



Métrica Ciudadana
Observatorio en Energía

Ley de Hidrocarburos: *críticas a la recuperación de costos y a otras deficiencias del nuevo modelo.*



Índice

Ley de Hidrocarburos: críticas a la recuperación de costos y a otras deficiencias del nuevo modelo.....	1
1. Reforma Energética y la Ley de Hidrocarburos	3
1.1. ¿De que se compone la industria de hidrocarburos mexicana?.....	3
1.2. El nuevo esquema.....	4
1.3. Conceptos relevantes	6
1.4. De los Contratos para la Exploración y Extracción	7
1.4.1. Adjudicación de los Contratos E&E.....	8
1.4.2. Facultades administrativas y nuevo proceso contractual	8
1.4.3. Contraprestaciones.....	9
2. Crítica	12
2.1. Problema de los Contratos: La Recuperación de Costos.....	12
2.1.1. El caso del yacimiento KASHAGAN en Kazakhstan	12
2.2. Otras Deficiencias	13
2.2.1. El Fondo Mexicano del Petróleo.....	13
2.2.2. El Comercializador del Estado	13
2.2.3. El Estado como Parte Contractual	13



1. Reforma Energética y la Ley de Hidrocarburos

El 20 de diciembre de 2013, fue publicada la Reforma Constitucional que cambiaría el esquema de monopolio público en materia de hidrocarburos. A la modificación le acompañó un nuevo diseño legal y reglamentario. Así, el 11 de agosto de 2014, seis decretos darían vida jurídica a un novedoso andamiaje normativo energético:

a) Se expidieron 9 Leyes: la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos; la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo; la Ley de la Industria Eléctrica; la Ley de Energía Geotérmica; Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; la Ley de Hidrocarburos; Ley de Petróleos Mexicanos; y la Ley de la Comisión Federal de Electricidad.

b) Se reformaron, adicionaron y derogaron 12 leyes: Ley Federal de Derechos; la Ley de Coordinación Fiscal; Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; la Ley General de Deuda Pública; Ley de Aguas Nacionales; Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera; Ley de Asociaciones Público Privadas; Ley Federal de las Entidades Paraestatales; la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público; y la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.

La Reforma Energética, en pocas palabras, establece que los hidrocarburos seguirán siendo propiedad de la nación. Contrario a lo que se especuló, el Estado quedó como titular y rector del sector energético. Asimismo, las actividades de exploración y extracción permanecen en el rubro de las denominadas “áreas estratégicas”¹. El resto de las actividades que comprenden la cadena de valor en el sector hidrocarburos (transformación y logística²), al permitirse la participación de particulares a través de un régimen de permisos, dejan de clasificarse como áreas estratégicas.

1.1. ¿De que se compone la industria de hidrocarburos mexicana?

Destaquemos los cinco elementos que la constituyen: 1. El reconocimiento, exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos³; 2. El tratamiento, refinación, enajenación, comercialización, transporte y almacenamiento de petróleo; 3. Procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación; así como el transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de gas natural; 4.

¹ El artículo 5 de la Ley de Inversión Extranjera, prevé cómo área estratégica la “*Exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos en términos de lo dispuesto por los artículos 27, párrafo séptimo y 28 párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y la Ley Reglamentaria respectiva*”.

² Industrias *midstream* y *downstream*. Las cuales se registrarán por los permisos otorgados por la SENER y por la CRE. Al no ser estas industrias partes de nuestro estudio, bastará con hacer mención a la nueva regulación de las mismas.

³ De conformidad con el artículo 2 de la Ley, el término “Hidrocarburos” comprende al petróleo; gas natural, condensados, líquidos del gas natural e hidratos de metano.



Transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de petrolífero; y 5. Transporte por ducto y almacenamiento que se encuentre vinculado a ductos de petroquímicos.

La industria petrolera se clasifica en tres sectores que engloban diversas actividades: *upstream*, *midstream* y *downstream*.

