva de Gas Natural No Asociado	23.2	17.4	17.0	16.4	19.8	17.6
	Derechos recibidos por el FMP	2,889.5	2,583.9	2,468.0	3,000.3	3,079.0	3,748.2
Derecho por la Utilidad Compartida	Áreas Terrestres	N/D	5,123.9	9,840.6	15,187.3	14,508.5	19,663.5
	Aguas Someras	N/D	15,514.1	30,451.1	48,129.2	55,599.4	76,077.9
	Aguas Profundas	N/D	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Paleocanal de Chicontepec	N/D	247.7	485.7	757.1	1,042.6	1,395.6
	Áreas con producción exclusiva de Gas Natural No Asociado	N/D	303.1	592.6	910.5	1,192.1	1,493.7
	Derechos recibidos por el FMP	24,620.4	21,226.8	22,458.4	21,314.8	7,721.0	25,900.5

Fuente: Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

Es necesario recordar que, de acuerdo con la LISH, se definen las áreas de aguas someras como aquellas de un tirante de agua menor a los 500 metros de profundidad, mientras que las de aguas profundas son las que superan la barrera de la misma cantidad.

De igual forma, el FMP ha empezado a publicar los ingresos derivados de los primeros contratos de la Ronda Uno.

Pagos al FMP derivados de Contratos Vigentes

Pago	Región fiscal	Periodo					
		Dic-15	Ene-16	Feb-16	Mar-16	Abr-16	May-16
Cuotas Contractuales para la fase exploratoria	Contratos Vigentes	3	5	5	5	5	24
	Área de Exploración Total (km ²)	726.45	824.02	824.02	824.02	824.02	1,533.24
	Cuota aplicable (Pesos\km ²)	1,150	1,175.4	1,175.4	1,175.4	1,175.4	1,175.4
	Ingresos del Estado	835,422.1	968,567.2	968,567.2	968,567.2	968,567.2	1,569,373.8
Regalía Base	Contratos en etapa de Producción	0	0	0	0	0	13
	Ingresos del Estado (USD)	0	0	0	0	0	142,519.5
Regalía Adicional	Contratos en etapa de Producción	0	0	0	0	0	13
	Ingresos del Estado (USD)	0	0	0	0	0	1,984,870.2
Mecanismo de Ajuste	No. De Contratos donde aplico el mecanismo de ajuste	0	0	0	0	0	0
	Ingresos del Estado	0	0	0	0	0	0
Total	Ingresos del Estado por Contratos (Pesos)	0	0	0	0	0	40,070,872.59*

* Se utilizó un tipo de cambio de \$ 18.0980 MXP/USD equivalente al promedio diario publicado en el Diario Oficial de la Federación del mes de mayo, 2016.

Fuente: Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

Otros pagos de las empresas

Estas contraprestaciones no son los únicos pagos que hacen las empresas al gobierno; existen derechos y aprovechamientos por la administración y supervisión de los contratos que realicen CNH y ASEA, así como los derivados por la inscripción y participación en los procesos de licitación (incluyendo el acceso al cuarto de datos cuando así aplique). Debido a los montos de las transacciones, para facilitar el rastreo de origen y destino se utiliza la página de internet “Pago Electrónico e5cinco”³⁰, dependiente de la plataforma del Servicio de Administración Tributaria (SAT). También existen gastos contingentes incluidos en el contrato que, aunque no representan un ingreso directo para el gobierno, son erogaciones para las empresas. Un par de ejemplos son los recursos que integran el Fideicomiso de Abandono y las primas de seguros de cada uno de los contratos.

La relación de estos gastos contingentes es de forma indirecta; los recursos del Fideicomiso de Abandono y las primas de seguros afectan la base de cálculo del mecanismo de ajuste³¹ que, a su vez, integra parte de las contraprestaciones -ingresos- que recibe el gobierno de cada contrato. Es necesario hacer notar que los fondos del Fideicomiso de Abandono no pueden ser utilizados por el gobierno en ningún momento salvo rescisión administrativa y/o contractual. Así también, las empresas no pueden hacer uso de los recursos contenidos en tal fideicomiso para ninguna otra actividad no relacionada al abandono de instalaciones, previa autorización de la CNH.

