

CUADERNOS DE INVESTIGACIÓN EN DESARROLLO

ANÁLISIS DE LAS INICIATIVAS DE LEGISLACIÓN REGLAMENTARIA DE LA REFORMA ENERGÉTICA



COORDINACIÓN
DE HUMANIDADES



Programa
Universitario
de Estudios
del Desarrollo
UNAM



Manuel Aguilera
Francisco Javier Alejo
Jorge Eduardo Navarrete
Ramón Carlos Torres

ANÁLISIS DE LAS INICIATIVAS DE LEGISLACIÓN
REGLAMENTARIA DE LA REFORMA ENERGÉTICA

Cuadernos de Investigación en Desarrollo
2018

ANÁLISIS DE LAS INICIATIVAS DE LEGISLACIÓN REGLAMENTARIA DE LA REFORMA ENERGÉTICA

Manuel Aguilera Gómez
Francisco Javier Alejo López
Jorge Eduardo Navarrete
Ramón Carlos Torres Flores



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
2018

Aguilera Gómez, Manuel, autor.

Análisis de las iniciativas de legislación reglamentaria de la reforma energética / Manuel Aguilera Gómez, Francisco Javier Alejo López, Jorge Eduardo Navarrete, Ramón Carlos Torres Flores. –Primera edición.

66 páginas. – (Cuadernos de Investigación en Desarrollo).

ISBN de la colección: 978-607-30-0445-9

ISBN de la obra: 978-607-30-0613-2

1. Petróleo –Leyes y legislación – México. 2. Petróleos Mexicanos. 3. Política energética – México. I. Alejo, Francisco Javier, autor. II. Navarrete, Jorge Eduardo, autor. III. Torres Flores, Ramón, autor. IV. Título. V. Serie

Primera edición: 11 de junio de 2018

D.R. © 2018 UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Ciudad Universitaria, Delegación Coyoacán, 04510, Cd.Mx.

Coordinación de Humanidades

www.humanidades.unam.mx

Programa Universitario de Estudios del Desarrollo

Planta baja del edificio Unidad de Posgrado,

costado sur de la Torre II Humanidades

Ciudad Universitaria, Cd.Mx.

delegación Coyoacán, c.p. 04510

www.pued.unam.mx

ISBN de la colección: 978-607-30-0445-9

ISBN de la obra: 978-607-30-0613-2

Esta edición y sus características son propiedad de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Prohibida su reproducción parcial o total por cualquier medio, sin autorización escrita de su legítimo titular de los derechos patrimoniales.

Hecho en México

ÍNDICE

ANÁLISIS DE LAS INICIATIVAS DE LEGISLACIÓN REGLAMENTARIA DE LA REFORMA ENERGÉTICA

I. ASIGNACIONES Y CONTRATOS EN LA INICIATIVA DE LEY DE HIDROCARBUROS	7
<i>Régimen de asignaciones para Pemex y otras EPE.</i>	7
<i>La ronda cero: riesgo de una salida en falso.</i>	10
<i>Transformación de las asignaciones en contratos.</i>	14
<i>Régimen de contratos de exploración y extracción.</i>	17
<i>Cesión de control corporativo y de gestión o de control de operaciones.</i>	20
<i>Participación del Estado en los contratos.</i>	21
<i>Contratos en yacimientos fronterizos.</i>	23
<i>Clausulado de los contratos.</i>	23
II. LOS RÉGIMENES IMPOSITIVOS A CONTRATOS Y ASIGNACIONES EN LA INICIATIVA DE LEY DE INGRESOS DE HIDROCARBUROS	24
<i>Régimen de derechos sobre las asignaciones.</i>	28
<i>Régimen fiscal de los contratos.</i>	31
<i>Consideraciones finales.</i>	34
III. NUEVO PEMEX, EMPRESA PRODUCTIVA DEL ESTADO	37
<i>Carácter híbrido de la empresa.</i>	37
<i>Órganos de gobierno y estructura operativa.</i>	39
<i>Inobservancia de normas legales.</i>	42
<i>Pemex: recinto fiscal.</i>	48
<i>Reflexión final.</i>	53
IV. LA AGENCIA NACIONAL DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y DE PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE DEL SECTOR HIDROCARBUROS	54
<i>Nuevo paradigma en el aprovechamiento de los recursos naturales.</i>	55
<i>Retroceso en la política ambiental.</i>	56
<i>Modificación al texto del proyecto de ley.</i>	60
<i>Contenido y alcance de la protección ambiental.</i>	61
<i>Desconcentrar no debe equivaler a suplantar.</i>	64
<i>Regular mediante evaluación de externalidades.</i>	65

ANÁLISIS DE LAS INICIATIVAS DE LEGISLACIÓN REGLAMENTARIA DE LA REFORMA ENERGÉTICA

*Manuel Aguilera Gómez, Francisco Javier Alejo López,
Jorge Eduardo Navarrete y Ramón Carlos Torres Flores¹*

El Ejecutivo Federal entregó al Congreso de la Unión, el último día del primer periodo legislativo ordinario de 2014, un conjunto de iniciativas de leyes reglamentarias de la reforma constitucional en materia energética promulgada el 20 de diciembre de 2013. Se trata de nueve ordenamientos jurídicos nuevos y de la modificación de 12 vigentes. Las iniciativas permitieron vislumbrar los contornos, alcances y principales características del nuevo paradigma de explotación de recursos energéticos que el gobierno impuso a la nación.

El Grupo de Energía del Programa Universitario de Estudios del Desarrollo analizó, en cuatro documentos de trabajo preparados y divulgados en junio y julio de 2014, los aspectos centrales de las iniciativas de legislación reglamentaria en materia de hidrocarburos, dentro del renovado diseño general del sector de energía.

Este texto constituye una versión resumida del contenido de esos cuatro documentos, al que se añaden observaciones y consideraciones derivadas de las enmiendas hechas a las iniciativas originales durante el proceso legislativo.²

¹ Programa Universitario de Estudios del Desarrollo, Grupo de Energía.

² Los cuatro documentos de trabajo del PUED son los siguientes: 11a Las actividades extractivas en la iniciativa de Ley de Hidrocarburos, 11b Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y del Fondo Mexicano del

Como se reitera en los documentos referidos, el análisis no prejuzga la realización y el resultado de una eventual consulta popular sobre la reforma energética.

El 11 de agosto de 2014 se publicaron en la edición vespertina del Diario Oficial de la Federación (DOF) los decretos por los que el Congreso General expidió la legislación reglamentaria de la reforma constitucional en materia energética promulgada en diciembre del año anterior.

I. ASIGNACIONES Y CONTRATOS EN LA INICIATIVA DE LEY DE HIDROCARBUROS

Régimen de asignaciones para PEMEX y otras EPE

Petróleos mexicanos (PEMEX) y otras empresas productivas del Estado (EPE) que eventualmente se constituyan podrán recibir de la Secretaría de Energía (SENER), con previa opinión favorable de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), asignaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos. La SENER deberá demostrar que, en el caso de que se trate, la asignación es el mecanismo más adecuado desde el punto de vista del interés del Estado, en términos de producción y garantía de abasto. Por su parte, la EPE asignataria demostrará que dispone de la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva.

Petróleo, 11c Un régimen de excepción para Petróleos Mexicanos y 11d Acerca de la Agencia de Seguridad Industrial y Protección Ambiental.

La SENER, con la opinión de la CNH, podrá modificar unilateralmente los términos y condiciones del título de asignación y, de ser necesario, requerir al asignatario que someta a la aprobación de la CNH las modificaciones del caso a los planes y programas de exploración y extracción.

Se establecen dos condiciones para la cesión de asignaciones:

- autorizadas las asignaciones por la SENER, las EPE podrán cedérselas entre ellas, pero estarán impedidas para transferirlas a particulares;
- sin embargo, las EPE podrán celebrar con particulares, mediante licitación y con la máxima transparencia, contratos de servicios para la explotación de las áreas asignadas, cubriendo en efectivo la contraprestación por el servicio recibido —como lo hace PEMEX ahora—.

Se argumenta que en esta forma se dota a las EPE, incluido PEMEX, “de herramientas que les permitan competir en el sector de hidrocarburos”. Esta última acotación subraya una vez más la convicción de los redactores del proyecto de reforma acerca de que PEMEX es una entidad incapaz de competir en el mercado en que ha operado por tres cuartos de siglo, a menos de que se apoye en otras petroleras que suplan sus insuficiencias y que le permitan competir.

PEMEX y las demás EPE verán revocadas sus asignaciones y deberán devolverlas al Estado, “sin pago ni indemnización alguna”, en caso de:

- suspender sus actividades en el área asignada por más de 180 días, sin causa justificada o autorización de la CNH;
- no cumplir con el plan de exploración o de desarrollo de la extracción;
- sufrir accidentes graves atribuibles a su dolo o culpa;
- remitir información falsa o, de manera dolosa y sistemática, omitir o entorpecer la entrega de la misma a la SENER, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la CNH o la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos.

Podría preverse, en algunos casos, recurrir a la opinión técnica de un tercero calificado para sostener una decisión de revocación si la EPE asignataria se inconforma con la misma.

Los asignatarios podrán también renunciar a las asignaciones recibidas si deciden no continuar con los trabajos, de acuerdo con las condiciones de devolución previstas en el título respectivo.

En caso de revocación o renuncia, los asignatarios deberán —sin recibir pago alguno—devolver al Estado los bienes asignados, incluyendo la entrega “en buenas condiciones del área de asignación”, así como la de inmuebles, instalaciones y equipos.

La iniciativa es insuficiente en relación con los criterios y procedimientos de adjudicación de las asignaciones, quedando sumamente corta respecto de, por ejemplo, la definición de conceptos como campos en producción, áreas en exploración y del proceso técnico, económico y jurídico para su asignación y explotación por parte de PEMEX u otras EPE.

Ninguna de estas insuficiencias fue solventada en el proceso legislativo. El régimen de asignaciones propuesto fue aprobado con un solo cambio de fondo: reconocer a la Sener la facultad de aprobar —y no meramente dictaminar— los planes de exploración y desarrollo de PEMEX y otros eventuales asignatarios.

La ronda cero: riesgo de una salida en falso

La ronda cero —como oportunidad irrepetible para que se defina el papel que le corresponderá jugar a PEMEX como principal empresa productiva del Estado en el sector petrolero— es uno de los momentos más importantes y definitorios de la reforma energética puesta en marcha con la reforma constitucional de 20 de diciembre de 2013. Los campos en producción y las áreas en exploración que PEMEX solicitó que le fueran asignados en la ronda cero fueron mantenidos bajo reserva y no son del conocimiento público. La respuesta de la SENER, elaborada con la asistencia técnica de la CNH, determina qué campos en producción y áreas en exploración se asignan a PEMEX, y constituye un acontecimiento trascendente de orden político, económico, financiero y técnico que no está regulado ni se considera en la iniciativa de legislación reglamentaria.

Con la ronda cero, las reservas y los recursos prospectivos de hidrocarburos quedan segregados en compartimentos, determinados en su magnitud y alcance por los campos en producción y áreas en exploración que se decida incluir en las asignaciones a PEMEX. Las repercusiones de la segmentación son de diferente naturaleza e impacto para los diversos tipos de reserva y de recursos prospectivos. A corto y mediano plazos, la segmentación de las reservas probadas incide de manera importante en los ingresos petroleros

del gobierno federal. En cambio, la segmentación de las reservas probables y posibles y de los recursos prospectivos encierra repercusiones más complejas, con resultados que se visualizan a mediano y largo plazos.