Upstream: la actividad general de la industria comienza con la exploración, perforación y extracción del petróleo crudo o el gas natural.

Midstream: posteriormente, el gas o el petróleo se licuan o purifican; se transportan a través de tuberías, ductos o transporte convencional; los productos son almacenados y finalmente comercializados al mayoreo.

Downstream: en esta etapa, el petróleo es refinado y el gas regasificado; son procesados y transformados en productos derivados (gasolina, queroseno, diesel, gas licuado de petróleo, asfalto, lubricantes, petroquímicos, etc.) que se comercializan con el usuario final.

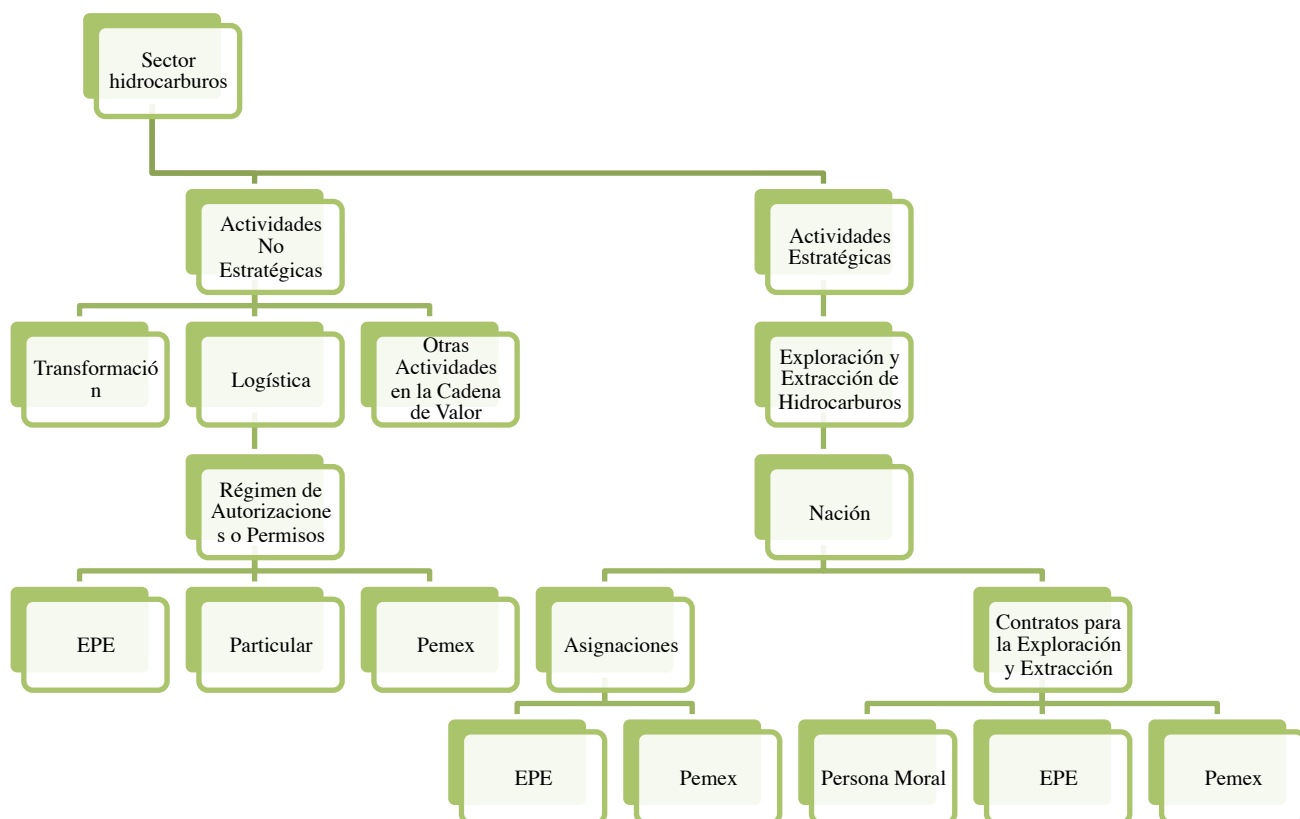
1.2. El nuevo esquema

A partir de la Reforma, la entrada del sector privado puede dividirse en dos:

1. Exploración y producción (*upstream*): Hasta ahora los particulares sólo han podido participar mediante contratos de servicios a PEMEX, bajo los que se les paga una cuota en efectivo calculada para que recuperen su inversión y obtengan un retorno razonable. La reforma plantea adicionar a estos contratos los nuevos Contratos de Ganancias/Producción Compartidas , y Licencias .
2. El transporte, almacenamiento, refinación, procesamiento de hidrocarburos y la petroquímica básica (*midstream* y *downstream*), han estado reservadas a PEMEX. Las reformas abren estas actividades a particulares, quienes a través de permisos, podrán operar refinerías, plantas de proceso de gas, plantas petroquímicas primarias y expendios de venta al menudeo como gasolineras.

De acuerdo con las reformas, el Estado, antes de licitar áreas a particulares, otorga a PEMEX las asignaciones de los campos que le tocará operar, y con ello (el Estado) podrá celebrar con PEMEX o con particulares, contratos para la exploración y extracción petrolera. PEMEX ya ha recibido las asignaciones de la Ronda Cero, por lo que asignaciones posteriores sólo le serán dadas excepcionalmente. Los contratos serán licitados por la Comisión de Hidrocarburos.

Conviene ahora revisar de manera esquemática y sintética, el formato que cobra el sector a partir de la transformación del orden jurídico en cuestión:





1.3. Conceptos relevantes

Con base en el esquema anterior y para una mayor comprensión, se detallarán los conceptos de: Asignaciones, Migración, Alianzas y Asociaciones y el de Contratos para la Exploración y Extracción:

1. *Asignaciones*: Son definidas por la Ley, como el acto jurídico administrativo mediante el cual, el Ejecutivo Federal otorga de manera exclusiva a un asignatario (Pemex o cualquier otra EPE⁴) el derecho para realizar actividades de exploración y extracción de Hidrocarburos, en un área de Asignación por una duración específica.
2. *Migraciones*: En términos generales, la Ley prevé la posibilidad de que:
 - a) Pemex y las demás EPE que sean titulares de Asignaciones, soliciten a la Secretaría de Energía (SENER), la migración de éstas a Contratos para la Exploración y Extracción (“Contratos E&E”). Esto quiere decir que Pemex y las EPE tienen la posibilidad de migrar las asignaciones en las que previamente hubiera celebrado Contratos Integrales de Exploración y Producción (“CIEP”) y Contratos de Obra Pública Financiada (“COPF”) a Contratos de Exploración y Extracción (“CEE”) (siendo estos Contratos de Utilidades/Producción Compartida). Lo que implica un nuevo marco contractual y un régimen distinto para los Contratos de Servicios.
 - b) A un lado de las migraciones podemos encontrar los *farm outs*. Los *farm outs* implican la capacidad de que Pemex u otras EPE puedan asociarse con empresas privadas⁵ para explorar y explotar sus asignaciones en conjunto, previa identificación de campos que por su complejidad técnica y alta intensidad capital, se presten a ello pudiéndose así, incrementar producción y acelerar desarrollo.
Bajo ese tenor, se contempla que para la selección de los socios estratégicos de Pemex o de la EPE de que se trate, la CNH llevará a cabo de conformidad con los lineamientos técnicos y las condiciones económicas relativas a los términos fiscales que para tal efecto establezcan SENER y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, un proceso de licitación que represente las mejores condiciones de. Seleccionado el socio, la CNH procederá a la suscripción del respectivo Contrato E&E.
3. *Alianzas o Asociaciones*: El artículo 14 de la Ley establece que Pemex y las demás EPE podrán celebrar alianzas o asociaciones para participar en los procesos de licitación de Contratos E&E, conforme a las disposiciones previstas en la Ley de Petróleos Mexicanos o la que regule la respectiva EPE.