³⁰ Pago Electrónico e5cinco: http://www.sat.gob.mx/fichas_tematicas/e5/Paginas/default.aspx

³¹ Bases de la Licitación CNH-R01-L04/2015, Modelo de Contrato, Anexo IV, Sección VII, Cláusula 1.14, Inciso (L)

4.2 Venta de la porción de la producción que corresponde al Estado u otros ingresos en especie

Con el nuevo marco legal, el Fondo Mexicano del Petróleo recibe la producción derivada de las Asignaciones, así como la parte proporcional establecida en los Contratos de utilidad/producción compartida y tiene la facultad de pedirle a la CNH que se contrate a Pemex o cualquier otra persona física o moral, previa licitación, para prestar los servicios de comercialización de dicha producción³². Estos datos se encuentran disponibles en la sección de Estadísticas de la página web del FMP (<http://www.fmped.org.mx/estadisticas/>).

4.3 Acuerdos de provisión de infraestructura y de trueque y 4.4 Ingresos por transporte

Uno de los elementos clave de la reforma en energía de 2013, es que se limita de forma muy pronunciada la integración vertical³³ en las diferentes líneas de negocio. Esta limitante no es gratuita, pues se pensó para prevenir la existencia y/o aparición de barreras a la entrada de nuevos participantes a la industria petrolera. Como tal, las primeras versiones de los contratos de las licitaciones 1.1 a la 1.3 no contemplaban actividades adicionales a la exploración y producción de hidrocarburos, considerando que actividades extras como el procesamiento o la refinación caían en el ámbito de un mercado regulado, ya sea por la CRE o SENER.

Sin embargo, esta visión teórica no concuerda con las realidades de la industria petrolera, que además de encontrar y producir hidrocarburos requiere tener la habilidad de llevarlo a otros puntos, ya sea un centro de procesamiento o un punto de exportación. Por esto mismo, los Contratos que se han firmado ya incluyen provisiones contractuales para que se pueda utilizar la infraestructura disponible (en este caso de Pemex) o que la empresa o consorcio que construya infraestructura pueda recibir una contraprestación por su utilización, según aprobación de CRE o SENER.

En el caso de Asignaciones, actualmente Pemex, se le pide que lleve transacciones intra-compañía a precios de referencia, para reflejar el costo de oportunidad, según lineamientos aprobados por SHCP.

Por el momento, no existe mecanismo ni sustento legal para acuerdos de intercambio o trueque de producción entre asignatarios, contratistas y el Estado.

4.5 Transacciones relacionadas con las empresas de titularidad estatal

La reforma de 2013 permite la inversión privada en toda la cadena de valor de los hidrocarburos, tanto en la construcción, operación, uso, comercialización de nueva infraestructura. De la misma manera, permite que empresas privadas o públicas puedan utilizar infraestructura de Pemex previo acuerdo de términos y condiciones entre las partes con contraprestación de por medio. Para poder hacer estas actividades, en fechas

³² Ley de Hidrocarburos, Artículo 28.

³³ La integración vertical en una determinada industria, consiste que un mismo propietario dispone de actividades en distintas fases de esa industria.

recientes, Petróleos Mexicanos ha iniciado un proceso de temporada abierta, donde pone a disposición de terceros su infraestructura disponible³⁴ con supervisión de SENER.

Cabe mencionar que estas actividades, mejor referidas como *midstream*, no se consideran parte de las actividades extractivas por lo que no son registradas por autoridades como el FMP, SENER o CNH. Para conocer el monto generado por estas actividades, será necesario remitirse a los reportes 20-F de Pemex en el futuro.

Un elemento adicional a considerar son los acuerdos de Pemex tiene o pueda tener con terceros, en especial aquéllos realizados como donativos. Si bien es posible conocer a cuánto ascienden y quién recibió dichos donativos, no existe una forma expedita y pública para conocer los criterios con los cuáles se otorgan esos beneficios.

