



Universidad Nacional
Autónoma de México

Programa
Universitario
de Estudios
del Desarrollo
UNAM

Documento de trabajo

Análisis de las iniciativas
de legislación
reglamentaria de la
reforma energética

Las actividades extractivas en la
iniciativa de Ley de Hidrocarburos

Grupo de Energía:

Manuel Aguilera

Francisco J. Alejo

Jorge E. Navarrete

Ramón C. Torres

11a

Junio 10

2014

ADVERTENCIA

La entrega al Congreso de la Unión, el último día del primer período legislativo ordinario de 2014, de un conjunto de iniciativas de leyes reglamentarias de la reforma constitucional en materia energética de 20 de diciembre de 2013 permite vislumbrar los contornos, alcances y principales características del nuevo paradigma de explotación de recursos energéticos que el gobierno pretende imponer a la nación.

El Grupo de Energía del PUED se propone analizar, en sucesivos documentos de trabajo, los aspectos centrales del régimen legal propuesto para el sector de energía.

En este primer documento—tras el examen de algunas cuestiones generales relativas a los tiempos del procedimiento legislativo de las iniciativas de reforma y de una consideración específica sobre la Ronda Cero, crucial para el futuro de Petróleos Mexicanos—se examina detalladamente el marco operativo que se prevé para la industria petrolera y, en especial, para las actividades extractivas de hidrocarburos.

Un segundo documento, de aparición simultánea, analiza el conjunto de disposiciones fiscales que se plantea para las actividades extractivas de la industria petrolera, así como el diseño institucional y operativo previsto para el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

En documentos sucesivos, entre otros temas se abordará:

- a) el diseño institucional de Petróleos Mexicanos como empresa productiva del Estado; y,
- b) el marco institucional y operativo que se propone para la industria eléctrica.

Este análisis no prejuzga la realización y el resultado de una eventual consulta popular sobre la reforma energética.

LAS ACTIVIDADES EXTRACTIVAS EN LA INICIATIVA DE LEY DE HIDROCARBUROS

GRUPO DE ENERGÍA

Manuel Aguilera Gómez

Francisco Javier Alejo López

Jorge Eduardo Navarrete

Ramón Carlos Torres Flores

ALGUNAS CUESTIONES GENERALES

Los plazos y las fechas

De acuerdo con su artículo primero transitorio, el “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”, publicado en el *Diario Oficial de la Federación (DOF)* el 20 de diciembre de 2013, entró en vigor al día siguiente, es decir el sábado 21 de diciembre de 2013.

Esta fecha es importante porque determina diversos plazos legales de trascendencia para el proceso de reforma energética cuya base constitucional la constituye el propio decreto.

Al quedar establecidos en los artículos transitorios de la reforma constitucional en materia de energía, dichos plazos adquirieron el rango de disposición constitucional.

Las propuestas de disposiciones legales reglamentarias de la reforma constitucional en materia de energía están contenidas en nueve iniciativas de decreto—referidas a la expedición de nueve leyes y a la enmienda de otras doce—remitidas a la Cámara de Senadores con sendos oficios del subsecretario de Enlace Legislativo y Acuerdos Políticos de la Secretaría de Gobernación, fechados el 29 de abril de 2014.

Se trata de las siguientes iniciativas:

<i>Número de oficio</i>	<i>Propuesta de nuevas leyes</i>	<i>Propuesta de enmienda de leyes</i>
839	Ley de hidrocarburos	Ley de Inversión Extranjera Ley Minera Ley de Asociaciones Público-Privadas

840	Ley de la industria eléctrica	
841	Ley de los órganos reguladores coordinados en materia energética	Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
842	Ley de Petróleos Mexicanos Ley de la Comisión Federal de Electricidad	Ley Federal de las Entidades Paraestatales Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas
843	Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos	
844	Ley de energía geotérmica	Ley de Aguas Nacionales
845	Ley de ingresos sobre hidrocarburos	Ley Federal de Derechos Ley de Coordinación Fiscal
846	Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo	
847		Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria Ley General de Deuda Pública

Estas nueve iniciativas fueron propaladas en conferencia de prensa por los titulares de las secretarías de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y de Energía (SENER) en la mañana del miércoles 30 de abril. Los oficios habían sido entregados la noche anterior al Senado.

En la conferencia se prensa se aclaró que las tres últimas iniciativas, de contenido fiscal o financiero, serían turnadas por el propio Senado a la Cámara de Diputados para que ésta actuase como cámara de origen del correspondiente proceso legislativo. La prensa informó que, en efecto, la Cámara de Diputados recibió esas iniciativas el 30 de abril.

Al examinar el trámite legislativo de las iniciativas del Ejecutivo para reglamentar la reforma constitucional en materia de energía, no puede pasarse por alto el hecho, probablemente significativo, de que dicho proceso se manejó inició con una violación constitucional.

LA RONDA CERO: ANTECEDENTE DE IMPORTANCIA CRUCIAL

La Ronda Cero—como oportunidad irrepetible para que se defina el papel que le corresponderá jugar a Pemex como la principal EPE en el sector petrolero—es uno de los momentos más importantes y definatorios de la reforma energética puesta en marcha a partir de las modificaciones y adiciones constitucionales en materia de energía promulgadas el 20 de diciembre de 2013. Los campos en producción y las áreas en exploración que Pemex solicitó le fueran asignados en la ronda cero fueron mantenidos, desafortunadamente, bajo reserva y no son del conocimiento público. La respuesta de la SENER, elaborada con la asistencia técnica de la CNH, determinará qué campos en producción y áreas en exploración se asignarán a Pemex y constituirá 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 quedarán 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 en esa ronda. 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 plazo, la segmentación de las reservas probadas incide de manera por demás importante en los ingresos petroleros del gobierno federal, en un horizonte inmediato y de mediano plazo, a diferencia de la segmentación de las probables y posibles y de los recursos prospectivos, cuyas repercusiones son más complejas y de resultados que se visualizan en el mediano y el largo plazos.

Los volúmenes de extracción de las reservas probadas son técnica y comercialmente factibles, con un margen de error reducido; solo un tercio de ellas, aproximadamente, requiere inversiones relativamente modestas para el desarrollo de campos. No se conoce argumentación técnica, económica o financiera que fundamente, en las condiciones actuales, la posibilidad de obtener un 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.