⁴ Empresa Productiva del Estado

⁵ De conformidad con lo dispuesto por el artículo 2 de la Ley de Hidrocarburos, el término “Persona Moral”, comprende a cualquier sociedad mercantil constituida de conformidad con la legislación mexicana.



La Ley en cuestión, establece que para la ejecución de las actividades de exploración y extracción de Hidrocarburos, ni Pemex ni las demás EPE podrán celebrar con Particulares contratos de asociación público-privada.

4. *Contratos para la Exploración y Extracción*: Son definidos por la Ley como aquél acto jurídico suscrito por el Estado Mexicano a través de la CNH, por el que se conviene la exploración y extracción de Hidrocarburos en un área contractual y por una duración específica. Este tipo de contratos podrán ser celebrados con: Pemex, cualquier otra EPE o, cualquier Persona Moral mediante procesos de licitación convocados para tal efecto por dicha Comisión..

1.4. De los Contratos para la Exploración y Extracción

A continuación se analizarán los tipos de Contratos de para la Exploración y Extracción.

La Ley de Hidrocarburos prevé que la SENER establezca el modelo de contratación correspondiente para cada área contractual que se licite o adjudique, tomando en cuenta los siguientes tipos de contratos: 1. Licencia. 2. Utilidad Compartida. 3. Producción Compartida. Y 4. Servicios (estos ya existían antes de la reforma y se mantienen sin cambios, por lo que no serán descritos en la tabla).

LICENCIA	El contratista le paga al Estado: (i) bono a la firma, (ii) una cuota para la fase exploratoria, (iii) regalías; y, (iv) un porcentaje de (a) la Utilidad Operativa o (b) el Valor Contractual de los Hidrocarburos. El contratista recibe el remanente del valor de los hidrocarburos.
CONTRATO DE UTILIDAD COMPARTIDA	El contratista le paga al Estado tres tipos de contraprestaciones: (i) una cuota para la fase exploratoria; (ii) regalías; y (ii) un porcentaje de la Utilidad Operativa. El contratista recupera los costos, gastos e inversiones en que haya incurrido y recibe el remanente de la Utilidad Operativa.
CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA	El contratista paga al Estado: (i) una cuota para la fase exploratoria; (ii) regalías; y (ii) un porcentaje de la utilidad operativa del contrato. El contratista entrega a un comercializador del Estado, la parte de la producción equivalente en valor a las contraprestaciones anteriores. El contratista recibe, en especie, el remanente de los hidrocarburos y el equivalente a los costos, gastos e inversiones en que haya incurrido.

Destaca que:



1. En los tres tipos de contratos, en la fase exploratoria el Estado recibe una cuota fijada en la propia ley (\$2,650.00 pesos por metro cuadrado del área respectiva durante los primeros 60 meses y \$4,250.00 pesos en los meses subsiguientes ajustados inflacionariamente). En el caso de la Licencia, además recibe el bono a la firma que es fijado por la SHCP, en la licitación correspondiente.
2. En la fase de extracción, los tres tipos de contratos mantienen la premisa de pagar al Estado cierto porcentaje del valor del petróleo (ya sea en especie o en dinero) y dejar en manos del contratista el remanente del valor del petróleo. En la licencia, ese porcentaje se determina mediante una tasa aplicable ya sea a la Utilidad Operativa o al Valor de los Hidrocarburos. En los otros dos contratos la tasa se aplica a la Utilidad Operativa. En la licencia y en el contrato de utilidad compartida el pago se hace al contratista en dinero. En el de producción compartida se le da el porcentaje de petróleo que le corresponde en especie.

Dado lo anterior, resulta importante entender los conceptos de utilidad operativa y valor de hidrocarburos:

Valor Contractual: El resultado de multiplicar el precio del petróleo por el volumen extraído de hidrocarburos.

Utilidad Operativa: El resultado de sustraer del Valor Contractual las regalías pagadas y los costos, gastos e inversiones en que haya incurrido el contratista.