4.6 Pagos subnacionales

A pesar de una vastedad de información acerca de los pagos de las empresas e ingresos del gobierno, esto sólo se cumple a nivel federal; faltando los gastos de las empresas e ingresos de gobiernos estatales y municipales, especialmente en la obtención de permisos. Cabe mencionar que, de acuerdo a información y conversaciones con las empresas extractivas, la obtención y mantenimiento de sus permisos no representa un costo mayor al 1% del total del proyecto. Con esta información, estos costos se consideran no materiales para las empresas.

Sin embargo, para el caso inverso, estados y municipios podrían ser altamente dependientes de los pagos hechos por las empresas y no es posible conocer a detalle el destino de los recursos cuando llegan a las arcas estatales o municipales. Queda aquí una consideración para que el Grupo Multipartícipe nacional (GMn) determine los criterios para determinar la materialidad de dichos pagos.

4.9 Garantía de calidad de los datos

Un elemento clave para que la transparencia sea ejecutada de forma efectiva, y no quede en solo un noble propósito, es que los datos sobre los cuales se toman todas las decisiones y sobre los que se determinan las contraprestaciones al Estado y a las empresas sean confiables. Como se mencionó anteriormente, la CNH ya ha publicado los lineamientos para la medición de hidrocarburos, con lo que se asegura tener criterios técnicos para saber el nivel verdadero y uniforme de la producción de hidrocarburos.

En cuanto a la supervisión y cumplimiento, la SHCP tiene la facultad de supervisar y auditar que las empresas privadas cumplan con toda la legislación aplicable en cuanto a costos e ingresos. A su vez, PEMEX, como principal y único Asignatario hasta la fecha, es auditado por empresas independientes anualmente como parte de sus reportes anuales ante la SEC.

Por lado del gobierno, la Auditoría Superior de la Federación (ASF) es la encargada de conciliar que los pagos hechos por las empresas hayan sido efectivamente ingresados a las arcas gubernamentales. Como parte del nuevo modelo energético mexicano, la ASF es parcialmente financiada por fondos derivados de la actividad extractiva como se explica más a detalle a continuación.

³⁴ Infraestructura disponible en el entendido de la capacidad restante después de la utilizada por Pemex para actividades propias.

Requisito 5: Distribución de los ingresos

5.1 Distribución de los ingresos del sector de hidrocarburos

Como se ha mencionado con anterioridad, la mayoría de los derechos y regalías que son de carácter federal, quedan registrados y capturados por el Fondo Mexicano del Petróleo. La excepción es el Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos que se entrega al Servicio de Administración Tributaria (SAT), quien lo remite a la Tesorería de la Federación.

Una vez que el FMP recibe los pagos de las empresas, procede a entregar sus recursos en el siguiente orden jerárquico:

1. Pagos a las empresas (según el tipo de contrato),
2. Fondo Estabilización de los Ingresos Presupuestarios,
3. Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas,
4. Fondo de Extracción de Hidrocarburos,
5. Fondo sectorial CONACYT – SENER (hidrocarburos),
6. Fondo sectorial CONACYT – SENER (sustentabilidad energética),
7. Tesorería de la Federación (Fiscalización en materia petrolera de la ASF)
8. Tesorería de la Federación (Presupuesto de Egresos)

En el caso de los contratos de utilidad compartida, el Estado comercializa la producción de hidrocarburos, deduciendo los costos elegibles del contrato y entrega la parte proporcional de la utilidad a las empresas que suscriban dicho contrato.

Al Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios, el Fondo destinará recursos hasta por el monto máximo que resulte de multiplicar los ingresos petroleros aprobados en la Ley de Ingresos por un factor de 0.022³⁵.

Al Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas, serán hasta por el monto que resulte de multiplicar los ingresos petroleros aprobados en la Ley de Ingresos por un factor de 0.0064.³⁶

Al Fondo de Extracción de Hidrocarburos será el monto que resulte de multiplicar los ingresos petroleros aprobados en la Ley de Ingresos por un factor de 0.0065 y se sujetará a lo establecido en el artículo 4o-B de la Ley de Coordinación Fiscal³⁷.

Al Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía (Hidrocarburos), incluyendo los montos, se destinen a fondos de investigación científica y desarrollo tecnológico de institutos de investigación en materia de hidrocarburos; y al Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía (Sustentabilidad Energética). Las transferencias de ambos Fondos, serán en conjunto, hasta un máximo de 5,000 millones de pesos, cantidad que será actualizada anualmente en términos reales. El 65% al primero y el 15% al segundo³⁸.