A diferencia de las reservas probables y posibles, los volúmenes de extracción de las reservas probadas son técnica y comercialmente factibles de extraer con un margen de error y costos reducidos; sólo un tercio de las mismas requiere de inversiones relativamente modestas. No se conoce argumentación técnica, económica o financiera que fundamente, en las condiciones actuales, la posibilidad de obtener mayor volumen de extracción de esas reservas probadas como resultado de adoptar el sistema de contratos en lugar del de asignaciones. Tampoco puede alegarse que los hidrocarburos extraídos mediante contratos puedan colocarse a mejores precios internacionales.

Por otra parte, el impacto en los ingresos petroleros del gobierno federal difiere en certidumbre y magnitud según se opte por asignaciones o contratos. Los que provienen de las primeras estarán sujetos, de acuerdo con las iniciativas, al mismo régimen de derechos que actualmente grava a Pemex y ofrece, por tanto, certidumbre y magnitud recaudatorias similares a las ahora prevalecientes.

Los ingresos petroleros del gobierno federal originados en el sistema de contratos de exploración y extracción en campos donde se alojan reservas probadas estarán sujetos al tipo de contrato que se seleccione, al beneficio que signifique el contrato seleccionado en dichos ingresos, a la eventual respuesta de los particulares a las licitaciones y al efecto de las contraprestaciones aplicables a cargo del contratista. La combinación y posibilidades de estas opciones es incierta y,

como se pone de relieve en otra parte de este documento, muy posiblemente de menor magnitud que los ingresos tributarios provenientes del régimen de asignaciones sujeto al pago de derechos.

Estas consideraciones sobre la ronda cero son cruciales para la estabilidad y el crecimiento económico en el futuro inmediato del país. No invalidan ni alteran la necesidad de que la Sener analice y resuelva, con la asistencia técnica de la CNH, la solicitud de asignación de campos en producción y áreas en explotación que presentó PEMEX.

La propia Constitución ofrece elementos para que el Congreso regule esta materia con visión de Estado, sin desconocer la realidad actual de dependencia y vulnerabilidad de las finanzas públicas respecto a los ingresos petroleros.

Los resultados en 2013 y en los primeros meses de 2014 no fueron alentadores: la extracción siguió disminuyendo y alejando al país cada vez más de cumplir las metas de extracción de crudo y gas establecidas para 2018; la tasa de restitución de reservas en 2013 fue de 67.8%, menor a la meta de 100%; los ingresos petroleros continúan disminuyendo respecto al presupuesto y a las tendencias previsibles; y los precios internacionales de los hidrocarburos manifiestan tendencia a mantener el nivel actual, no al aumento.

Elementos como éstos no deberían ser ignorados por el Congreso al considerar la urgencia y sentido de regular los criterios de selección para conocer e influir en las asignaciones a Pemex en la ronda cero.

Sugerencia. Con base en las consideraciones precedentes se sugiere establecer las siguientes disposiciones puntuales

sobre la ronda cero, quizá como artículos transitorios de la Ley de Hidrocarburos:

- a) Determinar que el Congreso y los ciudadanos tengan conocimiento de los campos en producción y de las áreas en exploración que PEMEX incluyó en la solicitud de la ronda cero, al mismo tiempo que se precisa la información sobre el patrimonio de la nación constituido por el volumen de reservas probadas; dónde se localizan los campos y las áreas que las contienen.
- b) Determinar también, para cumplir con el mandato de transparencia, la responsabilidad institucional de las instancias de decisión y gobierno que formularon y suscribieron la solicitud de PEMEX; de las encargadas en la CNH de prestar asistencia técnica en el análisis de la solicitud, y de las responsables de emitir la resolución en la SENER.
- c) Definir los criterios y procedimientos para analizar y resolver la solicitud de campos en producción y áreas en explotación que presentó PEMEX a la SENER, con motivo de la ronda cero, y demostrar que dicha regulación cumple los mandatos que la propia Constitución establece respecto a los ingresos provenientes de la explotación de los hidrocarburos y otros relacionados con la estabilidad macroeconómica y de las finanzas públicas.
- d) Modificar el plazo en que la SENER debe dar respuesta a la solicitud de PEMEX, y establecerlo cinco meses después de la aprobación de la Ley de Hidrocarburos, a fin de que esa Secretaría y la CNH dispongan de la

regulación relativa de los criterios que deben aplicarse para analizar, evaluar y resolver dicha solicitud.

A pesar de su importancia, la ronda cero no fue atendida en los debates legislativos de las iniciativas energéticas. En una total opacidad, la SENER y la CNH analizaron la solicitud de PEMEX, y la resolución correspondiente se emitió el 13 de agosto, más de un mes anterior a la fecha de vencimiento y un día después de que entró en vigor la legislación regulatoria. El 12 de agosto, víspera del anuncio de la resolución, se publicó en el DOF el “Acuerdo que establece el procedimiento para delimitar las áreas susceptibles de adjudicarse a través de asignaciones”. Es esencial insistir en que se hagan públicos, cuanto antes, los contenidos de la solicitud y la resolución, más allá de fragmentos de información e imprecisiones genéricas. Dichos contenidos deben ser de conocimiento público, transparente y completo.

Sobre la resolución misma, se dispone, por el momento, de dos boletines de prensa expedidos por la SENER y PEMEX el 13 de agosto, en los que se establece que las asignaciones otorgadas a PEMEX en la ronda cero equivalen a 83% de las reservas 2P, es decir, el total de lo solicitado por la empresa, y 21% de los recursos prospectivos, que equivale a 67% de la petición. Se trata de una superficie próxima a 90 mil km² y a un volumen de recursos estimados en 20 600 millones de barriles de petróleo equivalente (MMbpe).

Transformación de las asignaciones en contratos

La iniciativa de Ley de Hidrocarburos dispone que las asignaciones que reciban PEMEX y otra(s) EPE podrán ser transformadas en contratos. Esta operación es denominada “migración de asignaciones a contratos”. Los redactores de la iniciativa prevén que las EPE, incluyendo a PEMEX,

puedan solicitar a la SENER —la que resolverá con asesoría de la CNH— la transformación en contratos de sus títulos de asignación para “cambiar el régimen fiscal”. Al respecto, la exposición de motivos advierte que:

mientras las asignaciones se encontrarán sujetas a un esquema de pago de derechos específico, los contratos [...] se encontrarán sujetos a un régimen fiscal en el que se prevén distintas contraprestaciones que se adecuarán a las condiciones y requerimientos de cada proyecto, lo que claramente constituye un régimen fiscal diferenciado [y más favorable] respecto al de las asignaciones.

Además, una asignación transformada en contrato permitirá a la EPE “establecer alianzas o asociaciones” con particulares para la explotación del área correspondiente. La opción que se ofrece a PEMEX y otra(s) EPE es nítida: para explotar las áreas de asignación podrán celebrar con particulares contratos de servicios, cubriendo en efectivo la contraprestación correspondiente; para explotar las áreas en que la asignación se haya convertido en contrato podrán asociarse o establecer alianzas con particulares; es decir, compartir con éstos las utilidades o la producción, o limitarse a adquirir la que éstos realicen.

La selección de un particular como socio de una EPE deberá hacerse por licitación, de acuerdo con el régimen general establecido para realizarla, con dos excepciones:

- la SENER deberá contar con la “opinión favorable” de PEMEX, o de la EPE de que se trate, para determinar los criterios de precalificación de la licitación;

- la CNH considerará la opinión de PEMEX o de la EPE en cuestión acerca de las capacidades y experiencia de las empresas particulares interesadas en la asociación o alianza.

Es claro que se desea incorporar a la legislación incentivos, tanto fiscales como operativos, para que PEMEX y otras eventuales EPE procuren “la migración de sus asignaciones a contratos”.

La figura de transformación o “migración” de las asignaciones de Pemex a contratos constituye una herramienta para estrechar aún más, de manera progresiva, el campo de actividad exploratoria y extractiva en que PEMEX pueda mantener su operación exclusiva.

Cuando eventualmente todas las asignaciones se hayan transformado en contratos y en todos éstos se hayan constituido asociaciones con particulares, PEMEX habrá desaparecido prácticamente.

Sugerencia. Sería conveniente que la “migración a contratos” de las asignaciones de PEMEX, en especial las que resulten de la ronda cero, sólo se autorice en caso de incapacidad manifiesta de PEMEX —determinada por la CNH y por un consultor independiente— para llevar adelante la explotación eficiente del área de que se trate. Corresponde al interés nacional mantener la operación exclusiva de PEMEX en las áreas más rentables. En algunos casos, la transformación en contrato de una asignación podría ser favorable a PEMEX, ya que estrecharía el margen de seguridad energética.

Los boletines de prensa aludidos sobre la resolución de la ronda cero señalan que PEMEX ha identificado diez oportunidades de asociación estratégica a consolidar antes de fines de 2015, agrupadas en cuatro paquetes:

- *Respecto al primero, la empresa solicitará la migración de 22 contratos integrales de exploración y producción y de obra pública financiada, ya en vigor, a contratos de asociación estratégica en términos de la nueva legislación.*
- *El segundo paquete se refiere a tres campos de crudo extrapesado (<11° API) en aguas someras del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco.*
- *El tercero se enfoca al desarrollo de dos campos gigantes de gas en aguas profundas.*
- *El último se orienta a desarrollar dos campos de reciente descubrimiento en aguas profundas del área de Perdido, frente al litoral de Tamaulipas.*

Se estima que la inversión por recibir entre 2015 y 2018 ascenderá a alrededor de 50 mil millones de dólares.

Régimen de contratos de exploración y extracción

El capítulo II de la iniciativa de Ley de Hidrocarburos se refiere a los “contratos para la exploración y extracción”. Establece que el otorgamiento de éstos corresponde al Estado, por conducto de la CNH, y “a través de un proceso de licitación”. En la exposición de motivos se afirma que este procedimiento “prioriza el principio de máxima transparencia” en el proceso de otorgamiento. La experiencia nacional indica que la transparencia no siempre es característica distintiva de todo proceso de licitación. Hay que fundar y garantizar esa prioridad a favor de la transparencia de manera suficiente en las bases respectivas.

Por otra parte, la iniciativa propone que los contratos de exploración y extracción sean regidos únicamente por la Ley de Hidrocarburos, presumiblemente por las disposiciones reglamentarias de ésta y, en forma supletoria, sólo por el derecho mercantil y el derecho común. El contenido de la iniciativa es insuficiente para permitir la adecuada convocatoria de las sucesivas rondas de licitación que abarcarán todas las áreas y campos no asignados a PEMEX en la ronda cero.

A lo largo de esta iniciativa no se “regulan las modalidades de contratación, que deberán ser, entre otras, de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia”, a pesar de que el artículo 4 transitorio del decreto de reforma constitucional señala, *inter alia*, que debía realizarse la regulación de esas modalidades en el plazo señalado por el propio artículo —supuesto que no se actualizó en el tiempo previsto—.

La iniciativa registró una modificación importante. Se añadió un primer párrafo al artículo 18 a fin de que corresponda a la Sener establecer “el modelo de contratación correspondiente para cada área contractual que se licite o adjudique [...], para lo cual podrá elegir, entre otros, los contratos de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia”. Si bien la enmienda se limita a enumerar los tipos de contrato, manteniendo la noción de que puede también haberlos de otro tipo, representa un avance respecto del contenido de la iniciativa.

La iniciativa señala que “los contratos para la exploración y extracción establecerán invariablemente que los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación”. Cabe preguntarse por las consecuencias operativas de una cláusula de este tenor inserta en los contratos.

Por ejemplo, ¿Permitirá a la CNH ordenar la suspensión de la explotación de alguna área contractual si encuentra que se está dañando el depósito por la técnica de extracción utilizada, sobre todo en el caso de operaciones de recuperación secundaria o de recursos no convencionales? ¿O en el caso de que el aceite o gas provengan de un depósito vecino y conectado pero ajeno al área contractual? El hecho de que el contratista puede considerar, para fines contables, todos los recursos existentes en el área contractual, ¿No compromete la propiedad de la nación sobre los mismos? Mientras no se defina su alcance práctico, se tratará de una cláusula meramente declarativa.

Sugerencia. Convendría establecer en la ley, sobre la base del principio reconocido en los contratos, que los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la nación, y los casos en que ésta, a través de la CNH, podrá ordenar la cancelación de algún contrato si se demuestra —mediante dictamen de la propia CNH y de un consultor independiente— que el contratista está, por las técnicas de extracción, el ritmo de explotación del yacimiento o las acciones de recuperación secundaria, dañando irremediablemente el depósito o, entre otros casos, infligiendo daños graves al ambiente, por contaminación de suelos o aguas o atmósfera, o incumpliendo gravemente las normas de seguridad industrial.

Cesión de control corporativo y de gestión o de control de operaciones

La iniciativa de ley señala que corresponde a la SENER autorizar, en forma previa, la celebración de alianzas o asociaciones que prevean la cesión del control corporativo o de gestión del contratista, o el control parcial o total de las operaciones en un área contractual. Este tipo de cesiones podrá autorizarse siempre y cuando el nuevo gestor u operador tenga la experiencia y capacidades técnicas y administrativas para desahogar las actividades previstas en el área contractual, así como las inherentes a la ejecución del contrato.

Es claro que esta disposición abre la posibilidad de que los contratistas ganadores de una licitación transfieran el control y operación de las áreas contractuales a terceros que no hayan participado en la licitación. A reserva de aclarar su alcance, el artículo 15 parece abrir la puerta a componendas y simulaciones de muy diverso tipo.

Sugerencia. En principio este tipo de cesiones debería estar prohibido, salvo que la cesión sea indispensable para la continuidad de los trabajos de exploración o extracción a juicio de la CNH. En todo caso, deberían definirse, de manera explícita y limitativa, los supuestos en que se podrá autorizar la cesión del control corporativo y de gestión o de control de operaciones por parte de un contratista. En casos que la cesión se refiera a contratos de gran magnitud (*i. e.*, 25 mil b/d o más) podría preverse informar al Congreso y contar con la no objeción de éste.

En esta materia la iniciativa se modificó con la adición de plazos muy limitados y de afirmativas fictas que aseguran que las solicitudes de los contratistas para ceder el control corporativo y de gestión o el control de operaciones se resolverán de manera expedita: la CNH cuenta con dos días para avisar a la SENER respecto de la solicitud presentada por algún contratista y ésta con 20 días para inconformarse. A su vez, la CNH deberá resolver dentro de los diez días siguientes. De no hacerlo, “se entenderá en sentido favorable”. Habiendo dejado cuestiones cruciales sin definir, llama la atención que se haya llegado a este grado de detalle de procedimiento en la Ley de Hidrocarburos misma. Resulta adecuado preguntar si las cesiones de derechos serán sometidas a una reglamentación precisa.

Participación del Estado en los contratos

Corresponde a la SENER determinar los términos y lineamientos para la licitación de los contratos. Al abrir la licitación, la SENER podrá prever la participación del Estado —a través de PEMEX, otra EPE o “un vehículo financiero especializado del Estado”—, estableciendo de manera explícita las bases de licitación en los siguientes tres casos:

- cuando el área contractual a licitarse coexista, a diferente profundidad, con un área de asignación;
- cuando existan oportunidades de impulsar la transferencia de conocimiento o tecnología a favor de PEMEX u otra EPE;
- cuando se trate de “proyectos que se deseen impulsar a través de un vehículo financiero especializado del Estado”.

En los casos segundo y tercero, la participación estatal no será mayor a 30% de la inversión del proyecto.

Diversos extremos de esta particular disposición requieren ser aclarados:

- Es evidente que PEMEX tendrá interés en participar en la explotación de un yacimiento situado, a diferente profundidad, en un área que tiene asignada. No sólo debe tenerse en cuenta la viabilidad técnica y operativa de que un asignatario y un contratista coexistan en la misma área superficial para realizar trabajos a diferentes profundidades, sino que debería reconocerse la conveniencia de que el yacimiento más profundo sea incorporado a la asignación. Por otra parte, ¿Puede un contratista realizar la explotación de un depósito más profundo sin afectar las condiciones de operación del asignatario que explota otro, situado a menor profundidad?
- Uno de los argumentos más socorridos en apoyo de la reforma constitucional fue la supuesta incapacidad técnica, financiera y operativa de Pemex para explotar de manera eficiente los yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas. De ser así, todos los contratos referidos a este tipo de áreas ofrecerían la oportunidad de transferencia de conocimiento y tecnología que se alude en el segundo supuesto. ¿Se va a reconocer la participación de Pemex u otra EPE en todos esos contratos?
- ¿Qué elementos pueden llevar al “vehículo financiero especializado del Estado” a desear impulsar un proyecto de exploración o extracción en un área contractual por licitarse? Podría ser, desde luego, su rentabilidad extraordinaria o la riqueza excepcional del campo. Si

tal es el caso, ¿Por qué limitar a 30% de la inversión la participación del Estado? ¿Son ya inconcebibles las participaciones de las EPE al 100% en proyectos de particular importancia? No es, desde luego, el caso de Petrobras.

A pesar de las reservas con las que conviene examinar el contenido de esta disposición, su tenor no fue modificado y quedó transcrita, sin más, de la iniciativa a la ley.

Contratos en yacimientos fronterizos

PEMEX u otra EPE deberá participar, de manera obligada y con por lo menos 20% de la inversión, en las áreas contractuales en que “exista la posibilidad de encontrar yacimientos transfronterizos”. Las bases de licitación y adjudicación incluirán este supuesto. Se busca garantizar que, en caso de confirmarse que el yacimiento en cuestión sea transfronterizo, se tutele el interés nacional y se garantice la observancia del tratado internacional aplicable.

Clausulado de los contratos

El artículo 19 de la iniciativa de Ley de Hidrocarburos enumera 15 componentes mínimos que deberán incluirse en el clausulado de los contratos.

La mayoría de ellos corresponden a cláusulas de práctica común en este tipo de contratos, por lo que la enumeración no resulta útil. Hubiera sido preferible establecer en la ley un modelo de contrato para reducir en todo lo posible los grados de discrecionalidad, teniendo en cuenta la diversidad

de dependencias que intervendrán en su formulación. Se adujo que habría que mantener la flexibilidad, y, en una declaración a la prensa, un funcionario de la Sener señaló que los contratos “serían como trajes a la medida” para el proyecto específico de que se tratase.

Sugerencia. Si se establece en la ley un clausulado mínimo para los contratos, debería completarse y precisarse, o bien dar el paso adicional de establecer un contrato tipo o un formato completo de contrato que reduzca los márgenes de discrecionalidad durante el proceso de negociación de los mismos. Igualmente, la Ley de Hidrocarburos podría reconocer explícitamente los diferentes tipos de contrato —que se distinguen en la iniciativa de Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos— y ofrecer modelos para cada uno de ellos.

Este artículo tampoco fue modificado por el Poder Legislativo: se transfirió sin enmiendas a la ley.

II. LOS RÉGIMENES IMPOSITIVOS A CONTRATOS Y ASIGNACIONES EN LA INICIATIVA DE LEY DE INGRESOS DE HIDROCARBUROS

A continuación se examina el régimen fiscal que se aplicará a las actividades primarias —exploración y extracción— de la industria petrolera desnacionalizada, de acuerdo con la iniciativa de Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. La iniciativa cubre diversos aspectos interconectados:

- el régimen fiscal aplicable a las asignaciones y contratos, que distingue, por una parte, los derechos a cargo de los asignatarios —PEMEX y otras EPE—, y por otra, las contraprestaciones a cargo de los contratistas, así como los impuestos a los que ambos estarán sujetos;
- las disposiciones sobre administración y supervisión financiera y económica de los contratos, competencia, respectivamente, del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP) y la SHCP;
- las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas respecto de los recursos de hidrocarburos.

A diferencia de otras, esta iniciativa registró cambios importantes tanto en forma como en contenido durante el proceso legislativo, de modo tal que el texto que produjo la Comisión de Hacienda de la Cámara de Diputados —la de origen para la iniciativa— difiere significativamente de la original. Se modificaron los derechos y las tasas aplicables en el régimen de asignaciones y las contraprestaciones en el de contratos, así como los impuestos a los que ambos estarán sujetos.

La división o fragmentación que se propone en las iniciativas entre aspectos técnicos y operativos de las asignaciones y contratos, por una parte, y, por otra, aspectos económicos y financieros de las mismas puede ser fuente de confusión, así como de fricción y, quizá, conflicto entre las autoridades responsables: la SENER y, por lo general, la CNH o, en materia de transporte y distribución de gas natural, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), para los primeros aspectos, y la SHCP, el FMP y, en ocasiones, la CNH, para los segundos.

Otra división o fragmentación alude a los ingresos públicos que se percibirán como resultado de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Los ingresos

derivados de las contraprestaciones a cargo de los contratistas, determinados por caso, y los derechos a cargo de los asignatarios se canalizarán al FMP, “exceptuándolos de las reglas de concentración contenidas en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio de que se trate y demás disposiciones jurídicas aplicables”. En cambio, el impuesto sobre la renta y otros impuestos federales que causen los asignatarios y contratistas seguirán enterándose a la Tesorería de la Federación.

En la ley aprobada se precisa que el FMP realizará “la administración de los aspectos financieros” de los contratos sin perjuicio de las atribuciones de la CNH relativas a su administración. Se precisa también la actuación conjunta del FMP en la “administración” de contratos y de la SHCP en la “verificación”. Se puntualiza que ambas entidades “deberán” coordinarse con la CNH. Por otra parte, participarán en el proceso la Sener, la CNH y la CRE, cuidando los procesos de contratación, la operación técnica de los contratos y los procesos de transporte y logística de los mismos. Por separado, la ley incluye disposiciones análogas aplicables a las asignaciones. En todo caso, resulta claro que desde ahora puede preverse el eventual surgimiento de tensiones entre los dos bloques institucionales: por un lado, el bloque contractual, técnico y patrimonial (SENER-CNH-CRE) y por otro el bloque económico-financiero (SHCP-FMP). Asignatarios y contratistas deberán atender a ambas instancias.

Exceptuar los ingresos derivados de las contraprestaciones a cargo de los contratistas de lo dispuesto en la Ley de Ingresos de la Federación, como se plantea en la iniciativa, significa ignorar las competencias del Congreso en materia de ingresos públicos. Cabría preguntarse si no es excesiva la exclusividad de competencia para el Ejecutivo y, dentro

de él, para la SHCP, en la determinación caso por caso de las contraprestaciones.

En la exposición de motivos de la iniciativa se señala que las contraprestaciones a cargo de los contratistas no deben considerarse cargas tributarias. Se argumenta que en el medio petrolero se conoce a la regulación como régimen fiscal y que las contraprestaciones establecidas en los contratos — sujetas al acuerdo de voluntades de las partes— no tienen la naturaleza de contribuciones, a pesar de referirse a las contraprestaciones que recibe el Estado, derivadas de las actividades de exploración y extracción.

Sugerencia. Si bien se tiene la intención de que las contraprestaciones reflejen “las condiciones del mercado” y, al mismo tiempo, aseguren la máxima captura de la renta petrolera, parece extremo el diseño incorporado a la iniciativa de ley. Éste deja al total arbitrio de la SHCP —aun en consulta con la CNH— el establecimiento casuístico de los términos: caso por caso, contrato por contrato. Se deberían, al menos, definir umbrales mínimos de aceptabilidad. Para este fin resulta importante la determinación previa de la “variable de adjudicación”, que debería quedar incluida en los términos públicos de las licitaciones.

En cambio, siendo las asignaciones una figura administrativa por la que se concede a una EPE el aprovechamiento de los hidrocarburos contenidos en el área asignada, la iniciativa declara que “resulta adecuado, como se propone, mantener un régimen, éste sí tributario, de derechos para estas actividades similar al que existe actualmente”.

A pesar de que se aprobó diferenciar el tratamiento fiscal entre contratos y asignaciones, también se introdujo —mediante la adición del título cuarto— un impuesto aplicable a ambos regímenes: el impuesto sobre la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos. El impuesto se calculará a partir de la superficie contratada o asignada para exploración y explotación. Los cobros mensuales serán respectivamente de 1 500 y 6 mil pesos mexicanos por km².

Las cuotas establecidas parecen modestas respecto a su finalidad. Toda la recaudación obtenida de este impuesto se integrará al Fondo para Entidades Federativas y Municipios. No será incluida en la recaudación federal participable y será destinada en su totalidad a inversión en infraestructura para remediar o resarcir afectaciones al entorno social y ecológico. Las entidades transferirán 20% de los recursos recibidos a los municipios que registren daños sociales y/o ecológicos. Aquéllas y éstos podrán destinar hasta 3% de los recursos recibidos a estudios y evaluación de proyectos. Entre otros requisitos, las entidades deberán estar adheridas al Sistema Nacional de Coordinación Fiscal.

Régimen de derechos sobre las asignaciones

De entrada se establece la obligación del asignatario —que sólo puede ser PEMEX o alguna otra EPE— de enterar al FMP los derechos establecidos en el título tercero de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, sin perjuicio de “cumplir ante la autoridad fiscal competente con las demás disposiciones de carácter fiscal relativas al pago de derechos”.

El régimen de derechos aplicable a las asignaciones fue objeto de una modificación significativa respecto de la iniciativa. De la amplia variedad de derechos considerados en ésta, en la ley quedaron solamente tres: el derecho por la utilidad compartida, el derecho de extracción de hidrocarburos y el derecho de exploración de hidrocarburos.

El régimen del derecho por la utilidad compartida —aplicable a todas las asignaciones— sustituye al derecho ordinario sobre hidrocarburos y otros más. Lo pagarán los asignatarios con base en una tasa de 65% de la diferencia entre el valor del total de hidrocarburos extraídos en el año fiscal correspondiente y las deducciones permitidas por la ley. A cuenta del pago anual del derecho, los asignatarios harán pagos provisionales mensuales. En la declaración anual se podrán acreditar estos pagos y si hubiere saldo a favor se compensará en los pagos mensuales del ejercicio siguiente.

Esta nueva tasa representa una disminución de seis puntos porcentuales respecto al conjunto de tasas antes aplicable. Sin embargo, este nuevo régimen no es aplicable de inmediato. El artículo transitorio segundo establece que la tasa aplicable en 2015 será de 70%, con descenso progresivo de hasta 66.25% en 2018. Además, el total de deducciones no deberá exceder de 10.6% en 2015, con ascenso gradual hasta 12.025% en 2018. Queda en evidencia la ansiedad recaudatoria de la administración.

Para la determinación de la base gravable del derecho por la utilidad compartida serán deducibles los conceptos siguientes:

- I. 100% de las inversiones en exploración, recuperación secundaria y mantenimiento no capitalizable en el ejercicio.
- II. 25% de las inversiones en desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo o gas natural durante el ejercicio.
- III. 10% de las inversiones en infraestructura de almacenamiento y transporte indispensables para la

ejecución de las actividades de la asignación: ductos, terminales o tanques de almacenamiento, durante el ejercicio.

- IV. Los costos y gastos, considerando las erogaciones necesarias para la extracción de petróleo y gas (conforme a las Normas de Información Financiera Mexicanas), excepto las inversiones arriba señaladas.
- V. El derecho de extracción de hidrocarburos efectivamente pagado.

El monto de las deducciones en ningún caso será superior a los siguientes porcentajes:

- I. 12.5% del valor anual de los hidrocarburos distintos del gas natural no asociado y sus condensados, extraídos de áreas terrestres.
- II. 12.5% del valor anual de los hidrocarburos distintos del gas natural, en áreas marítimas con tirante de agua inferior a 500 metros.
- III. 80% del valor anual de los hidrocarburos extraídos en campos de gas natural no asociado.
- IV. 60% del valor anual de los hidrocarburos extraídos en áreas marítimas con tirante superior a 500 metros.
- V. 60% del valor anual de los hidrocarburos extraídos del paleocanal de Chicontepec.

Por su parte, el derecho de extracción de hidrocarburos será pagadero por los asignatarios mensualmente, mediante la aplicación de la tasa que corresponda al valor de los hidrocarburos que sean extraídos durante el periodo. Las tasas se determinarán, en forma progresiva, a partir de los

precios en dólares de Estados Unidos de América (EUA) del petróleo, el gas natural asociado, el no asociado y los condensados, tomando en cuenta las variaciones del índice de precios al productor en EUA. Aunque la estructura de tasas es compleja, a título ilustrativo cabe tener en mente que las aplicables al petróleo tienen un rango de entre 7.5% con precios inferiores a 48 dólares por barril (dls/b) y 14% con 100 dólares por barril.

Se establece también el derecho de exploración de hidrocarburos, al que quedan obligados los asignatarios con cargo a la parte de las áreas de asignación que no se encuentre en fase de producción. Las cuotas establecidas, que se actualizarán con el índice de precios al consumidor de México, son las siguientes: 1 150 pesos por km² durante los primeros 60 meses y 2 750 pesos por km² a partir del mes 61.

Régimen fiscal de los contratos

Tras manejar, en la iniciativa de Ley de Hidrocarburos, una sola figura contractual: el contrato de exploración y extracción, en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se recuperan las distintas figuras contractuales incorporadas a los artículos transitorios del decreto de reforma constitucional en materia energética: los contratos de licencia, los contratos de utilidad compartida y de producción compartida y los contratos de servicios. Plantea los lineamientos generales para definir las contraprestaciones que se establecerán en cada uno de estos tipos de contrato y, más adelante, propone otros lineamientos generales comunes a las diversas contraprestaciones.

Ninguna de las dos iniciativas básicas —la de Ley de Hidrocarburos y la de Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos— define la naturaleza jurídica ni el alcance de los contratos de licencia. A ello se adiciona que la sección de estos contratos en la segunda de las dos iniciativas es la más extensa y detallada, quizá con la pretensión de inducir la preferencia de los particulares. Sería indispensable cubrir esta *lacuna*.

La utilidad operativa se determina restando al valor contractual de los hidrocarburos en el periodo el monto de las regalías generadas y la contraprestación por recuperación de costos. La tasa está sujeta a un mecanismo de ajuste al alza en caso de rentabilidad extraordinaria. La tasa será definida en cada contrato.

En cada periodo se determinará el valor contractual de los hidrocarburos. Las tasas de cálculo de las regalías tendrán en cuenta las variaciones del Índice de Precios al Productor de EUA o el que lo sustituya. La SHCP se sujetará a los lineamientos que ella misma emita para este propósito, los que se publicarán en el DOF.

En los contratos de utilidad y producción compartida los contratistas entregarán el total de la producción contractual al comercializador y a la vez éste entregará los ingresos producto de la comercialización al FMP. En los contratos de utilidad compartida, el FMP conservará las contraprestaciones que correspondan al Estado y entregará las que correspondan al contratista; en los contratos de producción compartida las contraprestaciones al contratista se pagarán en especie, con una proporción equivalente al valor de las mismas.

Contraprestaciones en los contratos

<i>Contratos</i>	<i>Contraprestaciones a favor del Estado</i>	<i>Contraprestaciones a favor del contratista</i>
	<p><i>Bono a la firma</i> determinado por la SHCP para cada contrato. Su monto y condiciones de pago se incluirán en las bases de licitación. Pagadero en efectivo al FMP.</p>	<p><i>Trasmisión onerosa de los hidrocarburos</i> pagadera cuando se hayan cubierto las contraprestaciones a favor del Estado.</p>
	<p><i>Cuota contractual para la fase exploratoria</i> pagadera en efectivo al Estado en cada periodo en los términos del contrato.</p>	
	<p><i>Regalías</i> calculadas como más adelante se indica.</p>	
<i>Licencias</i>	<p><i>Tasa a la utilidad operativa o tasa al valor contractual de los hidrocarburos</i> se determinará para cada periodo restando del valor contractual de los hidrocarburos el monto de regalías efectivamente pagado, los costos y gastos incurridos y la parte proporcional de las inversiones. Ambas tasas están sujetas a un mecanismo de ajuste al alza, aplicable en casos de rentabilidad extraordinaria. Se incluirán en el contrato y en las bases de licitación. También se enumeran los conceptos de costo cuya deducibilidad no está permitida.</p>	

Contraprestaciones en los contratos (continuación)

<i>Contratos</i>	<i>Contraprestaciones a favor del Estado</i>	<i>Contraprestaciones a favor del contratista</i>
<i>Utilidad y producción compartida</i>	<i>Cuota contractual para la fase exploratoria</i> pagadera en efectivo al Estado en cada periodo en los términos del contrato.	Recuperación de los costos sólo los reconocidos por monto inferior al límite de recuperación de costos en el periodo.
	<i>Regalías</i> se calcularán del mismo modo que el derecho sobre extracción de hidrocarburos.	
	<i>Tasa sobre la utilidad operativa</i> determinada restando al valor contractual de los hidrocarburos el monto de las regalías generadas y la contraprestación por recuperación de costos. Tasa sujeta a ajuste por rentabilidad extraordinaria.	Remanente de la utilidad operativa una vez cubierta la tasa sobre dicha utilidad operativa.

Consideraciones finales

El anterior análisis muestra que el remanente neto que quedaría para PEMEX y para otras eventuales EPE podría ser significativamente inferior al correspondiente a los titulares de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, sobre todo durante el lapso 2015-2018. La determinación de la base gravable para dicho pago encierra complejidades, en tanto que el derecho sobre la utilidad compartida, con

tasa de 65% sobre el excedente de operación aplicable a los asignatarios, involucra tanto un gravamen anticipado sobre utilidades y el reparto anticipado de dividendos, además de recuperación de renta económica pura.

Resulta inquietante el grado de indefinición contenido en la ley. Por ejemplo, no se encuentra definición alguna de lo que se entiende por “contrato de licencia”. A lo anterior se suma la rigidez burocrática del régimen de asignaciones y la aparente amplitud y flexibilidad que se aplicaría en el régimen de contratos con personas morales hasta hoy no conocidas. Se evidencia, como se ha dicho, una total ausencia de confianza en las EPE y una muy amplia en particulares hasta hoy no identificados. Algunos de los actores internacionales más destacados en este campo no necesariamente se ubican en el área de la confiabilidad.

Debe temerse un amplio margen para el surgimiento de tensiones entre los diversos actores institucionales que, conforme al texto de la iniciativa, participarían en la administración de los regímenes de asignaciones y contratos. Una fuente importante de tales tensiones podría ser el peso abrumador y el nivel de detalle de las atribuciones de la SHCP, frente a las correspondientes a la Sener, la CNH y la CRE.

Otra cuestión fundamental será el remanente para inversión que le quede a las EPE durante el periodo 2015-2018, habida cuenta de la necesidad del fisco federal de captar de PEMEX al menos 4.7% del PIB cada año, a fin de lograr un balance sostenible de las finanzas públicas, con un incremento sustancial en el gasto como el que se ha propalado.

La entrada de nuevos actores privados, nacionales y extranjeros a la industria de los hidrocarburos encierra un

potencial de impulso, pero no en el corto plazo, en tanto el descubrimiento, desarrollo y explotación de los yacimientos no convencionales de hidrocarburos tomará tiempo.

Si bien es cierto que la gran diversidad de situaciones específicas previsible en el caso de los hidrocarburos no convencionales aconseja ciertos márgenes de flexibilidad, también es cierto que se requieren algunos parámetros básicos de referencia que permitan mayor certidumbre, haciendo menos casuísticos los procesos de licitación y adjudicación de contratos.

De ser éste el caso, es fundamental que, como indica la ley, la SHCP determine los valores mínimos de adjudicación, tanto en términos del proceso técnico para determinarlos como de la transparencia en su manejo. La intervención de los factores de mercado quedaría reflejada en la puja de los interesados por superar esos valores, habida cuenta de que todos hayan pasado por el cernidor que determine su idoneidad para participar en el proceso licitatorio. La firmeza de las autoridades del Estado mexicano quedaría de manifiesto, primero, al rechazar aspirantes y, segundo, al declarar desierto algunos de los concursos, así como al aplicar con rigor las causales de cancelación de los contratos.

La intención eminentemente recaudatoria de la ley resulta evidente, si bien el régimen de derechos finalmente aprobado representa una mejoría respecto a la prolijidad e innecesaria variedad de exacciones que existían en el régimen anterior.

III: NUEVO PEMEX, EMPRESA PRODUCTIVA DEL ESTADO

En el conjunto de iniciativas de legislación reglamentaria de la reforma constitucional en materia energética, destaca el proyecto de ley de PEMEX que la convierte en empresa productiva del Estado. El proyecto de ley propone una configuración administrativa que pretende superar las deficiencias de la organización actual y erradicar los problemas que tradicionalmente ha enfrentado la paraestatal.

Carácter híbrido de la empresa

A lo largo del preámbulo de la iniciativa de ley se insiste en la intención de transformar a PEMEX en una EPE a imagen y semejanza de las empresas privadas a las que se les adjudica, en exclusividad, el atributo de la rentabilidad y eficiencia que se traducen en utilidades. Para lograrlo, se crea una figura jurídica híbrida, la de “empresa productiva del Estado”, denominación de una sociedad mercantil propiedad del Estado, generadora de utilidades y, por ende, una empresa organizada con fines de lucro. La EPE se sujeta a un régimen especial, un verdadero *régimen de excepción*, al extremo de puntualizar aquellas leyes que los administradores y directivos de PEMEX no tendrán obligación de cumplir.

El cambio de la naturaleza jurídica de PEMEX de organismo público descentralizado a empresa mercantil propiedad del Estado se sustenta, de acuerdo con la exposición de motivos de la iniciativa de ley, en dos tesis:

- PEMEX ya no será el único participante en la actividad petrolera del país debido a que las reformas

constitucionales admiten la presencia de empresas privadas en todas las fases de la industria petrolera, desde la exploración y extracción hasta la producción y distribución de productos petrolíferos y petroquímicos. La nueva ley orgánica pretende, por lo tanto, modificar la estructura jurídica de la empresa estatal para la competencia en un mercado de múltiples participantes.

- Eliminar los obstáculos burocráticos que entorpecen la toma fluida y eficaz de decisiones, a efecto de corregir los crónicos problemas financieros de la empresa que la han llevado a operar con patrimonio contable negativo en los últimos años. Naturalmente, la nueva configuración legal de PEMEX ha contemplado cuidadosamente la incorporación de normas que aseguren sus cuantiosas contribuciones tributarias para no agravar las atribuladas condiciones financieras de la hacienda pública federal.

Los legisladores deben atender las experiencias exitosas a escala mundial de los órganos estatales encargados de la actividad petrolera. En éstas se documenta que la administración petrolera en manos del Estado no ha sido una fatalidad, toda vez que más de 85% del petróleo extraído en el mundo corresponde a reservas petroleras de empresas estatales. En la presentación de la iniciativa de ley no se prueba que el carácter de organismo de Estado, encargado en exclusividad de las tareas básicas relacionadas con la actividad petrolera, haya causado los declinantes niveles de extracción ni la parálisis en materia de refinación. Sería insostenible tal aseveración, porque con tal carácter PEMEX llegó a ser, con mucho, la empresa más importante del país.

Órganos de gobierno y estructura operativa

En el proyecto de ley persiste la configuración administrativa de PEMEX adoptada hace dos décadas. La administración de la nueva empresa será confiada a un Consejo de Administración integrado por diez consejeros: el secretario de Energía, quien lo presidirá y tendrá voto de calidad, el titular de la SHCP, tres consejeros del gobierno designados por el presidente de la república y cinco consejeros “independientes” nombrados también por el Ejecutivo.

Sugerencia. La iniciativa es confusa, pues no distingue la cualidad de uno y otro grupo de consejeros, salvo en las causas de su remoción. Sería conveniente que la calidad y responsabilidad de servidor público se extendiese a todos los miembros del Consejo. Siendo la nación la propietaria del subsuelo, la rendición de cuentas de los responsables de PEMEX debería efectuarse también ante el Congreso.

Esta propuesta fue recogida en el nuevo artículo 113 de la ley al establecer que el director general deberá presentar al Ejecutivo federal y al Congreso de la Unión el informe de labores del organismo. Establece también que los consejeros independientes serán propuestos por el Ejecutivo federal al Senado. Esta disposición dará lugar a que el nombramiento de los mismos quede sujeto a las peculiaridades del reparto de cuotas partidistas, como lo demuestra la experiencia en la composición de otros organismos públicos sujetos a normas análogas.

Es improbable que la estructura planteada en la iniciativa de ley resuelva los problemas de control interno de una empresa de gran magnitud. La hipertrofia de PEMEX se ha

reflejado en las relaciones empresa-sindicato. Entre ambos existe un contrato colectivo en extremo complejo —además de gravoso— e inaplicable en muchos casos, porque las condiciones de trabajo pactadas en ese documento cotidianamente se trasgreden por parte del personal técnico-directivo con el argumento de establecer condiciones para cumplir con los objetivos de inversión-producción. Estas violaciones al contrato colectivo se han resuelto, en todos los casos, tras prolongadas reuniones de conciliación entre la empresa y el sindicato, mediante pagos indemnizatorios a la representación laboral, acordados por ambas partes.

Si bien los organismos subsidiarios tienen sus respectivos consejos de administración, esta subdivisión no ha sido sino una simple reconfiguración administrativa, porque los organismos subsidiarios nunca funcionaron como tales, ni establecieron relaciones comerciales formales entre ellos, ni tuvieron autonomía de gestión puesto que las decisiones fundamentales concernientes a cada uno de ellos han sido tomadas por la Dirección General y el Consejo de Administración del Corporativo.

Sugerencia. Ahora la iniciativa reproduce el esquema organizativo y consolida sus aberraciones: las empresas productivas subsidiarias también tendrán el carácter de EPE, pero no funcionarán con la verdadera autonomía de gestión propia de las subsidiarias, sino que seguirán estando guiadas por las decisiones del corporativo. Esta relación entre matriz y subsidiarias entraña una gran complejidad, sobre todo en materia de precios de transferencia entre las distintas subsidiarias, con enormes repercusiones en el terreno contractual y fiscal que no están resueltas en el

proyecto. Debería simplificarse a partir de planteamientos elementales de organización corporativa.

En la práctica, las relaciones entre las subsidiarias se contabilizan conforme a precios de transferencia con un prorrateo convencional de costos derivados de las operaciones realizadas por el corporativo. El sistema de precios de transferencia que utiliza PEMEX, basado en costos de oportunidad y precios internacionales, no refleja las prioridades del ente productivo y de todas sus subsidiarias. Estos criterios determinan en forma artificial los saldos financieros de cada una de las empresas subsidiarias, en los que quedan insertas, por ejemplo, operaciones en los mercados especulativos de derivados, que no siempre sirven de apoyo a la comercialización, o inversiones aventuradas que afectan el patrimonio de la empresa. La iniciativa de ley de Pemex no resuelve estos problemas y podría contribuir a prolongarlos, circunstancia que conviene corregir.

Finalmente, conforme la iniciativa de ley, PEMEX y sus empresas subsidiarias gozarán de autonomía presupuestaria y estarán sujetas a un régimen especial previsto en un nuevo título, el quinto bis, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, y en cuanto a su endeudamiento, atenderán lo dispuesto en la Ley General de Deuda Pública. En otros términos, la nueva empresa formulará su presupuesto atendiendo al balance financiero y al tope de gasto en servicios personales aprobados anualmente por el Congreso a propuesta de la SHCP.

La reforma no modificó la práctica de crear empresas filiales de PEMEX bajo el régimen legal imperante en cualquier otro país, sobre todo en aquellos donde es posible crear empresas mercantiles sin regulación alguna, como en Panamá o Islas Caimán. Por esta vía se abre la posibilidad de realizar operaciones en mercados especulativos fuera de todo control oficial.

Inobservancia de normas legales

Según la iniciativa de ley, el gobierno interior de PEMEX estará a cargo de su Consejo de Administración y de su director general. Conviene asegurar que definir los alcances de la autonomía presupuestaria y de gestión de Pemex, no implique la inobservancia de disposiciones en materia de topes salariales.

En esta misma línea de pensamiento, el artículo 71 establece que “Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias cuentan con un régimen de remuneraciones especial, distinto del previsto en el artículo 127 constitucional”, cuyos montos serán aprobados libremente por el Consejo de Administración y el Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones del propio Consejo. A su vez, la fracción I del artículo 72 previene que “las remuneraciones para el personal se calcularán de manera equivalente a las existentes en la industria o actividad de que se trate”.

Sugerencia. Es inadmisibles que el personal directivo de Pemex esté exceptuado de los límites salariales previstos en la Constitución; debería sujetarse a lo establecido en ésta.

En todo caso, es pertinente el sistema de estímulos previsto en la fracción II del artículo referido —similar al existente en diversas partes del mundo— para premiar el desempeño por áreas, aplicable a las esferas técnicas y administrativas, exceptuando a los miembros del Consejo de Administración.

También es preocupante la excepción prevista en el artículo 29 de la iniciativa en el sentido de que los consejeros y los funcionarios “no estarán sujetos al régimen previsto por la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos o a cualquier otro ordenamiento o disposición aplicable en general a los servidores públicos de carácter federal”. La exoneración de responsabilidades responde al discutible argumento, mencionado en la exposición de motivos, de que la Ley de Responsabilidades genera incentivos perversos que inhiben la toma de decisiones por parte de los directivos. Cuando las decisiones están debidamente sustentadas nunca inspiran desconfianza en los funcionarios.

Más adelante, el artículo 36 de la iniciativa exonera a los miembros del Consejo de toda responsabilidad por actos u omisiones causantes de daño patrimonial a la empresa, *cuando actúen de buena fe*. Se trata de una excepción difícilmente acreditable.

Esta misma consideración se aplica a los trabajadores de la empresa. Las responsabilidades son solidarias del órgano al que pertenecen y, eventualmente, serán exigibles solamente por la vía civil, según la iniciativa.

La iniciativa propone que el Consejo de Administración emita un código de ética, con implicaciones únicamente

administrativas, con el que se pretende sustituir el régimen general de la Ley de Responsabilidades.

Se prevé también la contratación —a favor de los miembros del Consejo de Administración, del director general, directores y aquellos empleados que determine el propio Consejo, tanto de PEMEX como de sus empresas productivas subsidiarias— de “seguros, fianzas o cauciones que cubran el monto de la indemnización por los daños que cause su actuación o bien seguros para asumir los servicios de defensa y asistencia legal de dichos empleados”.

Sugerencia. Resulta inadecuado sustituir el régimen general de responsabilidades por un “código de ética” *ad hoc*, determinado en forma endógena y que no prevé eventuales sanciones penales. En todo caso, en la elaboración de tal código sería deseable la participación de especialistas ajenos a la empresa. Por otra parte, habría que definir si la contratación de coberturas financieras para indemnizaciones por daños y costos legales a favor del personal superior constituye un eventual estímulo a las conductas lesivas al interés de la empresa o propicia actitudes de indiferencia o descuido de posibles riesgos. Debe valorarse en qué medida estas políticas favorecen una cultura de la impunidad. Existe también un elemento de discriminación a favor de los funcionarios de alto nivel.

El régimen de excepción se extiende también a las adquisiciones y obras. El artículo 74, segundo párrafo, establece que “a las adquisiciones, arrendamientos, contratación de servicios y obras de cualquier naturaleza [...] no les serán aplicables la Ley de Adquisiciones,

Arrendamientos y Servicios del Sector Público y la Ley de Obras y Servicios relacionados con las mismas”. Todos los contratos que Pemex celebre con particulares tendrán un carácter administrativo, y los actos posteriores se regirán por la legislación mercantil.

Si bien los procedimientos de contratación se sujetarán al espíritu del artículo 134 constitucional, en la iniciativa de ley se prevé lo siguiente:

En los casos en que el procedimiento de concurso abierto no resulte idóneo para asegurar las mejores condiciones [...] la empresa podrá optar por emplear otros procedimientos que podrán ser, entre otros, la invitación restringida, o de adjudicación directa, siempre y cuando se actualice alguno de los supuestos que se indican a continuación: [...] fracción VIII. Se trate de servicios de consultoría, asesorías, estudios de ingeniería o de otra naturaleza, investigaciones o capacitación.

Sugerencia. Estas normas son evocadoras del clima de contratismo imperante en PEMEX a lo largo de los años recientes. Sin establecer límites a esta fórmula de contratación, la experiencia ha probado que la excepción se torna rápidamente en práctica generalizada con las consecuencias por todos conocidas. Es aconsejable, en todo caso, establecer criterios para la celebración de contratos, pero dentro del marco de la Ley de Adquisiciones.

El tema amerita una consideración adicional. Es universalmente admitido que la explotación de recursos naturales es una actividad en la que las prácticas inmorales suelen definir el patrón de conducta de las empresas

contratistas o concesionarias. En particular, atendiendo a su elevada rentabilidad, la explotación de hidrocarburos acopia un largo historial de abusos e inmoralidades en todas las latitudes. En tales condiciones, resulta incomprensible la laxitud normativa que se pretende conferir a la administración de la nueva EPE. En el texto de la ley impera una confusión entre normatividad y trámites excesivos e innecesarios: no se debe eliminar la primera por causa de los segundos, sino que es indispensable reducir éstos para evitar que la normatividad entorpezca la toma oportuna de decisiones.

La mayor parte de los actos ilícitos está relacionada con el *contratismo*. El explosivo aumento de la planta laboral de PEMEX —sobre todo de personal transitorio— se pretendió justificar como respuesta a necesidades temporales concretas. Para contrarrestar la enorme expansión laboral se concertó con el Sindicato la contratación de empresas *outsourcing* para realizar una gran diversidad de tareas, sobre todo en el área de exploración. Las empresas privadas prestadoras de servicios a Pemex dan empleo a más de cien mil trabajadores, desde tareas simples de limpieza hasta el alquiler de helicópteros y lanchas de transporte entre plataformas y tierra firme o de equipos de exploración geológica submarina.

Todas las implicaciones derivadas de la eliminación de la observancia de las leyes de Responsabilidades de los Servidores Públicos, de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, de Obras y Servicios y de Bienes Nacionales pretendieron subsanarse mediante ciertos criterios generales incluidos en un capítulo de la ley denominado “De las medidas para garantizar la integridad de las contrataciones”, que resultan notoriamente insuficientes. Tampoco resulta satisfactorio el argumento de que en un futuro próximo se expedirán las normas legales conducentes para combatir la corrupción. En esa eventualidad,

¿Por qué se evita aplicar las normas existentes en la inteligencia de que cuando se expidan las nuevas disposiciones legales (de naturaleza y alcances inciertos) se habrán de abrogar aquellas que resulten incompatibles?

Ese contratismo ha sido fuente primordial de inmoralidad. No se desdeña la existencia de “corrupción hormiga” en las diversas instalaciones de PEMEX y de algunas operaciones cuestionables de dirigentes sindicales, sino que se subraya que el eje principal de las inmoralidades imperantes en la paraestatal se localiza en la influencia de las altas esferas políticas que obligan a la complicidad de los altos mandos de dirección de PEMEX y a la violación de normas legales en un marco de impunidad “políticamente protegida”. Lejos de corregirlos, la iniciativa de ley propicia aún más el cáncer de la corrupción. Esta cruda problemática no se corregirá con la inobservancia de normas legales o la excepción a su cumplimiento, sino con la implantación de procedimientos debidamente observables, sin trámites innecesarios.

El régimen laboral previsto en la iniciativa suscita preocupaciones. Por ejemplo, se debate la constitucionalidad de excluir a los trabajadores de PEMEX del régimen de reparto de utilidades. El artículo 104 de la iniciativa establece:

Las utilidades que obtengan Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias [...] no se repartirán entre sus trabajadores. Lo anterior sin perjuicio de que conforme a la legislación laboral, puedan otorgar a sus trabajadores cualquier incentivo, compensación, bono, gratificación o comisión por el desempeño de sus labores.

Sugerencia. Puede argumentarse que se trata de una disposición inconstitucional debido a que entre las excepciones previstas en el artículo 123 constitucional no se encuentra la actividad petrolera. Además, el artículo 9 transitorio de la iniciativa de ley garantiza que los derechos de los trabajadores serán respetados conforme a la ley. Se trata de una cuestión extremadamente delicada que concierne a un principio constitucional inexcusable: los derechos de los trabajadores son irrenunciables.

En la versión original de la iniciativa de ley esta exclusión estaba contemplada en el artículo 104; en la versión aprobada aparece en el artículo 118.

PEMEX: recinto fiscal

La iniciativa de ley prevé que PEMEX y sus subsidiarias entreguen al gobierno federal un dividendo estatal, en reconocimiento del usufructo de un recurso del que es propietaria la nación. Al respecto estipula que, en el mes de julio de cada año, la SHCP, considerando la información relativa a la situación financiera de la empresa, “determinará la propuesta de monto que Petróleos Mexicanos, así como cada una de sus empresas productivas subsidiarias, deberá entregar al gobierno federal como dividendo estatal”. También consigna: “Los montos señalados en la fracción anterior se incluirán en la iniciativa de Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio fiscal que corresponda, para la aprobación por parte del Congreso de la Unión”. Singularidad notable que alimenta aún más la excepcionalidad en las normas futuras: la SHCP ordena a Pemex entregar al gobierno federal, como

dividendo, un porcentaje de los ingresos, una vez excluidos los impuestos, antes de que se concrete el monto y destino de las eventuales utilidades.

El artículo 14 transitorio de la iniciativa establece, en función de las necesidades de la hacienda pública, que aunque el dividendo estatal comenzará a cobrarse en 2016, sólo hasta 2027 entrará en vigor el procedimiento de cálculo y de aplicación contenido en ella.

- En 2014 y 2015 la tributación de PEMEX se mantiene igual.
- En 2016 el dividendo estatal será, cuando menos, de 30% de los ingresos después de impuestos derivados de las actividades de PEMEX y sus subsidiarias a las que se refiere el título segundo de la iniciativa de Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, es decir, de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.
- De 2017 a 2021 disminuirá progresivamente hasta alcanzar 15 por ciento.
- De 2022 a 2026 disminuirá progresivamente hasta llegar a 0 por ciento.
- A partir de 2027 se calculará conforme a la ley promulgada.

A lo largo de la iniciativa se postula la pertinencia de conformar a PEMEX como una empresa administrada de acuerdo con las prácticas empresariales. Conviene recordar que las empresas mercantiles decretan un dividendo una vez conocidos —y dictaminados— los estados financieros. Esto es, tras haber reconocido las utilidades, provisionadas las

reservas respectivas y evaluadas las necesidades de inversión de la empresa, se determina el dividendo repartible.

Sugerencia. En la iniciativa de ley, en cambio, se predetermina el monto de un dividendo sin conocimiento de los resultados de operación reales y sin tener en cuenta las necesidades de reinversión de utilidades. En el fondo, es evidente que Pemex, aun transformada en EPE, sigue siendo concebida como un simple recinto fiscal.

La iniciativa de ley establece que las controversias de las que sean parte PEMEX o sus subsidiarias serán competencia de los tribunales jurisdiccionales nacionales, pero en ninguna parte establece la prohibición de aceptar contractualmente el sometimiento a tribunales radicados en el extranjero para dirimir controversias mercantiles. Esta cláusula de jurisdicción obligatoria a tribunales nacionales es fundamental para la defensa de una empresa del Estado mexicano.

El artículo 98 obliga al director general a presentar ante el Consejo de Administración, a más tardar en abril de cada año, un informe que contenga los estados financieros de la empresa. Empero, la iniciativa es omisa en cuanto a la necesidad de confronta entre las metas previstas en el Plan Anual de Operaciones y los resultados obtenidos, así como en puntualizar que los estados financieros alusivos deberán haber sido dictaminados previamente por los auditores externos, pues sin esta condición carecen de validez legal y de representatividad contable.

La ley aprobada incluye dos capítulos adicionales: presupuesto y deuda. En materia presupuestal, la ley contempla conferir mayor autonomía a la nueva empresa. El artículo 100 estipula que “Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias cuentan con autonomía presupuestaria y se sujetarán sólo al balance financiero y al techo de gasto de servicios personales que, a propuesta de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, apruebe el Congreso de la Unión”. Es decir, el presupuesto de Pemex, al seguir incorporado al federal, se sujetará a los límites y condiciones establecidos por la SHCP.

En el capítulo de deuda, se le otorga libertad a la administración para concurrir a los mercados nacional o internacional “de dinero y capitales y contratar los financiamientos internos y externos que requiera para sí y sus empresas productivas subsidiarias” en la escala apropiada a su capacidad de pago y de común acuerdo con la SHCP en cuanto a la calendarización.

No le serán aplicables a PEMEX las normas en materia de austeridad previstas en el Presupuesto de Egresos de la Federación pero el Consejo de Administración deberá dictar normas análogas.

Cabe destacar que se establece que “las obligaciones constitutivas de deuda pública de PEMEX y sus empresas subsidiarias no constituyen obligaciones garantizadas por el Estado mexicano”. Esta disposición podría limitar la capacidad de expansión de PEMEX.

La reforma dará lugar al desprendimiento de equipos y personal de Pemex: por un lado, las funciones y activos relacionados con el manejo del gas serán entregadas en el futuro al Centro Nacional de Gas Natural, encargado de la operación del transporte y almacenamiento de este producto; por otro, los activos del área técnico-administrativa responsable de las investigaciones geológicas pasarán a la CNH. Con esta última disposición, la nueva subsidiaria a cargo de la exploración y producción quedará desprovista

de la información geológica técnicamente apropiada para solicitar a la CNH nuevas asignaciones y nuevos contratos de exploración y extracción. En otras palabras, habrá sido despojada de su principal instrumento para definir los planes de exploración de cualquier empresa petrolera.

La configuración de la nueva empresa estará afectada también por otras disposiciones contenidas en diversas leyes, sobre todo en la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Ingresos de Hidrocarburos, ordenamientos que colocan en desventaja a PEMEX frente a las empresas perforadoras, pues son evidentes las prerrogativas fiscales del régimen de contratos de exploración-explotación con el que operarán las empresas privadas frente al tratamiento tributario que recibe la empresa estatal. Si bien PEMEX podrá migrar al régimen de contratos, sólo lo podrá hacer previa autorización de la CNH y la anuencia de la SHCP a efecto de que la migración no afecte los ingresos fiscales. Este tratamiento fiscal diferenciado limita también la capacidad de inversión de PEMEX.

La transición de PEMEX-organismo público descentralizado a PEMEX-empresa productiva del Estado exige una profunda reestructuración financiera. En efecto, el balance financiero consolidado de la institución en diciembre de 2013 registró un capital negativo de 185 mil millones de pesos; los pasivos ascendieron a 2 233 millones de pesos, de los cuales la mitad correspondió a la reserva para beneficio de los empleados, 34% a la deuda de largo plazo y 16% a otros pasivos. La iniciativa de ley sólo hace referencia a la transferencia de activos, pero omite referencia alguna a los abultados pasivos que no cuentan con una fuente de financiamiento cierta.

Sugerencia. ¿Se pretende constituir una empresa “sana y competitiva” con los gigantescos pasivos de PEMEX, originados por la tributación confiscatoria acumulada y los requerimientos financieros de la SHCP? Sería recomendable que el Congreso estableciese la obligación de que la SHCP asuma la restructuración financiera como un acción necesaria para sanear la empresa y colocarla en situación de competitividad. De otro modo, además de no cumplir con ese objetivo, se crea una situación de extrema vulnerabilidad para financiar las obligaciones de la institución con sus acreedores y las que derivan de los pasivos laborales.

El artículo tercero transitorio de la reforma a la Ley General de Deuda Pública establece que el “Gobierno Federal podrá asumir una proporción de la obligación de pago de las pensiones y jubilaciones en curso [...]” a condición de que PEMEX alcance un acuerdo para modificar el contrato colectivo de trabajo y modifique el reglamento del personal de confianza. Este acuerdo pretende, en el fondo, reducir los pasivos de PEMEX en la escala suficiente para corregir la situación de “patrimonio negativo” en que se encuentra actualmente. Es una forma para encubrir la dramática situación financiera con la que nacerá PEMEX como EPE.

Reflexión final

Está en marcha un delicado proceso de reglamentación legal de las reformas de los artículos 25, 27 y 28 constitucionales, referentes a la actividad petrolera, trascendente en el futuro de la nación. Las reflexiones contenidas en el presente documento tienen por objeto llamar la atención sobre un hecho esencial: las reformas no van a lograr, ni por asomo,

superar el conjunto de elementos que han configurado —desfigurado— el funcionamiento de PEMEX.

La iniciativa de ley de PEMEX que el Ejecutivo federal ha sometido a consideración del Congreso no resuelve —si acaso posterga— problemas que no podrán superarse con una versión híbrida público-privada en su organización. La supresión del marco legal que regula las operaciones y administración de las empresas públicas en materia de remuneraciones, arrendamientos, contratación de servicios y obras, disposición de activos, etcétera, lejos de mejorar la eficiencia de la nueva empresa, propiciará un ambiente de “manos libres”, sin coto ni control, que puede convertir a PEMEX en preciado botín en manos de directivos ávidos de negocios privados, controlado únicamente con fines recaudatorios. Proseguirá el proceso de decadencia material y moral de la empresa más importante del país.

IV. LA AGENCIA NACIONAL DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y DE PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE DEL SECTOR HIDROCARBUROS

El artículo transitorio 19 del decreto presidencial del 20 de diciembre de 2013, que modifica la Constitución en materia energética, establece que el Congreso de la Unión debe realizar la adecuación del marco jurídico para crear un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), con autonomía técnica y de gestión y con las atribuciones de regular y supervisar las actividades del sector de hidrocarburos en seguridad industrial y operativa y protección del ambiente.

La disposición constitucional señala que la denominación de ese órgano administrativo sería Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. Una de las iniciativas de legislación reglamentaria presentadas al Congreso el 30 de abril de 2014 contiene la relativa a la creación de la Agencia.

Nuevo paradigma en el aprovechamiento de los recursos naturales

Se afirma en la exposición de motivos que la reforma constitucional representa un cambio de paradigma en el aprovechamiento de los recursos naturales del país, a fin de que el sector privado pueda ahora participar en el mismo. Esta afirmación conlleva el supuesto de que el sector privado no ha obtenido provecho de los beneficios de explotar los hidrocarburos y de que, con la reforma, la situación puede ser diferente. Esta aseveración contradice la realidad y la historia del aprovechamiento de los hidrocarburos en el país, al menos desde la creación de Pemex.

Es fácil demostrar, porque es evidente, que el sector privado se ha beneficiado al suministrar a Pemex bienes y servicios en magnitudes y variedades significativas, lo mismo que al adquirir combustibles y materias primas en condiciones ventajosas; al comercializar derivados de los hidrocarburos, al ejecutar proyectos de inversión “llave en mano” para su explotación e industrialización, y al utilizar la infraestructura y las facilidades otorgadas por un gasto público financiado en gran medida con ingresos fiscales generados en la explotación de los hidrocarburos.

La reforma energética está diseñada con el propósito de que dicho sector amplíe aún más y diversifique el beneficio derivado del aprovechamiento de dichos recursos, ahora mediante el acceso contractual a actividades que estaban reservadas en exclusiva al Estado. Por ello, no se puede pasar por alto o minimizar la importancia que han tenido para dicho sector los hidrocarburos de la nación. La legislación ambiental vigente no ha impedido el desarrollo de la industria de hidrocarburos ni el beneficio que de ella deriva el sector privado. Al contrario, ha intentado precisar y conciliar los términos en que se realiza dicha actividad en congruencia con los objetivos de la política ambiental. Se trata de un proceso en el que no siempre se ha tenido éxito y en el que surgen nuevos desafíos que reclaman el perfeccionamiento de los instrumentos legales vigentes. Lo importante es que se cuenta con la base jurídica e institucional en materia ecológica para hacerles frente.

Retroceso en la política ambiental

En la iniciativa se destaca que la regulación ambiental ha funcionado hasta hoy con características muy particulares que responden a las necesidades específicas del sector de hidrocarburos. Se arguye al respecto que la Semarnat ha emitido “diversa normativa en el sector de hidrocarburos” y, entre decenas de normas oficiales mexicanas (NOM) que aplican al sector, se mencionan tres: una de protección al medio ambiente en la perforación de pozos petroleros marinos, otra de manejo de agua congénita y la tercera sobre inyección de recortes de perforación. Se señalan también dos guías formuladas por la dependencia: la primera, para

el uso de “dispersantes” en caso de derrames, y la segunda, una metodología para calcular el beneficio ambiental neto.

Por ello, se infiere, la reforma representa un “parteaguas” que requiere revalorar el arreglo institucional vigente. La agencia se crea, se dice, para regular las instalaciones y actividades del sector de hidrocarburos en materia de protección al ambiente, además de la seguridad industrial y operativa. Por añadidura, en el documento se establece que la regulación ambiental tiene como objetivo que “las empresas petroleras evalúen, prevengan y mitiguen los riesgos de una afectación al medio ambiente, de manera preventiva”. Por cierto, el artículo 3 del proyecto de ley omite la definición de “protección ambiental”, a pesar de incluir las de seguridad industrial y operativa que, aunadas a la primera, son el objeto de la Agencia.

La apreciación que se formula en el documento sobre la regulación ambiental aplicable en México al sector de los hidrocarburos, dista de corresponder a la realidad y apunta a un retroceso notable en la concepción de la política ambiental nacional e internacional y de los nuevos desafíos que en el mundo se debaten para conciliar la explotación de los hidrocarburos con el equilibrio ecológico. Conviene tener en mente al respecto:

- La primera ley ambiental de nuestro país data de 1971 y en ella la atención se circunscribía a la prevención y control de la contaminación ambiental. En 1982 se sustituyó por otra ley, que avanzó hacia un esquema más amplio de protección del medio ambiente, similar en muchos sentidos al que se propone en la iniciativa. Sin embargo, desde 1988, hace un cuarto de siglo, rige

la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, que superó la estrechez del criterio de protección del medio y evolucionó al concepto más universal y actual de preservación y restauración del equilibrio ecológico.

- Restringir la regulación ambiental del sector de hidrocarburos a la protección y, dentro de este concepto, a la prevención y evaluación de riesgos, como se pretende en la exposición de la iniciativa, significa un retroceso en la política ambiental de México, que la colocaría a la zaga de casi todos los países la rezagaría respecto del tratamiento internacional de avanzada sobre la incidencia del sector de hidrocarburos en el medio ambiente.
- La legislación ambiental vigente aplica a la jurisdicción donde se ejerce la soberanía nacional. Sus disposiciones son de orden público e interés social y no establecen trato diferenciado a empresas privadas o del Estado; por ello, al menos por esta razón, no se sostiene la necesidad de modificar, para un solo sector, la regulación ambiental.
- Los instrumentos que contempla la ley ambiental vigente son variados y convergentes. Se organizan en ocho secciones: planeación ambiental, ordenamiento ecológico del territorio, instrumentos económicos, regulación de asentamientos humanos, evaluación del impacto ambiental, NOM, autorregulación y auditorías ambientales, e investigación y educación ecológica. Las NOM constituyen uno de ellos, con la peculiaridad jurídica de limitarse a establecer características o especificaciones de productos o procesos para facilitar

el cumplimiento de las leyes y los reglamentos en materia ambiental; pero no constituyen en sí mismas regulaciones, como de manera equivocada se plantea en la iniciativa. Tal función se ejerce a través de otros instrumentos que ni siquiera son mencionados en el análisis que se formula sobre la situación actual del sector.

- Las NOM en materia ambiental que aplican a los hidrocarburos cubren especificaciones sobre múltiples aspectos ambientales, como descarga y uso de agua, medición de contaminantes, emisiones de fuentes fijas y móviles, impacto ambiental, residuos, suelos y otros temas afines. La observancia de estas NOM da certeza a la aplicación de la normatividad ambiental. Por ello, a partir de únicamente tres de ellas, no se sostiene la afirmación de que se requiere un nuevo arreglo institucional. Las guías, como las mencionadas en la exposición de motivos de la iniciativa, no son de observancia obligatoria; constituyen apenas inducción de esfuerzos de alcance promocional para que los particulares cumplan más fácilmente la normatividad ambiental. No tienen fuerza jurídica alguna.
- Los riesgos ambientales son inherentes al sector de hidrocarburos. La experiencia nacional y foránea indica que la probabilidad de que ocurran y sean mayúsculas es significativamente alta. Por ello, en la legislación aplicable el tema de riesgo no debe tratarse aislado del equilibrio ecológico.
- En la iniciativa se analiza una selección de experiencias internacionales de reglamentación ambiental en materia de hidrocarburos. No obstante, la lectura de

lo internacional se distorsiona con la finalidad de fundamentar la tesis de que la regulación ambiental del sector de hidrocarburos se maneja por separado de la legislación ambiental aplicable a las demás actividades productivas. En el caso de EUA, por ejemplo, se omite mencionar tanto la existencia de la Agencia de Protección Ambiental (EPA) como su significado institucional y regulatorio. En cambio, se citan instituciones accesorias especializadas en ciertos ámbitos de la seguridad industrial y la protección ambiental de ese país. Es manifiesta la pretensión de justificar la creación de un nuevo órgano para suplir las funciones de la Semarnat en el sector de hidrocarburos, con base en supuestas lecciones de la experiencia internacional.

Modificación al texto del proyecto de ley

Una de las herencias del siglo pasado es la alteración del equilibrio ecológico y el daño al medio ambiente, a escalas global, regional y local. La incidencia del sector de hidrocarburos en esos procesos ha sido y es manifiesta. Por fortuna, la conciencia de la interrelación entre hidrocarburos y medio ambiente ha avanzado y se ha afirmado en todo el orbe, aunque a veces manifieste rezagos y respuestas tardías. Así lo pone de manifiesto la renovación de políticas, estrategias y legislaciones nacionales en materia ambiental durante las últimas décadas del siglo precedente en casi todos los países, México incluido, y los esfuerzos internacionales y de cooperación en los que se ha participado activamente.

No obstante, la creación de la EPA, en los términos planteados, significa un grave retroceso conceptual, instrumental y de perspectiva nacional e internacional en la forma de establecer la responsabilidad del Estado para regular el impacto ambiental del sector de hidrocarburos.

Es factible corregir el extravío en que se incurre con el proyecto de ley, pues los espacios de corrección son fácilmente identificables. Se requiere, sin embargo, aceptar y comprender la necesaria conciliación de los objetivos de desarrollo de la industria de hidrocarburos con la regulación del impacto ambiental que origina dicho desarrollo.

Se plantean en seguida tres sugerencias de modificación del texto del proyecto de ley, orientadas a propiciar el desarrollo del sector de hidrocarburos, sin incurrir en un retroceso histórico de la legislación ambiental, sin debilitar la aplicación de los instrumentos que contempla dicha legislación y aprovechando la evaluación de externalidades ambientales como instrumento operacional de mercado, idóneo para regular el impacto ambiental.

Contenido y alcance de la protección ambiental

El propósito de la EPA, como lo establece la Constitución y se reitera en el proyecto de ley, es regular y supervisar la seguridad industrial, la seguridad operativa y la protección al ambiente de las actividades del sector de hidrocarburos. Se define lo que debe entenderse por seguridad industrial y seguridad operativa, pero se omite cualquier definición de protección. Sin embargo, al referirse a la seguridad industrial se destaca que el propósito es “reducir, evaluar, prevenir y controlar los riesgos en la industria de los hidrocarburos, a

través de un conjunto de normas, que incluyen directrices técnicas sobre las instalaciones que tienen como principal objetivo la integridad física de las personas, de las instalaciones, así como la protección al medio ambiente”.

El descuido en que se incurre respecto al concepto de protección ambiental no es trivial ni irrelevante. Precisar el propósito de lo que la EPA debe regular en materia ambiental es trascendente y en modo alguno se justifica dejar de lado el avance nacional y mundial que se ha logrado en las últimas décadas al legislar sobre las actividades del sector de hidrocarburos. La ley ambiental ofrece suficientes elementos para que la definición y propósito de la EPA no trasgredan su contenido respecto a la protección ambiental y se retorne con ello a concepciones arcaicas de la relación entre la actividad de hidrocarburos y el entorno ambiental. Baste recordar que el artículo 3 de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente establece que por protección debe entenderse “el conjunto de disposiciones y medidas para mejorar el ambiente y controlar su deterioro”.

Sugerencia. Se sugiere modificar el artículo 3 del proyecto de ley de la Agencia, a fin de adicionar el concepto vigente de protección ambiental que establece la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente.

Aun cuando el concepto de protección ambiental no se adicionó como tal, la versión del texto de la iniciativa finalmente aprobado incorporó las definiciones contempladas en la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente, con lo cual se superó la deficiencia comentada, al menos en lo referente a definiciones para los efectos de la nueva legislación.

Desconcentrar no debe equivaler a suplantar

Como se ha dicho, la Constitución ordena al Congreso de la Unión adecuar el marco jurídico a fin de crear un órgano administrativo desconcentrado de la Semarnat, con autonomía técnica y de gestión; la Agencia, con atribuciones de regulación y supervisión. Los primeros cuatro artículos de la iniciativa de ley confirman la naturaleza y objeto de dicho órgano, y específicamente el 4 precisa que en lo no previsto en la ley se aplicarán en forma supletoria las disposiciones jurídicas de la Ley de Hidrocarburos, las leyes generales del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente; para la Prevención y Gestión Integral de Residuos, y de Desarrollo Forestal Sustentable, así como la Ley de Bioseguridad de Organismos Genéticamente Modificados y la Federal de Procedimiento Administrativo. Se omite toda referencia a las leyes de Aguas Nacionales y de Vida Silvestre, que no deberían estar ausentes del conjunto de ordenamientos supletorios que se aluden en la iniciativa.

El artículo 4 de la iniciativa no se modificó, con lo cual se mantiene la exclusión de aplicar de manera supletoria, en lo no previsto por la nueva ley, las disposiciones contenidas en las leyes General de Vida Silvestre y de Aguas Nacionales.

Más adelante se enumeran las atribuciones de la Agencia. Entre ellas se incluye la de “Expedir las licencias, autorizaciones, permisos y registros en materia ambiental, a que se refiere el artículo 7 de esta Ley”. Éste, a su vez, alude a actos administrativos que actualmente son atribución de la Semarnat y de las instituciones sectorizadas en esta Secretaría.

Esto es, mediante el recurso de otorgar facultades a la Agencia, se vulnera la responsabilidad y la fuerza instrumental que asigna la legislación a las instituciones establecidas en el país para atender el medio ambiente, incluido el impacto del sector de hidrocarburos. Se actúa como si los impactos ambientales de dicho sector pudiesen disgregarse y atenderse por separado de las demás actividades, o como si el medio ambiente no fuese unitario o el equilibrio ecológico pudiera fragmentarse.

Sugerencia. Precisar en el artículo 5, fracción XVIII, como atribución de la Agencia, la de gestionar ante la SEMARNAT y las demás instituciones ambientales, las autorizaciones, permisos y registros en materia ambiental a que se refiere el artículo 7 de la Ley, así como la de apoyar técnicamente a las empresas del sector que lo soliciten.

El texto de la fracción XVIII del artículo 5, finalmente aprobado, persiste en establecer el régimen de excepción al sector de hidrocarburos en materia ambiental. Reitera que la Agencia tendrá la facultad de expedir licencias, autorizaciones, permisos y registros en materia ambiental. Agrega la de suspender, revocar o negar estos instrumentos, en los términos de las disposiciones normativas vigentes. Se confirma con ello la aplicación fragmentada de la legislación ambiental para el sector de hidrocarburos, sin reparar en las consecuencias que ocasiona en certeza jurídica, institucional y administrativa y, sobre todo, en la imposibilidad de administrar con eficacia y eficiencia la protección al medio ambiente y el equilibrio ecológico ahora fracturado en compartimentos por actividades productivas.

Regular mediante evaluación de externalidades

Se define a las externalidades como “impactos positivos o negativos que genera la provisión de un bien o servicio y que afectan o que pudieran afectar a una tercera persona o al medio ambiente”. Además, se establece como atribución de la Agencia “Realizar estudios de valoración económica de las externalidades ambientales y riesgos asociados a las instalaciones, actividades y operación del Sector”. Pero la atribución establecida en los términos definidos no se vuelve a mencionar en el texto del proyecto de ley.

La metodología de valoración de externalidades ambientales provee de elementos de juicio integrales, sistemáticos, transparentes y precisos para cuantificar los impactos ambientales de actividades complejas de gran dimensión, como las del sector de hidrocarburos, con la ventaja de entregar resultados precisos para la prevención, reducción y mitigación de tales impactos. Una legislación ambiental de vanguardia es la que permite la convergencia de los instrumentos tradicionales de política ambiental hacia un sistema orgánico de evaluación de externalidades y el ulterior diseño de mecanismos de mercado para la regulación ambiental.

Sugerencia. Por ello sería altamente deseable y de vanguardia aprovechar la definición de externalidades y las atribuciones de la Agencia incluidas en el proyecto de ley, a fin de formular como un objetivo central de la misma el diseño de instrumentos modernos de mercado fundamentados en la valoración de externalidades.

En la redacción aprobada por el Congreso prevaleció la facultad restringida de la Agencia de limitarse a realizar estudios de valoración de externalidades ambientales, en vez de incorporar dicho instrumento como mecanismo de mercado para cumplir con eficacia objetivos de regulación ambiental. La única modificación de la fracción referida fue la de disponer que la metodología de los estudios “tome en cuenta las mejores prácticas internacionales”.

*Análisis de las iniciativas de legislación
reglamentaria de la reforma energética,*
de la colección Cuadernos de Investigación
en Desarrollo, editado por el Programa
Universitario de Estudios del Desarrollo de la
UNAM, publicado en medio electrónico
internet, formato pdf el 10 de agosto de 2018,
tamaño del archivo 1.9 Mb.

El diseño de portada y la formación estuvo a
cargo de Nayatzin Garrido Franco. La edición
estuvo al cuidado de Vanessa Jannett Granados
Casas

Este Cuaderno analiza las iniciativas de leyes reglamentarias de la reforma constitucional en materia energética promulgada el 20 diciembre de 2013 particularmente en lo que hace al sector de hidrocarburos. Las iniciativas permitieron vislumbrar los contornos, alcances y principales características del nuevo paradigma de explotación de hidrocarburos que el gobierno impuso a la nación. En el análisis se añaden observaciones y consideraciones sobre las enmiendas hechas por el Congreso de la Unión a las iniciativas originales durante el proceso legislativo.

Los autores, Manuel Aguilera Gómez, Francisco Javier Alejo López, Jorge Eduardo Navarrete y Ramón Carlos Torres Flores, son integrantes del Grupo de Energía del Programa Universitario de Estudios del Desarrollo.

ISBN 978-607-30-0613-2



9 786073 006132

UNAM
La Universidad
de la Nación