En cambio, el impacto en los ingresos petroleros del gobierno federal difiere entre y otro sistema en certidumbre y magnitud. Los que provienen de las asignaciones estarán sujetos, de acuerdo con la iniciativa, al mismo régimen de derechos que actualmente grava a Pemex y ofrece, por tanto, certidumbre y magnitud relativa similar a la prevaleciente en la actualidad.

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 en dichos ingresos el contrato seleccionado, 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 la actualidad y 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

Sugerencias

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 las áreas en exploración que Pemex incluyó en la solicitud de la ronda cero, al 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*

realidad actual de dependencia y vulnerabilidad de las finanzas públicas respecto a los ingresos petroleros. Los resultados en 2013 y en los primeros meses del presente año no son alentadores: la extracción sigue disminuyendo y alejando al país cada vez más de cumplir la metas de extracción de crudo y gas establecidas para 2018; la tasa de restitución de reservas en 2013, estimada en 71%, fue menor a la meta de 100%; los ingresos petroleros están 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.

en la SENER.

- c) Definir los criterios y procedimientos para analizar y resolver la solicitud de campos de producción y áreas en explotación que presentó Pemex a la SENER, con motivo de la Ronda Cero, y que dicha regulación tome en cuenta 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, estableciéndolo cinco meses después de aprobada la Ley de Hidrocarburos, a fin de que esa Secretaría y la CNH dispongan de la regulación sobre los criterios que deben aplicarse para analizar, evaluar y resolver dicha solicitud.*

LAS ACTIVIDADES EXTRACTIVAS DE HIDROCARBUROS

LAS ACTIVIDADES EXTRACTIVAS EN LA INICIATIVA DE LEY DE HIDROCARBUROS

Cuestiones generales

Se propone una nueva ley de hidrocarburos, con el carácter de reglamentaria de los párrafos cuarto del artículo 25, séptimo del 27 y cuarto del 28 constitucionales, en sustitución de la actual Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

El lunes 8 de junio de 2014, el portal del Senado de la República recogió el texto del “Proyecto de dictamen de las comisiones unidas de Energía y de Estudios Legislativos, Primera, del Proyecto de Decreto por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera y Ley de Asociaciones Público – Privadas” (el Dictamen), que fue “dado en el Salón de Sesiones del Senado de la República a los 10 días del mes de junio de 2014”, aunque fue recibido por el presidente de la Mesa Directiva del Senado anexo a un oficio del secretario técnico de la Comisión de Energía fechado el 6 de junio de 2014.

El texto de este documento, elaborado antes de que se hiciese público el Dictamen, recoge algunas informaciones y apreciaciones derivadas del mismo.

Este proyecto de ley es la principal pieza legislativa del conjunto de propuestas de legislación reglamentaria en materia de energía. Sorprende, por tanto, lo escueto de los señalamientos de fondo contenidos en la introducción de la exposición de motivos: cuatro párrafos de la primera página del documento. Para apoyar lo que se considera “una reforma secundaria de gran calado”, se usan sólo los siguientes cuatro argumentos:

- La reforma constitucional “representa un cambio de paradigma en el aprovechamiento de los recursos naturales”;
- El nuevo paradigma estriba en que en ese aprovechamiento “pueda ahora participar el sector privado”, lo que exige una reforma “de gran calado”;

Se obtendrán mayores tasas de desarrollo y empleos >>>	2018 – 1 punto más 2025 – 2 puntos más	2025 – 2.5 millones más
Se generarán recursos fiscales adicionales que permitirán:		
>>> Fortalecer el sistema de seguridad social Abatir la pobreza extrema Crear mecanismos de redistribución eficaces Combatir el hambre Mejorar la salud pública	>>> Impartir educación de calidad y desarrollar capacidades profesionales Aprovechar el bono demográfico Aumentar número de trabajadores de alta especialidad técnica Impulsar el desarrollo tecnológico	>>> Financiar la inversión en infraestructura para un desarrollo incluyente y distribuido, mediante la construcción de aeropuertos, carreteras, caminos, gasoductos Promover un federalismo incluyente, avances en democratización y en transmisión de beneficios

La lectura de esta acumulación más o menos desordenada y ajena a todo sentido de prioridad de lo que debe esperarse como resultado de la reforma energética en el sector de hidrocarburos deja fuera buen número de cuestiones que parecerían adecuadas. Por ejemplo, no hay referencia directa al fomento del desarrollo y diversificación de las actividades industriales; aparentemente los ferrocarriles no se tienen en cuenta entre los medios de transporte que se ampliarán, pues no se mencionan aunque constituyen, después de los ductos, el sistema más eficaz para el transporte de derivados del petróleo.

Por otra parte, ciertos objetivos se cuantifican y datan—producción de petróleo y gas, crecimiento económico, empleo--, pero no se encuentra sostén alguno de las estimaciones: no se especifica, por ejemplo, de dónde provendrá la producción adicional en un horizonte ya muy próximo, 2018. En contraste, son más los que se presentan sin referencia cuantitativa alguna, entre ellos varios de la mayor importancia, como el de recaudación adicional esperada o el de magnitud de las inversiones extranjeras que se espera arriben.

En muchos casos, como las referencias a la educación de calidad o el mejoramiento de los mecanismos redistributivos, su conexión con la reforma petrolera parece más bien tenue, en caso de que exista. Esta distancia es aún mayor cuando se habla, en la iniciativa, de que la reforma energética promoverá un federalismo incluyente y se reitera en el texto propuesto de la ley la exclusiva jurisdicción federal sobre la industria de los hidrocarburos.

Podría continuar la mención de este tipo de ejemplos.