³⁵ Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, Artículo 87, Fracción I

³⁶ Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, Artículo 87, Fracción II

³⁷ Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, Artículo 91

³⁸ Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, Artículo 88

Con el fin de fiscalizar a la actividad petrolera a través de la Auditoría Superior de la Federación, el FMP entregará a la Tesorería de la Federación transferencias hasta por el monto máximo que resulte de multiplicar los ingresos petroleros aprobados en la Ley de Ingresos por un factor de 0.000054³⁹.

Finalmente, el FMP entregará a la Tesorería de la Federación, los recursos necesarios para que los ingresos petroleros del Gobierno Federal que se destinan a cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación se mantengan en el 4.7% del Producto Interno Bruto⁴⁰. A los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos, será el monto que resulte de multiplicar los ingresos petroleros aprobados en la Ley de Ingresos por un factor de 0.00051⁴¹.

La tabla con las transferencias hechas por el FMP a estos fondos aparece como Anexo al final de este documento.

5.2 Transferencias subnacionales

Por otro lado, en el caso del Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos, éste se entrega al SAT y de acuerdo al Artículo 57 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, es la base para financiar el Fondo para Entidades Federativas y Municipios Productores de Hidrocarburos. Dicho fondo no forma parte de la recaudación federal participable para efectos del Artículo 2 de la Ley de Coordinación Fiscal. Su propósito es resarcir las afectaciones al entorno social y ecológico causado por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

De forma muy atinada, la SHCP, en las Reglas de Operación del Fondo para Entidades Federativas y Municipios Productores de Hidrocarburos, estableció de forma clara en qué obras pueden ser utilizados los recursos del Fondo, que son:

- 1. Rellenos sanitarios, plantas de tratamiento de agua, instalación y mantenimiento de obras de drenaje público, manejo de residuos sólidos, y mejora de calidad de aire, sistemas de abastecimiento, distribución y almacenamiento de agua potable;**
- 2. Obras que preserven áreas naturales, como reforestación y rescate o rehabilitación de ríos y otros cuerpos de agua;**
- 3. Obras que afecten de manera positiva la movilidad urbana, incluyendo sistemas de trenes urbanos, metrocable de transporte o equivalentes;**
- 4. Pavimentación y mantenimiento de calles y caminos locales, construcción de caminos rurales y alimentadores, así como la instalación y mantenimiento de alumbrado público y electrificación, y**
- 5. Obras y equipamiento de protección civil y reconstrucción de infraestructura por desastres naturales**

³⁹ Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, Artículo 90

⁴⁰ Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, Artículo 93

⁴¹ Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, Artículo 92

Un elemento a considerar es que para que las entidades federativas puedan participar en este Fondo, y por ende ser elegibles para la entrega de recursos, se comprometan a no establecer gravámenes locales o municipales en materia ambiental que pudieran incidir en las actividades petroleras o sobre las contraprestaciones de los Contratos o Asignaciones. Este elemento de *quid pro quo* permite una mayor agilidad en la toma de decisiones y permite una operación más eficiente para las empresas y las autoridades.

Para finalizar, todavía existen pagos de las empresas que no son propiamente capturados o registrados por la arquitectura del Fondo o por el SAT como son los costos de la adquisición de permisos a nivel estatal y principalmente municipal. Por su tamaño, estos costos representan menos del 0.5% de las erogaciones de las empresas para llevar a cabo sus operaciones, por lo que no se consideran en el alcance del estándar EITI.

Discusión y Recomendaciones

En general, la reforma de 2013 introdujo un armado institucional de alta claridad y transparencia en el destino de los recursos. Durante 2015, la SHCP aprobó y publicó las reglas de operación de la mayoría de los fondos, con lo que queda establecido, mediante fórmulas conocidas de antemano, la distribución de los recursos entre las diferentes entidades federativas y municipios relevantes. Estos beneficiarios reales, por llamarlos de una forma, *institucionales* quedan bien definidos en la nueva industria de hidrocarburos en México. Sin embargo, como parte de una realidad extendida a otros ámbitos, una vez que los recursos generados por la extracción de hidrocarburos llegan a los estados y municipios, gozan de gran discrecionalidad en su uso, por lo que es posible que los ciudadanos no sean los beneficiarios reales *individuales*.