La tasa aplicable, ya sea al Valor Contractual o a la Utilidad Operativa, es la variante a licitar en cada licitación. La regalía se calcula mediante una fórmula establecida en la propia ley. Es 5% si el precio del petróleo es inferior a US\$60.00 por barril, porcentaje que se incrementa conforme aumenta dicho precio; para un precio de us\$100.00 por barril es 10%.

1.4.1. Adjudicación de los Contratos E&E

En términos generales, la adjudicación de los Contratos E&E debe llevarse a cabo mediante licitación que realice la CNH. En este sentido, las bases de licitación preverán que el Contrato E&E se formalice con Pemex; otras EPE u otras Personas Morales, ya sea de manera individual o en consorcio o en asociación en participación.

Cabe destacar que los mecanismos de adjudicación para esta clase de contratos, podrán ser entre otros: 1. una subasta ascendente; 2. una subasta descendente; o 3. una subasta al primer precio en sobre cerrado, en cuyo caso los sobres deberán ser presentados y abiertos en una misma sesión pública.

1.4.2. Facultades administrativas y nuevo proceso contractual

Con relación a las autoridades implicadas y sus facultades administrativas respecto a los contratos E&E:



Fuente: <http://energiaadebate.com/wp-content/uploads/2014/05/189626ff.pdf>

1.4.3. Contraprestaciones

¿Cómo asegurará el Estado, la renta petrolera a su favor?, ¿Qué le tocará al privado bajo cada esquema contractual?

A continuación, observemos un esquema de las contraprestaciones de los Contratos E&E que la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos ("Ley de Ingresos") contempla, de conformidad con el artículo 18 de La Ley.

Contrato	Contraprestaciones (A favor del Estado)	Contraprestaciones (A favor del Contratista)	Comentarios
Licencia	<ul style="list-style-type: none"> Bono a la firma Cuota contractual para la Fase Exploratoria Regalías Contraprestación que se determinará considerando la aplicación de una tasa al valor contractual de hidrocarburos. 	<ul style="list-style-type: none"> Transmisión onerosa de hidrocarburos una vez extraídos en el subsuelo. 	<ul style="list-style-type: none"> Con excepción del bono, los demás conceptos serán pagaderos en efectivo en el período establecido en el Contrato.



Utilidad Compartida	<ul style="list-style-type: none">• Cuota contractual para la Fase Exploratoria• Regalías• Contraprestación que se determinará por la aplicación de un porcentaje de utilidad operativa	<ul style="list-style-type: none">• Recuperación de costos• Contraprestación que será remanente de la utilidad operativa, después de cubrir la respectiva contraprestación al Estado.	<ul style="list-style-type: none">• Pago en efectivo realizado por el Fondo Mexicano del Petróleo.• Porcentaje de utilidad operativa puede ser modificado mediante un mecanismo de ajuste.
Producción Compartida	<ul style="list-style-type: none">• Cuota contractual para la Fase Exploratoria• Regalías• Contraprestación que se determinará por la aplicación de un porcentaje de la utilidad operativa	<ul style="list-style-type: none">• Recuperación de costos• Contraprestación que será remanente de la utilidad operativa, después de cubrir la respectiva contraprestación al Estado.	<ul style="list-style-type: none">• Pago en especie.• Contratista entregará en especie al comercializador, la parte correspondiente.• Recuperación de costos es optativa.• Porcentaje de utilidad operativa puede ser modificado mediante un mecanismo de ajuste.
Servicios	<ul style="list-style-type: none">• Toda la producción será entregada al Estado.	<ul style="list-style-type: none">• La que se determine en el Contrato.	<ul style="list-style-type: none">• Pago en efectivo pagado por el Fondo Mexicano del Petróleo.



Métrica Ciudadana
Observatorio en Energía



2. Crítica

A continuación se presentan las críticas que la Reforma Energética y La Ley de Hidrocarburos merecen, particularmente el nuevo esquema de Contratos de Exploración y Extracción.

2.1. Problema de los Contratos: La Recuperación de Costos

Un gran problema de los contratos es que todos aquéllos basados en la Utilidad Compartida implican la obligación de reembolsarle al contratista sus costos. Estos son los contratos que en la industria se conocen como Contratos de Recuperación de Costos.

La recuperación de costos crea un desbalance contractual. Si las utilidades son repartidas entre el Estado y el contratista ¿por qué los costos (todos o casi todos) han de ser cubiertos por el Estado?

Las reformas prevén que la SHCP pueda poner un límite en la recuperación de costos por período contractual. Pero este límite no implica que los costos arriba del mismo no se liquiden, sino que se transfieran al siguiente período contractual, y así sucesivamente.

El problema más grande con la recuperación de costos es que se presta al abuso por los contratistas. Es imposible supervisar los costos de la explotación de un yacimiento petrolero. Es por lo mismo muy fácil para los contratistas “inflar” estos costos y mediante “costos inflados”, hacerse de renta petrolera que no les corresponde y sobre la que no pagarán las contribuciones que deberían pagar.

El ejemplo histórico más palpable en materia del abuso al que se presta el concepto de recuperación de costos lo tenemos en la explotación del yacimiento *KASHAGAN*:

2.1.1. El caso del yacimiento *KASHAGAN* en *Kazakhstan*

KASHAGAN es el yacimiento de petróleo más grande que se haya descubierto en las tres últimas décadas. Es, incluso, más grande que *CANTARELL*. El gobierno de *Kazakhstan* celebró un contrato basado en la recuperación de costos y en una cuota por barril. El artículo del *Oxford Energy Forum*, describe en los siguientes términos el funcionamiento de esta estructura contractual:

A pesar de ser presentadas como un ejemplo típico de alineamiento de intereses, la experiencia ha demostrado que las disposiciones contractuales basadas en recuperación de costos son, a menudo, una receta para el desastre, y eso es exactamente lo que pasó en *KASHAGAN*. Los costos totales del proyecto se incrementaron más de 100 mil millones de dólares, y la producción, originalmente programada para iniciar en 2005 o 2006, ahora está programada para el 2012. El resultado neto fue que en el descubrimiento más grande del mundo en la era moderna, mismo que tenía proyectado una producción de 1.5 millones de barriles



por día, el Estado tan sólo hubiera recibido un “gran” total de 2% del petróleo producido durante, por lo menos, la primera década de producción...⁶

2.2. Otras Deficiencias

2.2.1. El Fondo Mexicano del Petróleo

Se presenta como un instrumento de ahorro público de largo plazo. Es ante todo, un fideicomiso de garantía de pago a los contratistas bajo el que se depositan todos los ingresos de los contratos y las asignaciones. Cada contratista no sólo está garantizado mediante los flujos de su propio contrato, sino por los flujos de todos los otros contratistas y las asignaciones. Además de la desproporción en el mecanismo de garantía, se debe estudiar el impacto de esto en otros acreedores del Estado (i.e. Bonos Soberanos).

2.2.2. El Comercializador del Estado

Las iniciativas contemplan la contratación, por licitación, de un comercializador para los hidrocarburos del Estado (Art. 28 Ley de Hidrocarburos). Esto quiere decir que tanto la infraestructura energética como los canales de comercialización del petróleo serían puestos en manos privadas.

Dada la cantidad de divisas generadas por los hidrocarburos, esto no sólo implica un riesgo de política energética, sino también de política económica y monetaria.

2.2.3. El Estado como Parte Contractual

Se prevé la celebración de los contratos directamente con el Estado y no con la petrolera estatal. Mientras las petroleras celebrarán los contratos a través de subsidiarias o empresas de propósito específico limitando su responsabilidad contractual, la responsabilidad por parte del Estado no estará limitada.

Las obligaciones contractuales tendrán el carácter de deuda soberana. Se considera a Pemex “una petrolera más” a triunfar o perecer conforme a la competencia del mercado.

⁶ *Op. Cit.*