Antes de describir su contenido, la exposición de motivos de la iniciativa de Ley de Hidrocarburos destaca los dos “grandes fundamentos” de la “nueva visión” que se plasma en el proyecto:

Los hidrocarburos en el subsuelo siguen siendo propiedad de la nación	La exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos son áreas estratégicas
<p>Por ello, “no se otorgarán concesiones”</p> <p>Las EPE o los particulares que suscriban contratos con el Estado podrán reportar para efectos contables y financieros la asignación o contrato correspondiente y sus beneficios esperados, siempre y cuando se afirme en unas y otros que el petróleo y todos los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentren en el subsuelo, son propiedad de la nación.</p>	<p>Por lo que la nación las realiza mediante:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Asignaciones a empresas productivas del Estado • Contratos con éstas o con particulares nacionales e internacionales
<p>Las asignaciones y contratos serán otorgados a través de mecanismos que garanticen la máxima transparencia.</p>	
<p>El resto de actividades de la industria petrolera deja de ser estratégica y se permite la participación de los particulares, a través de permisos otorgados por la autoridad o mediante aviso a la misma, sin necesidad de permiso.</p> <p>Como complemento de las actividades que continuará realizando Pemex, se propone un nuevo modelo de participación de particulares en actividades de refinación, petroquímica, así como transporte, almacenamiento y distribución de petróleo, gas natural y los derivados de estos hidrocarburos. También se permitirá su participación activa en la venta al público de los productos. En el caso de la industria del gas natural se prevé también la participación de terceros, a través de otras empresas productivas del Estado.</p>	

Caben, a este respecto las siguientes:

Observaciones

Es discutible que el no otorgamiento de concesiones garantice que los hidrocarburos en el subsuelo sean propiedad de la nación, sobre todo si se tiene en cuenta que se otorgarán licencias: se trata de términos similares en las modalidades operativas. dependiendo de las reglas y condiciones que rijan.

También es debatible que la afirmación de que la mención, en un contrato o asignación, de que los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la nación, garantice que así sea, sobre todo cuando expresamente se autoriza la contabilización de éstos y de los beneficios que de ellos se esperan en los estados contables del contratista o asignatario.

Sugerencias

Habría que establecer en la Ley las reglas y condiciones aplicables a los contratos de licencia que los distinguan suficientemente de las concesiones que la Constitución prohíbe. Sería deseable, en este sentido, establecer un contrato modelo para las licencias.

De manera similar, podrían establecerse en la Ley los términos precisos en que asignatarios y contratistas reportarían, en sus estados contables, las asignaciones o contratos y la forma en que se calcularían los beneficios esperados de unas y otros. Debe haber normas contables claras y terminantes para ello.

Además, debe considerarse que:

- Constituye un punto clave de legalidad jurídica determinar si “la nación” (no el gobierno) puede actuar como tal a través de contratos con particulares, sobre todo si se recuerda que el artículo 25 constitucional reformado señala que “el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas”.
- La confusión aumenta cuando se define al “contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos”, pues en este caso se señala como parte del contrato al Estado (no la nación o el gobierno o la autoridad). De hecho, estas cuatro nociones se manejan como intercambiables a lo largo de la documentación oficial sobre la reforma energética.

Las “zonas de salvaguarda”—un concepto por aclarar

La última, debido al orden alfabético, de las definiciones incluidas en el Art 4 de la iniciativa de Ley de Hidrocarburos señala que la “zona de salvaguarda” es un área que el Estado reserva para limitar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Los artículos 41 y 42 de la iniciativa se refieren de manera bastante confusa, a esta materia. Podría entenderse que dichas zonas se establecerían y posteriormente podrían ser ampliadas o reducidas, mediante la incorporación o desincorporación de áreas específicas, “que por sus posibilidades así lo ameriten”, teniendo en cuenta “los intereses nacionales, incluyendo los de seguridad energética del país, sustentabilidad de la plataforma anual de extracción de hidrocarburos y la diversificación de mercados”.

El establecimiento de una zona de salvaguarda y la incorporación o desincorporación de ella de áreas específicas se efectuarían por decreto presidencial, a propuesta de la SENER, teniendo en cuenta la opinión de la SHCP y los dictámenes técnicos de la CNH y, en su caso, de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección de Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (Agencia).

Puede suponerse que la o las zonas de salvaguarda permitirían ordenar la toma de decisiones intertemporales e interlocacionales para un mejor manejo, entre otros, de los descubrimientos de nuevas reservas por parte de los contratistas. La gestión de estas zonas debería concentrarse en la CNH como autoridad técnica y custodio de ellas—con responsabilidad ante el Senado—y en la SENER como autoridad legal y política. Además, las zonas deberían establecerse, ampliarse o reducirse por el Congreso mediante la expedición de una ley.

Observaciones:

La fracción II del Art 42 es particularmente intrigante. Dispone que correspondería a la SENER “Instruir la unificación de campos o yacimientos de extracción con base en el dictamen que al efecto emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Lo anterior para los yacimientos nacionales y, en términos de los tratados internacionales, para los transfronterizos.”

Sugerencia:

La lectura del actual texto sugiere que sería aplicable a áreas no asignadas ni contratadas y podría resultar importante para los “intereses nacionales” que en el texto se identifican.

Dada la importancia potencial del concepto, sería indispensable definir su significado y alcances sin esperar a ver si se aclaran, en plazo de seis meses, con la expedición del reglamento de la ley.

El Dictamen incluye la adición de un inciso III al artículo 42, relativo a las zonas de salvaguarda. La adición propone que la SENER, la CNH y la CFC se aseguren de que las EPE y sus subsidiarias y filiales no obstaculicen la competencia o el desarrollo eficiente de los mercados. *Esta prevención, que por cierto se repite literalmente más adelante en otra parte del dictamen, es especialmente ominosa en este contexto, pues el espíritu de las zonas de salvaguarda es, como se ha dicho, reservarlas en función del interés nacional.*

Régimen de asignaciones para Pemex y otras EPE

Pemex, u otra(s) EPE que eventualmente se constituya(n), podrá recibir de la SENER, previa opinión favorable de la 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 disponer de la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva.

Comentario:

La iniciativa es insuficiente respecto de 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.

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 por la SENER, las EPE podrán cederse entre ellas las asignaciones, pero estarán impedidas de 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 ya lo hace Pemex en la actualidad.

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 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, mediante contratos de servicios, que suplan sus insuficiencias y le permitan competir.

Causales de revocación de las asignaciones (y de los contratos)

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 SHCP, la CNH o la Agencia.

(Además, en el caso de los contratos, el Art 20 menciona la invalidez de los actos que dieron origen al contrato como causa de su cancelación.)

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 exploración o extracción, 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.

Sugerencia:

Sería importante que el concepto de “buenas condiciones” de las áreas asignadas comprenda la ausencia de degradación de los suelos y otros eventuales daños ambientales y obligue a pagar las acciones de remediación.

El Dictamen modifica o aclara algunas de las causales de cancelación. Sustituye, en el punto II, el concepto “plan de exploración o de desarrollo de la extracción” por “compromiso mínimo de trabajo”. Las otras modificaciones son también de carácter formal, por ejemplo, señalar que “accidente grave” es el que “ocasiona daño a instalaciones, fatalidad o pérdida de producción”.

El Dictamen prevé también un recurso de aclaración a favor del asignatario.

Elimina, por otra parte, la invalidez de los actos que dieron origen al contrato como causa de cancelación del mismo. Esta supresión resulta difícil de justificar.

Transformación de las asignaciones en contratos

La iniciativa de ley de hidrocarburos prevé 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 respecto al de las

asignaciones”.

A reserva de comparar más adelante, en la sección dedicada a la iniciativa de ley de ingresos sobre hidrocarburos, ambos regímenes fiscales, a partir de lo señalado es difícil escapar a la conclusión de que el trato fiscal para los contratos será más favorable, al menos en términos de flexibilidad, que el que se dará a las asignaciones, pues de otra suerte no podría explicarse el interés de los asignatarios en transformarse en contratistas.

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 prestada; 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 al régimen general establecido para realizarlas, 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; y,
- 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”—para usar el lenguaje de la iniciativa.

Observación:

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

Sugerencia:

Sería conveniente que la “migración a contratos” de las asignaciones de Pemex, en especial las que resulten de la ronda cero, sólo se autoricen en caso de incapacidad manifiesta de Pemex—determinada por la CNH y por un consultor independiente—para llevar adelante la

las asignaciones se hayan transformado en contratos y en todos estos se hayan constituido asociaciones con particulares, Pemex habrá prácticamente desaparecido.

explotación eficiente del área de que se trate. Corresponde al interés nacional mantener la operación exclusiva de Pemex u otra EPE en las áreas más rentables. En algunos casos, la transformación en contrato de una asignación podría ser favorable a Pemex u otra EPE, si bien estrecharía el margen de seguridad energética.

El Dictamen incluye un transitorio (el 30º) que prevé la continuada vigencia, sin modificación alguna, de los contratos integrales de exploración o producción o contratos de obra pública financiada firmados por Pemex anteriores a la promulgación de Ley de Hidrocarburos.

Prevé además que, a solicitud de las partes, puedan transformarse (“migrar”) en contratos de exploración y producción, sujetándose a los criterios técnicos que establezca la SENER y los términos fiscales que fije la SHCP, “siempre y cuando no se afecte el balance de los ingresos esperados para el Estado. Corresponderá a la SENER autorizar la transformación, cuidando que no se afecten los derechos de terceros.

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 por completo 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.

Sugerencia:

Es importante suplir esta carencia en la propia Ley de Hidrocarburos, de suerte que el Congreso participe en la definición de los criterios aplicables desde el punto de vista de la futura configuración de la actividad petrolera en México. Lo anterior es especialmente importante en el caso de los yacimientos con hidrocarburos no convencionales.

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 4º transitorio del decreto de reforma constitucional señala, *inter alia*, que debía realizarse la reglamentación de esas modalidades en el plazo señalado por el propio artículo—supuesto que como ya se ha señalado no se actualizó en el tiempo previsto.

El tema de las modalidades de contratación se relegó a la iniciativa de ley de ingresos sobre hidrocarburos, como si el tipo de contrato fuese una cuestión de carácter fiscal o financiero y no, como realmente es, un elemento importante para el resultado operativo de las actividades de exploración y extracción, sea que las realice una empresa privada, una EPE o una asociación entre éstas.

Sugerencia:

Dada la importancia de las modalidades de contratación, sería conveniente que se definiesen y limitasen en la propia Ley de Hidrocarburos, cuidando la compatibilidad con las disposiciones alusivas en la iniciativa de ley de ingresos sobre hidrocarburos.

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 se alcance práctico, se tratará de una cláusula meramente declarativa.

Sugerencia:

Convendría establecer en la Ley, sobre la base del principio, reconocido en los contratos, de que los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación, 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.

Observación:

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.

Sobre los plazos establecidos en los contratos

A lo largo de la iniciativa, se establecen plazos específicos para que la autoridad, las EPE y los concesionarios cumplan ciertas obligaciones o realicen tareas que la ley les encomienda. Se trata de disposiciones estándar y no merecerían mayor comentario a no ser que algunos de ellos fueron objeto de enmiendas similares en el proyecto de dictamen de 8 de junio de 2014.

En efecto, la enmienda propuesta en el dictamen para los artículos que contienen plazos que corresponden a la SENER y a la CNH consiste en introducir en todos ellos la afirmativa ficta. Por ejemplo, se propone que el Art 36 señale que la CNH establecerá un plazo para ella misma responder a las solicitudes de perforación de pozos en algunos casos y agrega que, en caso de no hacerlo en el plazo fijado, la autorización se dará por otorgada.

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”—, estableciéndolo de manera explícita en 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; y,
- Cuando se trate de “proyectos que se deseen impulsar a través de un vehículo financiero especializado del Estado”.

En los casos segundo y tercero anteriores, la participación estatal no será mayor al 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 fuera 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 FMP 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.

Contratos en yacimientos fronterizos

Pemex u otra EPE deberá participar, de manera obligada y con por lo menos el 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 quince 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 enumeración no resulta útil. Hubiera sido preferible establecer en 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 alguna declaración a la prensa, un funcionario de 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 contratos modelo para cada uno de ellos.

El Dictamen propone una modificación al Art 18 que disponga que la SENER “establecerá el modelo de contratación correspondiente a cada licitación para lo cual podrá elegir, entre otros, los contratos de servicios, de utilidad o producción compartida o de licencia”.

Este parece ser un paso hacia la formulación de modelos de contrato, una de las sugerencias contenidas en este documento. Hubiera sido preferible que la enmienda ordenase la elaboración de un modelo de contrato para cada tipo, en especial el contrato de licencia que debe distinguirse claramente de un contrato de concesión.

Procedimientos de licitación

Se establece que los actos relacionados con el procedimiento de licitación y adjudicación de contratos se consideran de orden público e interés social.

Se prevé que en cada caso de licitación de contratos intervengan:

- La SENER, para definir los lineamientos técnicos y establecer los criterios de precalificación, escuchando la opinión de la SHCP;
- La SHCP, para establecer los términos fiscales, incluida la variable de adjudicación;
- La Comisión Federal de Competencia Económica (CFC), para opinar sobre el mecanismo de selección del ganador; y,
- La CNH, a la que compete definir las disposiciones aplicables, conducir el proceso y revocar un fallo si se comprueba que el ganador presentó información falsa.

Con un criterio similar al usado para no definir un modelo de contrato de exploración y extracción, tampoco se establece un procedimiento único para la licitación de los contratos, si bien se definen criterios y características generales que deberán ser satisfechos. Entre ellas destacan:

- Un plazo mínimo de 90 días naturales entre la publicación de la convocatoria y la presentación de propuestas;

- Realizar la recepción de las propuestas y la apertura de las mismas en actos públicos, de preferencia en uno solo;
 - Señalar el tipo de contrato;
 - Establecer criterios y plazos del proceso de precalificación y de aclaración de las bases;
 - Definir la variable de adjudicación;
 - mecanismo de selección del ganador, determinado previa opinión de la CFC; y,
- Considerar inhabilitadas para participar en la licitación a las personas morales legalmente impedidas para contratar con autoridades federales, con cuestiones pendientes de solventar respecto de anteriores contratos, por usar a terceros para evadir esta situación, o presentar información falsa.

Sugerencia:

De manera similar a lo señalado en el caso de los contratos, si se definen en la ley los criterios y características generales de las bases de licitación, sería conveniente recoger también en la ley un modelo o formato de las bases de licitación para los distintos tipos de contrato.

El Dictamen cubre otra laguna de la iniciativa al proponer que el Art 23 de ésta establezca los mecanismos de adjudicación admisibles en las licitaciones: “una subasta ascendente, una subasta descendente o una subasta al primer precio en sobre cerrado”. Propone también que las bases de licitación incluyan los criterios de desempate.

El gas natural obtenido en yacimientos carboníferos

Se podrán adjudicar directamente los contratos a titulares de concesiones mineras, exclusivamente para el gas natural contenido en las vetas de carbón mineral en explotación. El contrato será suscrito por la CNH y el concesionario minero si éste acredita, ante la SENER, contar con la solvencia económica y capacidad técnica, administrativa y financiera para explotar el gas natural contenido en la veta de carbón mineral.

Quizá quepa una analogía con los depósitos de hidrocarburos a diferente profundidad, que se prevé puedan ser objeto de contratos o asignaciones concurrentes. Podría quizás haberse pensado en que el gas asociado a una veta carbonífera en producción fuese explotado por un tercero que hubiese obtenido tal derecho por licitación.

La iniciativa de ley de hidrocarburos incluye, *inter alia*, propuestas de reforma a la Ley Minera, vinculadas con el gas natural obtenido en yacimientos carboníferos. Al respecto se prevé dar por terminada la anomalía de considerarlo un mineral, siendo un hidrocarburo. Por tanto se propone derogar todas las referencias al gas asociado al carbón mineral de la mencionada Ley Minera. Además, dada la preferencia que se establece a favor de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como a las de transporte y distribución por ductos de hidrocarburos (véase, más adelante, el apartado Preferencia a las actividades petroleras), “se propone adicionar al artículo 6 de la Ley Minera las salvedades sobre los derechos preferenciales de exploración y explotación minera, ya que éstos no tendrán efecto frente a las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos”.

Este mismo caso, el gas natural obtenido en yacimientos carboníferos (usualmente denominado gas grisú) lleva a proponer modificaciones en lo relativo a la Secretaría de Economía, derogando sus actuales atribuciones relacionadas con el manejo, autorización y supervisión de las actividades de extracción y aprovechamiento del gas asociado a los yacimientos del carbón mineral.

Sugerencia:

En primer término habría que definir las bases para la explotación de este recurso—hidrocarburo diferenciado del mineral objeto de la concesión.

Dado el triste historial de seguridad industrial en la extracción del carbón mineral, sería indispensable establecer requisitos y procedimientos muy estrictos y eficaces de seguridad antes de autorizar a las empresas carboníferas a convertirse, sin licitación, en contratistas extractoras de gas natural.

Atribuciones concurrentes en materia de contratos

Las facultades de las diversas autoridades involucradas en los contratos de exploración y extracción se distribuyen como sigue:

SENER	SHCP	CNH
Seleccionar las áreas contractuales, que podrán ser sugeridas por Pemex, otras EPE o particulares		Proporcionar asistencia técnica a la SENER en la selección de áreas contractuales
Aprobar y propalar el plan quinquenal de licitaciones de áreas contractuales		Proponer a la SENER el plan quinquenal de licitaciones de áreas contractuales
Establecer el modelo de contrato para cada área que maximice el ingreso público	Establecer las condiciones económicas y los términos fiscales que permitan obtener, en el tiempo, ingresos que apoyen el desarrollo de largo plazo	Desarrollar, administrar y publicar la información técnica sobre las áreas contractuales sujetas a licitación
Diseñar los términos y condiciones técnicas de los contratos		Realizar las licitaciones y suscribir los contratos de exploración y extracción
Establecer lo lineamientos técnicos para cada proceso de licitación de contratos	Determinar la variable de adjudicación de los procesos de licitación—que será de carácter económico y relativa a los términos fiscales	Emitir las bases de licitación y adjudicación de los contratos a la luz de las indicaciones de SENER y SHCP
Participar en la planeación y desarrollo de la propaganda nacional e internacional de las rondas de licitación	Participar la propaganda nacional e internacional de las rondas de licitación (Añadido en el Dictamen.)	Participar en los eventos de difusión, nacional e internacional, de las rondas de licitación (Añadido en el Dictamen.)

Aprobar los planes de exploración y desarrollo que maximicen la productividad del campo en el tiempo; sus modificaciones y observancia	Realizar la administración y auditoría contable de los términos fiscales de los contratos—pudiendo auxiliarse de terceros	Realizar la administración y supervisión técnica de los contratos, incluyendo los programas anuales de inversión y operación, y determinar las condiciones técnicas que maximicen la productividad del campo en el tiempo —pudiendo auxiliarse de terceros
Aprobar la cesión del control corporativo u operativo en los términos del Art 15		Aprobar la modificación, cancelación o terminación de los contratos

El Dictamen reasigna algunas de las atribuciones o competencias contenidas en la iniciativa y reflejadas en el cuadro anterior. En general, las modificaciones se orientan a atribuir directamente a la CNH asuntos en los que se le consideraba asesora de la SENER o en establecer de manera directa en la CNH facultades que se atribuían a la SENER. Con las enmiendas incluidas en el Dictamen, la CNH resulta notablemente fortalecida *vis-à-vis* la SENER.

Las tres entidades tendrían participación en la promoción de las licitaciones, incluyendo las de adjudicación de áreas para exploración y extracción. No parece del todo aconsejable que la entidad responsable de la regulación del sector (CNH) se comprometa activamente en la propaganda de las rondas, lo que la coloca en la posición de convencer a empresas y entidades que pueden quedar sujetos a su regulación.

Adviértase, de entrada, el amplio grado de discrecionalidad que supone definir las condiciones y términos de los contratos en cada caso, incluso dentro de la misma área contractual. Se da lugar a conflictos de interpretación y prioridad entre algunos objetivos de la actividad de extracción que se mencionan en la Ley, que no se definen o limitan en cuanto a volumen y tiempo en la iniciativa, en especial los relativos a:

- a) Maximizar el ingreso público a obtener en cada área contractual;
- b) Maximizar la productividad de cada campo en el tiempo;
- c) Maximizar, en el tiempo, la obtención de ingresos que apoyen el desarrollo de largo plazo.

Estos objetivos pueden tornarse conflictivos o excluyentes y pueden dar lugar a decisiones de política contradictorias o incongruentes.

Preocupa, por otro lado, la autorización general que se extiende a la SHCP y a la CNH para auxiliarse de terceros—es decir, contratar a consultores externos—para el desempeño de actividades esenciales:

- administración y auditoría contable de los términos fiscales de los contratos;
- administración y supervisión técnica de los contratos y de los programas anuales de inversión y operación
- determinación de las condiciones técnicas que maximicen la productividad del campo en el tiempo.

Cabría preguntarse, si para todo esto van a auxiliarse de terceros, qué van a hacer por ellas mismas.

Actividades sujetas a autorización en asignaciones y contratos

Encontrándose ya en operación las asignaciones y los contratos, las siguientes actividades estarán sujetas a autorización de la CNH en ambos casos:

- La perforación de pozos exploratorios;
- La perforación en aguas profundas y ultraprofundas; y,
- Modelos de diseño de pozos.
- Reconocimiento y exploración superficial.

Pareciera que la necesidad de autorización en los casos señalados obedece a la necesidad de que la CNH se mantenga informada de las actividades de asignatarios y, sobre todo, de contratistas. En los dos primeros casos, la autorización ayudaría a mantener al día las estadísticas; en el tercero, quizá, a informarse de innovaciones técnicas en materia de perforación y operación de pozos, incluyendo, por ejemplo, perforación horizontal—la tecnología que, junto a la fracturación hidráulica, ha permitido el volátil auge de la producción de aceite y gas de lutitas en EE UU.

Los asignatarios y contratistas no requerirán de autorización para el reconocimiento y la exploración superficial en las áreas asignadas a contratadas. Si bien deberán avisar de esas acciones a la CNH.

Una serie interesante de enmiendas contenidas en el Dictamen alude a los artículos 43 a 47 de la iniciativa.

Por una parte, se propone adicionar la fracción IV al Art 43 para establecer la obligación de la SENER de instruir a las EPE y a sus subsidiarias y filiales para que “garanticen que sus actividades y operaciones no obstaculicen la competencia y el desarrollo eficiente de los mercados, así como la política pública en materia energética”. *Naturalmente, no se reclama garantía equivalente de parte de los contratistas, pues se parte del supuesto de que las empresas privadas jamás pensarían siquiera en obstaculizar la competencia o la eficiencia de los mercados, cuando, sobre todo en el sector petrolero, existen numerosos ejemplos de corporaciones privadas que acuden a prácticas anticompetitivas. Sería adecuado que la exigencia de abstención de limitar la competencia se dirigiese tanto a asignatarios como a contratistas.*

Por otra parte, en el párrafo final del mismo artículo enmendado, se instruye a la CNH para que, ejerza sus funciones, “procurando elevar el factor de recuperación y la obtención de volumen al máximo de petróleo y gas natural en el largo plazo, considerando la viabilidad económica [...] así como [la] sustentabilidad.” *Si algún elemento de la reforma energética está fuera de toda duda es su carácter extractivista a ultranza, por lo que cabe preguntarse qué necesidad había de reiterarlo en este Art 43 dedicado a las facultades de la CNH.*

OTROS ELEMENTOS SOBRE ACTIVIDADES EXTRACTIVAS DE LA INICIATIVA

Además del régimen de contratos de exploración y extracción—elemento central del diseño de las actividades básicas de la industria petrolera que se plantea en la reforma constitucional en materia energética—la iniciativa de ley de hidrocarburos contiene diversos elementos misceláneos asociados a las actividades extractivas de la industria que conviene analizar.

Preferencia a las actividades petroleras

El carácter estratégico, que la dota de interés social y público, así como la utilidad pública, siguen siendo reconocidos para la extracción de hidrocarburos. Sin embargo, ya no amparan ni mantienen su principal expresión histórica: la exclusividad del Estado. Ahora se les utiliza para argumentar la preferencia que se le concede—junto con otras actividades de la industria petrolera y con el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica—sobre cualquier otra actividad que implique el aprovechamiento de la superficie y el subsuelo en los terrenos afectos a la actividad exploratoria o extractiva.

Se argumenta también que, en la actualidad, tal preferencia se ejerce “mediante instrumentos casuísticos y no existen instancias ni procedimientos uniformes y ágiles para valuar contraprestaciones e indemnizaciones, ni para resolver problemas de coexistencia o dirimir controversias, lo que se traduce en incertidumbre jurídica para todas las partes”.

Al reconocer que existirá asimetría entre las partes—un contratista o asignatario petrolero frente al o a los propietarios de terrenos, en el caso quizá más usual—la iniciativa contempla, por una parte, medidas de transparencia, como la entrega por escrito de la oferta de contraprestación y, en su caso, la asesoría de la Procuraduría Agraria. El acuerdo al que se llegue, que podrá contemplar contraprestaciones pagaderas en efectivo, en especie (aunque no asociadas a los hidrocarburos) o en formas de asociación o participación, deberá también formularse por escrito y no contendrá cláusulas confidenciales.

Para solventar los desacuerdos entre las partes, se prevé la mediación del Instituto de Administración y Valuación de Bienes Nacionales (el Instituto) o bien promover ante un juez de distrito competente la constitución de una “servidumbre legal de hidrocarburos”, que es una nueva figura jurídica. Esta servidumbre “comprenderá el derecho de tránsito de personas; el de transporte, conducción y almacenamiento de materiales para la construcción, vehículos, maquinaria y bienes de todo tipo; el de construcción instalación o mantenimiento de la infraestructura

o realización de obras y trabajos necesarios para el adecuado desarrollo y vigilancia de las actividades amparadas por virtud de un contrato o asignación, así como todos aquellos que sean necesarios para tal fin”. La servidumbre no excederá el plazo del contrato o asignación de que se trate.

Si ninguno de los mecanismos anteriores resultase eficaz, el Instituto lo notificará a la SENER, la que “podrá dar inicio al procedimiento de expropiación, en términos de las disposiciones aplicables, o a la constitución de una servidumbre legal de hidrocarburos por vía administrativa”.

La iniciativa no incluye referencia explícita a esta preferencia en el caso de las superficies marinas, aunque ha sido práctica común otorgarla con afectación de zonas de pesquería.

Sugerencia:

En términos históricos, el ejercicio de la preferencia para la actividad petrolera— sobre todo antes pero también después de la expropiación de 1938—supuso atropellos a los derechos de particulares. La extracción de aceite y gas de lutitas, por las características físicas de los yacimientos, implica la afectación de gran número de predios. Estas dos consideraciones aconsejan el reforzamiento de las medidas de protección de los propietarios de terrenos que resulten o se consideren necesarios para la actividad petrolera, incluso procedimientos transparentes y efectivos de arbitraje, en especial en los casos de tierras comunales, otros predios agrícolas o ganaderos y las tierras propiedad de comunidades indígenas.

El Dictamen coloca en aún mayor indefensión a los pueblos y comunidades agrarias al proponer que se elimine la intervención de la Procuraduría Agraria, prevista en el inciso IV del artículo 96 (ahora 101), para asesorar y representar a los propietarios de terrenos a ser afectados por actividades petroleras.

Sin duda como resultado de presiones de parte interesada se hace desaparecer toda mención a la Procuraduría Agraria.

Cuidado ambiental

A este respecto, la exposición de motivos de la iniciativa señala: “El Estado velará por la protección y cuidado del medio ambiente en los procesos en que intervengan empresas productivas del Estado, los particulares o ambos, mediante mejores prácticas en el uso de energía, disminución en la generación de gases y compuestos de efecto invernadero, eficiencia en el uso de recursos naturales, baja generación de residuos y emisiones, así como la menor huella de carbono e impacto ambiental en todos sus procesos.” Una declaración de este tipo debería traducirse en un *corpus* legislativo renovado y actualizado, en función de las exigencias de nuevos recursos por explotar (aceite y gas de lutitas, aguas profundas), entre otras.

Los artículos 121 y 122 se refieren a la seguridad industrial y a la protección del ambiente como si se tratase de cuestiones estrechamente relacionadas o dependientes una de otra. La legislación debería reconocer la especificidad e importancia de cada una de estas áreas. Parece obedecerse a una propuesta institucional también contenida en el conjunto de iniciativas de ley relativas a la reforma constitucional en materia de energía. Se trata de la creación de un nuevo organismo: la “Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente”, objeto de una iniciativa de ley por separado.

El primero de los artículos mencionados de la propuesta de ley de hidrocarburos alude al futuro establecimiento de la agencia, a la que corresponderá emitir la normatividad correspondiente, de acuerdo a su propia ley.

El segundo prevé que, entre otros, los asignatarios y contratistas “ejecutarán las acciones de prevención y de reparación de daños al medio ambiente o al equilibrio ecológico que ocasionen con sus actividades y estarán obligados a sufragar los costos inherentes a dicha reparación, cuando sean declarados responsables por resolución de la autoridad competente, en términos de las disposiciones aplicables”.

Sugerencia:

La necesidad de una nueva agencia dista de estar demostrada. Hacerla responsable de cuestiones tan diversas como seguridad industrial y cuidado ambiental hace pensar, en realidad, en dos agencias bajo el techo de una. Quizá pueda evitarse una duplicación institucional innecesaria pues existen ya entidades encargadas de la protección del ambiente, que podrían afinar sus métodos para lograr una más eficaz y oportuna prevención y remediación ambientales en las actividades de exploración y extracción—muy necesarias en todo momento pero indispensables cuando se prevé una importante expansión de las perforaciones en aguas profundas y ultraprofundas y en formaciones de lutitas.

Aunque no proponen modificación alguna a los artículos relativos a la Agencia, los autores del Dictamen se sintieron compelidos a resaltar (pp 100-101) que “ésta es el órgano adecuado para emitir la regulación y normatividad aplicable” en la materia y que le corresponde aportar “los elementos técnicos para el diseño y la definición de la política pública en materia energética, de protección al medio ambiente y de recursos naturales, así como para la formulación de los programas sectoriales”.

En el dictamen se potencia la desmesura ya señalada en la iniciativa: pareciera que se trata de crear una SEMARNAT de los hidrocarburos, con descuido total de la coherencia institucional mínima del Estado.

Comercialización de hidrocarburos

Se propone en la iniciativa que corresponda al Estado la comercialización de los hidrocarburos que se obtengan mediante los contratos de utilidad compartida y de producción compartida, aunque en este último caso sólo la parte que en los términos del contrato le pertenezca. Al efecto se prevé que la CNH contrate con Pemex, con “alguna de sus filiales”, con otra EPE o con particulares, mediante licitación, la prestación del servicio de comercialización de hidrocarburos.

Se propone también que, por los primeros tres años tras la entrada en vigor de la Ley, Pemex continúe realizando la comercialización, “en tanto se establecen las condiciones para licitar el servicio”. Es curioso, por decir lo menos, que se suponga que ya existen condiciones para licitar de inmediato los contratos de exploración y extracción, y que se requieran hasta tres años—uno de los plazos más largos previstos en la iniciativa—para una actividad comparativamente sencilla: la comercialización. Sin duda, las razones son otras.

Por otra parte, de manera bastante inesperada, en el capítulo de la iniciativa de ley destinado a los contratos de exploración y extracción, que se examinó arriba, aparece el artículo 28. Establece que, a petición del FMP, la CNH podrá contratar, mediante licitación, a Pemex, cualquier otra EPE o cualquier persona moral, “para que a cambio de una contraprestación preste a la Nación los servicios de comercialización de los Hidrocarburos que el Estado obtenga como resultado de los Contratos para la Exploración y Extracción”. (Se respeta el peculiar uso de mayúsculas del original.)

Se trata de un contrato de intermediación comercial, probablemente para la comercialización en el exterior, de hidrocarburos propiedad del Estado. Con sus amplias redes de comercialización global, una petrolera transnacional, podría ganar fácilmente la licitación de un contrato de este tipo y recibir una contraprestación—es decir, una comisión—por un servicio que a la fecha ha venido realizando, en el caso de los mercados externos, PMI, el brazo comercializador externo de Pemex. ¿Qué justifica que se contrate a intermediarios de comercialización?

La confusión en esta materia es aún mayor cuando se advierte que en el Art 49 se establece que “para realizar [entre otras] actividades de comercialización de Hidrocarburos [mayúscula en el original ...] no se requerirá permiso”, sino sólo registro ante la CRE.

Sería conveniente que se aclarasen estas confusas alusiones a la comercialización de petróleo y gas.

Más ampliamente, quizá la insuficiencia más notoria de la iniciativa de ley de hidrocarburos sea la omisión de normas suficientes y efectivas para atender la comercialización del petróleo y el gas, actividades que—junto con el reconocimiento y exploración superficial, la exploración y extracción, la refinación, el procesamiento de gas, el transporte, almacenamiento y distribución—forman parte de la industria de hidrocarburos, tal como se define en el Art 2 de la iniciativa.

Sugerencia:

Existen suficientes elementos para considerar que la venta de primera mano de petróleo crudo y demás hidrocarburos extraídos del subsuelo, que son propiedad de la nación, debería continuar siendo una actividad centralizada en Pemex, independientemente de si proceden de áreas asignadas o contratadas.

El Dictamen agrega, en el Art 2 de la Ley, la “comercialización” a las áreas reguladas por el proyecto de Ley en materia de gas natural, GLP y petrolíferos, cubriendo un vacío antes existente.

Contenido nacional

La iniciativa de ley de hidrocarburos establece disposiciones que tienen el propósito de favorecer la participación de la actividad económica nacional en el abasto de bienes y servicios requeridos en las actividades de hidrocarburos. Estas disposiciones se organizan en dos sistemas, uno aplicable a las asignaciones y contratos para la exploración y extracción y el otro a la inversión directa en la industria de hidrocarburos. No obstante, la regulación del primer sistema ofrece imprecisiones y deficiencias para cumplir con los cometidos establecidos en la Constitución y en la exposición de motivos de la iniciativa.

En efecto, el artículo 46 señala en su primer párrafo que las asignaciones y contratos en exploración y extracción deberán alcanzar, en promedio, al menos veinticinco por ciento de contenido nacional. Es razonable suponer que la especificación de contenido nacional constituye una obligación contractual; de ser así, la redacción debería precisarla. En adición, en el mismo párrafo se hace referencia a las actividades de exploración y extracción que se realicen en territorio nacional a través de Asignaciones y Contratos; si el Artículo 2 dispone que la ley tiene por objeto regular la industria de hidrocarburos en el territorio nacional, entonces el señalamiento territorial del artículo 46 es innecesario, a no ser que se pretenda decir algo distinto. Tampoco se entiende a que se refiere el término “promedio” incluido en el mismo primer párrafo, se sugiere hacer la aclaración pertinente o suprimirlo.

En la iniciativa no se define que debe entenderse por contenido nacional o porque no se utiliza el concepto de cadena productiva que establece el artículo 4 fracción VII de dicha iniciativa para la industria de los hidrocarburos (conjunto de agentes económicos que participan directamente en la proveeduría, suministro, construcción y prestación de servicios para la industria de hidrocarburos). Este concepto tiene la ventaja de incluir los componentes del agregado contenido nacional y por tanto ofrece la posibilidad de establecer cuatro metas mínimas, para cada uno de ellos, y no una cifra genérica, como la de veinticinco por ciento, que por ser un agregado es difícil que funcione como instrumento de promoción industrial (al menos ha sido la experiencia en México y en otros países).

El tercer párrafo del mismo artículo 46 señala que la meta de grado de contenido nacional deberá ser incluida en las bases de licitación, lo que resulta desde luego obvio, si el compromiso referido lo debe contener la asignación o el contrato. Esto es, no debería haber duda sobre la inclusión del mínimo de contenido nacional en el clausulado de la asignación o del contrato.

La Iniciativa señala en el referido artículo 46 que la Secretaría de Economía verificará el cumplimiento del porcentaje de contenido nacional e informará a la CNH sobre la imposición de penalizaciones. El cumplimiento de la asignación o contrato le corresponde a la institución responsable de asignar o contratar; no es entendible que para esta materia se diluya la responsabilidad con la injerencia de otra Secretaría de Estado, sin demérito de que ésta cumpla con los cometidos que le corresponden a sus atribuciones y a las que señale la ley de hidrocarburos.

Por último, el transitorio vigésimo quinto de la inciativa de ley señala que el porcentaje de contenido nacional aumentará de forma gradual a partir de 2015 hasta llegar al menos a 25 % en 2025; se requiere una precisión de esta redacción respecto al Artículo 46 y lo más importante, no diluir el propósito de regular la obligatoriedad de participación de la industria nacional.

El Dictamen eleva a 35% el mínimo de contenido nacional a alcanzarse en 2025, nivel que se revisará cada cinco años a partir de entonces, sobre la base del cálculo de contenido nacional observado en el primer semestre de 2014, que deberá realizar la Secretaría de Economía (SE).

Además, se estatuye que tal nivel no se aplicará a las aguas profundas, para las cuales la SE “establecerá los valores para 2015 y 2025 con base en el estudio que realice del contenido nacional en esas actividades al primer semestre de 2014”.