RECOMENDACIÓN: Establecer, mejorar y depurar el Registro Público de la Propiedad para designar e identificar a los beneficiarios reales finales. Esto, además de ser un reclamo social justificado, daría certidumbre a las empresas para la obtención de los permisos locales y una buena relación con las comunidades donde haya actividad extractiva.

Un elemento clave para mejorar la supervisión de la recepción, transferencia y uso de los recursos generados por el sector de E&P en México es la consolidación de los datos. La mayoría de los datos se encuentran todavía, al día de hoy, dispersos entre diferentes dependencias.

RECOMENDACIÓN: Realizar convenios entre las diferentes entidades gubernamentales para incorporar en un sólo sitio todos los ingresos del Estado generados por la actividad extractiva. Por facilidad, lo conveniente sería expandir el sitio del Fondo Mexicano del Petróleo para agregar dichos datos.

Requisito 6: Gasto social y económico (excepto el punto 6.3)

6.1 Gastos sociales de las empresas de hidrocarburos

En 2013, PEMEX creó el Programa de Apoyo a las Comunidades y Medio Ambiente (PACMA) como parte de su estrategia de política social. El PACMA integra programas, obras y acciones en áreas de salud, infraestructura, protección ambiental, proyectos productivos, equidad de género y seguridad⁴². El PACMA opera a través de los recursos de los proveedores y contratistas de Pemex, que destinan un porcentaje del monto de su contrato (al menos 2%) a dichos programas y obras. Hasta 2016, PACMA opera en 11 estados de la República Mexicana. El PACMA aplica a contratos que sean iguales o superen los 100 millones de pesos para proyectos terrestres y 500 millones de pesos en áreas marinas.

Por el lado de las empresas privadas, muchas de ellas realizan programas sociales, que se contabilizan en sus reportes de responsabilidad corporativa, donde hablan de sus temas de seguridad industrial, desarrollo de proveeduría local y de trabajo con las comunidades. Si bien es una práctica común, no es una obligación, por lo que no existe un compromiso firme por su publicación. De la misma manera, no hay estándares ni protocolos obligatorios, por lo que los datos que se reportan no son uniformes, y en ocasiones, ni siquiera comparables.

6.2 Gastos cuasifiscales

Con respecto a pagos cuasi-fiscales, ni Asignatarios ni contratistas generan pagos fuera de la legislación descrita anteriormente ni tampoco fuera del proceso presupuestal nacional⁴³.

Como parte de los hallazgos hechos a luz de este reporte, parece conveniente incluir en este subrequisito los subsidios a los combustibles. Si bien, los combustibles no forman parte de la actividad extractiva al ser productos refinados y procesados, su importancia en las finanzas públicas demanda mayor análisis por parte del Grupo Multipartícipe nacional (GMn)

⁴² Pemex, Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente, Políticas de Operación. Disponible en: <https://pacma.org.mx/pdf/politicas-de-operacion.pdf>

⁴³ El proceso presupuestal nacional se refiere a la publicación de la iniciativa del paquete económico del año siguiente, donde se incluye la discusión, eventual reforma y aprobación de las leyes relacionadas a los ingresos y egresos del país.

Conclusiones Generales

La reforma de 2013 creó una arquitectura legal que permite un monitoreo claro y efectivo a nivel general sobre las contribuciones (impuestos, derechos, aprovechamientos, etc.) de las empresas y de los ingresos del gobierno. Por supuesto, todavía se puede avanzar más en la granularidad de los datos: conocer a detalle las contribuciones de cada una de las Asignaciones y de los pagos hechos a los dueños de los terrenos o incluso, el nivel de fondeo de los fideicomisos de abandono.

En el caso de las Asignaciones, un mayor desglose y detalle permitiría a la sociedad civil tener mayores elementos para armar y documentar casos de acción colectiva. En general, el estándar EITI puede proveer una metodología, un marco y una base de datos confiable para ser usada a favor de la sociedad civil.

Con un alcance limitado únicamente a las transacciones monetarias relevantes entre empresas extractivas al gobierno, México tiene un nivel de cumplimiento alto, suficiente para poder emitir una primera versión de su reporte EITI. La difusión de estas contribuciones si bien es adecuada al estar disponible en su página web, podría mejorarse al emitirse informes trimestrales para llegar a esa mayoría de ciudadanos que no tienen acceso a internet.

Aunque por el momento, los gastos no-federales de las empresas no son suficientemente altos para ser considerados, se debe empezar a llevar un registro para tener noción si en algún momento se vuelven relevantes. De la misma forma, es necesario incorporar los elementos indirectos de los gastos de las empresas, sobre todo en datos de empleo y derrama económica. Una propuesta sería que INEGI o Secretaría de Economía recopilara dicha información en un cuestionario de fácil llenado, ayudando –enormemente– con esto a conocer el impacto entero de las actividades extractivas en México.

Ciertamente, el reporte EITI es y será perfectible. Con la participación del Grupo Multipartícipe nacional (GMn), cada uno en su ámbito de competencia, se descubrirán las áreas que hay que apuntalar, así como los mecanismos para expandir el alcance del reporte; especialmente en temas sociales, desarrollo de cadenas productivas y ambientales. Es aquí donde existe un elemento que no queda capturado por el estándar EITI, y que por su importancia debería estarlo: la seguridad industrial. Aunque la ASEA ya ha firmado protocolos de homologación con sus similares en Norteamérica⁴⁴, el reto continuará siendo la implementación y supervisión de su cumplimiento.

⁴⁴ American Petroleum Institute, *API Partnership with ASEA Demonstrates Leadership and Commitment to Global Safety Standards for Offshore Development*. Disponible en: <http://www.api.org/news-policy-and-issues/news/2016/06/13/api-partnership-with-asea-demonstrates-l>

Anexo

Transferencias Hechas por el Fondo Mexicano del Petróleo

Millones de Pesos	Fondo de estabilización de ingresos presup.	Fondo de estabilización de los ingresos de las entidades federativas	Fondo de extracción de hidrocarburos	Fondo sectorial CONACYT - SENER - hidrocarburos	Fondo de investigación científica y desarrollo tecnológico del IMP	Fondo sectorial CONACYT - SENER - sustentabilidad energética	Fiscalización en materia petrolera de la ASF	Tesorería de la Federación (TESOFE), Municipios Colindantes con Fronteras o Litorales	Tesorería de la Federación (TESOFE), Presupuesto de Egresos de la Federación	Total
Ene-15	16,634.2	4,839.0	294.0	3,194.5	737.2	982.9	-	29.9	7,611.2	34,323.0
Feb-15	-	-	316.5	-	-	-	-	23.2	25,155.9	25,495.5
Mar-15	-	-	531.8	-	-	-	-	32.7	27,138.1	27,702.6
Abr-15	-	-	539.2	-	-	-	10.2	33.0	25,676.8	26,259.2
May-15	-	-	500.9	-	-	-	-	31.3	44,267.4	44,799.6
Jun-15	-	-	536.3	-	-	-	-	32.9	43,931.5	44,500.7
Jul-15	-	-	572.8	-	-	-	10.2	34.6	40,811.5	41,429.2
Ago-15	-	-	511.2	-	-	-	-	31.7	42,816.9	43,359.8
Sep-15	-	-	591.6	-	-	-	-	35.5	29,660.6	30,287.6
Oct-15	-	-	525.5	-	-	-	10.2	32.4	33,656.5	34,224.6
Nov-15	-	-	549.0	-	-	-	-	33.5	40,025.5	40,608.0
Dic-15	-	-	579.6	-	-	-	-	34.9	5,200.6	5,815.2
Ene-16	10,693.0	3,110.7	316.3	2,053.5	473.9	631.9	10.2	19.7	10,283.9	27,593.2
Feb-16	-	-	251.5	-	-	-	-	15.6	21,575.0	21,842.1
Mar-16	-	-	188.8	-	-	-	-	11.7	24,657.7	24,858.3
Abr-16	-	-	262.0	-	-	-	6.6	16.3	26,562.1	26,846.9
May-16	-	-	279.0	-	-	-	-	17.4	10,898.5	11,194.9
Jun-16	-	-	332.1	-	-	-	-	20.7	29,420.9	29,773.6
Jul-16	-	-	358.6	-	-	-	6.6	22.3	32,609.0	32,996.5

Tabla de Recomendaciones, Observaciones y Avances a los Requisitos del Reporte EITI

Requisito	Mecanismo Actual y/o Propuesto	Recomendación, Observación, Avance
Supervisión del Grupo Multipartícipe	Se ha conformado el grupo intersecretarial del gobierno, al igual que el grupo de empresas (representadas por AMEXHI ⁴⁵) y de la sociedad civil.	Se ha hecho la declaratoria oficial inequívoca, por parte del gobierno mexicano, de cumplir e implementar el estándar EITI. Está pendiente la conformación del Plan de Trabajo, con objetivos y fechas límite para entrega de documentos, reportes, etc, así como de las mesas de trabajo.
Marco Legal e Institucional	La reforma constitucional de 2013 dio como resultado un nuevo marco legal, con nuevas instituciones, y mayores atribuciones y facultades a las instituciones existentes.	Todavía faltan algunos actos administrativos como, por ejemplo, convenios de uso de infraestructura compartida, sancionados por las autoridades relevantes. Está pendiente la implementación de estándares operativos, especialmente aquéllos de seguridad industrial, en la industria de la extracción de hidrocarburos.
Exploración y Producción (E&P)	El Fondo Mexicano del Petróleo contempla la publicación de la producción de hidrocarburos (por tipo y región) de las Asignaciones y de los Contratos.	El FMP ya publica, con un nivel adecuado de desagregación, la producción por campo y por contrato. Sin embargo, ese nivel de granularidad todavía no está presente en las Asignaciones.
Recaudación de Ingresos (derivados de la actividad extractiva)	Gracias a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), se establece el nuevo marco fiscal aplicable a la extracción de hidrocarburos.	El FMP recibe las diferentes contraprestaciones a las que tiene derecho el Estado, según el tipo y especificaciones propias de cada Contrato y Asignación. En el caso de los contratos de producción compartida, SHCP supervisa el correcto pago de las contraprestaciones a favor del Estado.

Requisito	Mecanismo Actual y/o Propuesto	Recomendación, Observación, Avance
Distribución de Ingresos (derivados de la actividad extractiva)	En conjunto con la LISH, la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo, la Ley de Coordinación Fiscal, y la Ley de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, se conoce los destinos de los recursos generados por la actividad extractiva.	Se han establecido los diferentes fondos (federales, regionales, estatales y municipales) con fórmulas preestablecidas por el Congreso de la Unión para su financiamiento.
Gasto Social y Económico	La Ley de Hidrocarburos dice que las empresas pueden establecer programas de beneficio social en las comunidades donde operen; estos programas pueden ser de trabajo, compra de materiales o pagos (en especie o en efectivo)	Están pendientes de publicación, por parte de SENER, de Las metodologías para establecer, cuantificar y supervisar estos programas de beneficio social.
Consecuencias e Impacto	Uno de los requisitos del reporte es que genere una discusión pública entre todos los actores de la actividad extractiva. Idealmente, esto podría llevar a decisiones y/o cuestionamientos de política pública.	Es necesario plantear, revisar y planificar los mecanismos de difusión del reporte EITI para que la mayor cantidad de actores puedan aportar al tema. Como consecuencia, hay que plantear mecanismos de captación de ideas/sugerencias/comentarios de los diferentes actores para incorporarlos a la discusión pública.
Cumplimiento y Fechas de Entrega para Países en Implementación	Los requisitos del reporte EITI exigen que exista una evaluación constante de los datos y sus metodologías para determinar si es necesario pedir prórrogas, suspensiones, y/o apelaciones.	Es necesario incluir en el Plan de Trabajo, las fechas tentativas de entrega, así como las posibles circunstancias previsibles que pudieran afectar dichas fechas de entrega para poder tener un calendario tentativo del reporte EITI.

⁴⁵ AMEXHI – Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos