



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

Ley de Ingresos sobre
Hidrocarburos y el Fondo Mexicano
del Petróleo

Grupo de Energía

Manuel Aguilera

Francisco J. Alejo

Jorge E. Navarrete

Ramón C. Torres

11b

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.

LA LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS
Y EL FONDO MEXICANO DEL PETRÓLEO
EL ‘REGIMEN FISCAL’ PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN
EN LA INICIATIVA DE LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS

GRUPO DE ENERGÍA

Manuel Aguilera Gómez

Francisco Javier Alejo López

Jorge Eduardo Navarrete

Ramón Carlos Torres Flores

En este segundo documento se examina, en primer término, el régimen fiscal que se aplicaría a las actividades primarias—exploración y extracción—de la industria petrolera desnacionalizada, de acuerdo con la iniciativa de ley de ingresos sobre hidrocarburos, que forma parte del conjunto de propuestas enviadas por el Ejecutivo al Congreso para definir la legislación reglamentaria de la reforma constitucional en materia energética de diciembre de 2013.

Se examinarán de entrada las cuestiones aplicables a las asignaciones y contratos para exploración y extracción, cuya normatividad operativa básica se encuentra insuficientemente desarrollada en la iniciativa de ley de hidrocarburos, examinada en el primer documento de esta serie.

La iniciativa de ley de ingresos sobre hidrocarburos cubre tres 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 empresas

productivas del Estado (EPE)—y por otra, las contraprestaciones a cargo de los contratistas, así como los impuestos a que ambos estarán sujetos; y,

- las disposiciones sobre administración y supervisión de los aspectos financieros de los contratos, competencia de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), y,
- las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas “respecto de los recursos a que se refiere” el artículo 1 de la iniciativa.

Adviértase, de entrada, que el segundo y tercero de los aspectos señalados suelen corresponder a las facultades del órgano regulador—la CNH, en el caso mexicano—pero que, debido también a las peculiaridades de este caso, se atribuyen a la SHCP.

Consideraciones iniciales

Cabe señalar, de entrada, que la división o fragmentación que se propone entre los aspectos técnicos y operativos de las asignaciones y contratos, por una parte, y, por otra, los aspectos financieros de las mismas puede ser fuente de confusión, así como de fricción y, quizá, conflicto entre las autoridades responsables: la Secretaría de Energía (SENER) y, por lo general, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (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 Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP) y, en ocasiones, la CNH, para los segundos. El esquema (presentado en el primer documento) de las facultades concurrentes de algunas de estas autoridades en materia de contratos resulta ilustrativo a este respecto.

Otra división o fragmentación que se propone introducir alude a los ingresos públicos que se percibirán como resultado de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos a cargo de asignatarios y contratistas. Los ingresos derivados de las

contraprestaciones a cargo de los contratistas—que se determinarán caso 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 en la Tesorería de la Federación.

Es claro que la excepción de los ingresos derivados de las contraprestaciones a cargo de los contratistas de lo dispuesto en la Ley de Ingresos de la Federación ignora las competencias del Congreso en materia de ingresos públicos.

Cabría preguntarse si la exclusividad de competencia para el Ejecutivo—y, dentro de él, para la SHCP—en la determinación, sujeta al proceso de negociación caso por caso de los contratos, de las contraprestaciones a cargo del contratista no constituye una facultad que pueda calificarse de excesiva.

En la exposición de motivos de la iniciativa de Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se busca fundamentar la noción de que las contraprestaciones a cargo de los contratistas, señaladas en los contratos, no deben considerarse como cargas tributarias.

En esencia, se argumenta que “[e]n el medio petrolero se conoce como ‘régimen fiscal’ a la regulación y a los términos que se establecen en los contratos—sujeto al acuerdo de voluntades de las partes—sobre las prestaciones que obtendrá el Estado derivado de las actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos [...] los términos fiscales para los contratos a los que se refiere la Ley que

Si bien tiene la intención de que las contraprestaciones reflejen “las condiciones del mercado” y, al propio 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—aún en consulta con la CNH—el establecimiento casuístico de los términos: caso por caso, contrato por contrato. Se requiere definir umbrales

se propone, no tienen la naturaleza de contribuciones, sino de contraprestaciones contractuales con mecanismos para su determinación” (p. 5 de la exposición de motivos).

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, este sí tributario, de derechos para estas actividades similar al que existe actualmente, [incorporando] nuevo ordenamiento los derechos

sobre hidrocarburos que actualmente se encuentren vigentes en la Ley Federal de Derechos”. La continuada vigencia del régimen de derechos “permitirá además que la transición al nuevo esquema de contratos se haga de manera ordenada, cuidando no alterar las finanzas públicas”.

La permanencia del régimen de derechos, aplicable a la extracción de hidrocarburos por las EPE, pone en evidencia la centralidad otorgada, por encima de otros objetivos de la reforma, al logro de la estabilidad dinámica del balance fiscal del país, a mediano y largo plazos.

Quizá esta diferenciación, aparentemente conceptual, encierra un grave elemento de discriminación contra Pemex y otras EPE en la medida en que se mantengan dentro del régimen de asignaciones. Las contraprestaciones de los contratos no tendrán el carácter de tributos, siendo, por ende, más flexibles y negociables—como incluso lo prevé la ley propuesta. En cambio, mientras no convierta sus asignaciones, las derivadas de la ronda cero y las que más adelante se le adjudiquen, en contratos, Pemex continuará sujeto a un régimen de derechos que la propia exposición de motivos describe como “complejo y extremadamente rígido [pues] impone una tributación a los rendimientos

que se obtengan, con total indiferencia frente a los costos y a las necesidades de reinversión futuras [...] impone una carga administrativa onerosa, distorsiona las decisiones de inversión y no garantiza la plena alineación de intereses entre el Estado y Petróleos Mexicanos”. Tal es el régimen tributario que se propone mantener para gravar a Pemex y otras EPE, mientras que para los contratistas se diseña un régimen fiscal que permita “atraer inversión, de conformidad con una política energética nacional moderna y transparente”.

En suma, el régimen fiscal para la exploración y extracción de hidrocarburos que se propone obedece a la ingente necesidad de garantizar ingresos fiscales suficientes—hasta por un 4.7% del PIB cada año—al menos durante el periodo hasta 2018, a fin de poder financiar las prioridades de gasto de la administración en condiciones de un razonable equilibrio fiscal. El nombre in extenso del FMP se alinea perfectamente con las prioridades: se acumula para garantizar la estabilidad... y el desarrollo.

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”.

1. Derecho ordinario sobre hidrocarburos – equivalente al 71.5% de la diferencia entre el valor del petróleo y gas natural extraídos en el año y las deducciones autorizadas por el Art 40 de la Ley. Estas deducciones son:

- I. El 100% de las inversiones en exploración, recuperación secundaria y mantenimiento no capitalizable, en el ejercicio en que se efectúen.
- II. El 16.7% de las inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo y gas natural, en cada ejercicio.

- III. El 5% de las inversiones realizadas en oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento, en cada ejercicio.
- IV. Los costos—erogaciones necesarias para la explotación de los yacimientos, salvo los contenidos en los incisos I, II y III; así como los gastos de exploración, transportación y entrega de los hidrocarburos. Los únicos gastos deducibles son los de exploración, transportación o entrega de los hidrocarburos. Sólo se deducirán los costos y gastos efectivamente pagados, en el período al que corresponda el pago.

El total de deducciones por los anteriores conceptos (I a IV), relacionados con el petróleo y gas asociado, no excederá de Dls 6.5 por bpe extraído en el año de que se trate.

- V. El derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo y la cuantía neta del derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización, ambos efectivamente pagados (calculado en los términos del artículo 46).
- VI. El derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía (0.65% del valor anual del petróleo y gas natural extraídos).
- VII. El derecho para la fiscalización petrolera (0.003% del valor anual del petróleo y gas natural extraídos).
- VIII. Un monto adicional de Dls 0.50 por cada millar de pies cúbicos de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen de extracción registrado en 2006.

En el caso del gas natural no asociado, el monto de las deducciones por concepto de costos, gastos e inversiones deducibles (sin considerar las señaladas en las fracciones V a VIII anteriores) no excederá de Dls 2.70 por millar de pies³ extraído en el año de que se trate.

También se establece que en ningún caso serán deducibles los intereses de cualquier tipo a cargo del asignatario, la reserva de exploración, los gastos de venta y los pagos de

pensiones que se hagan con cargo a la reserva laboral. Si ésta tuviera remanentes en el ejercicio, estos se reducirán de las deducciones realizadas en el mismo ejercicio.

El Art 44 determina la forma de calcular y realizar los pagos provisionales mensuales de este derecho, así como el procedimiento a seguir para compensar los eventuales saldos a favor del asignatario que resulten en la declaración anual.

2. Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía— equivalente al 0.65% del valor anual del petróleo y gas natural extraídos en el año. Pago anual, con pagos provisionales trimestrales.

3. Derecho para la fiscalización petrolera – equivalente al 0.003% del valor anual del petróleo y gas natural extraídos en el año. Pago anual, con pagos provisionales trimestrales.

4. Derecho para regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos— equivalente al 0.03% del valor anual del petróleo y gas natural extraídos en el año. Pago anual, con pagos provisionales mensuales.

5. Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización— calculado según el rango de precio promedio ponderado anual del barril de petróleo mexicano exportado, a partir de Dls 22.01 a 23.00, en rangos de un dólar, hasta Dls 30.01 a 31.00, con una tasa creciente a razón de un punto porcentual por rango, desde 1% hasta 9% y una tasa fija de 10% cuando exceda de Dls 31 por barril. La tasa que corresponde se aplicará al valor anual del petróleo extraído en el año, incluyendo el consumo propio del asignatario. Pago anual, con pagos provisionales trimestrales. No se incluye el valor del petróleo extraído de los campos afectos a los derechos 7, 8 y 9 (Art 47), mencionados abajo.

6. *Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo*—pagadero cuando el precio promedio percibido por barril exportado exceda el precio considerado en la estimación de ingresos contenida en la Ley de Ingresos de la Federación. La tasa de 13.1% se aplicará al producto de la diferencia entre ambos precios por el volumen total de exportación de petróleo acumulado en el ejercicio. Pago anual, con pagos provisionales trimestrales. El monto efectivamente pagado por este derecho se acreditará contra el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización.

Además de su evidente intención recaudatoria, los derechos incluidos en los incisos 5 y 6 son redundantes, pues ambos tienen efectos macroeconómicos de estabilización. Sería conveniente que fueran compatibilizados. El primero tiene efectos de encarecimiento de la energía en el mercado interno y el segundo compensa las manifestaciones de la llamada “enfermedad holandesa”. En todo caso, este último debería también aplicarse a la exportación procedente de licencias y contratos.

Antes de establecer otros tres derechos—denominados sobre extracción de hidrocarburos, especial sobre hidrocarburos, y adicional sobre hidrocarburos—el Art 47 de la iniciativa dispone que los mismos sólo se aplicarán a los hidrocarburos extraídos de los siguientes campos:

- a) Considerados como una sola unidad, todos los campos del paleocanal de Chicontepec (que se encuentran en 11 municipios de Veracruz y tres de Puebla, que se enumeran en el Art 55), excepto los que, en función de su superficie (5' de latitud por 5' de longitud), hayan sido segregados como campos de extracción de petróleo y gas natural por declaración de la CNH, previa autorización de la SENER;
- b) Estos campos segregados del paleocanal de Chicontepec, en los que por producción acumulada se considerará la realizada desde el inicio de operaciones y en ningún caso desde la segregación.

- c) Los campos en aguas profundas, cuyos pozos se encuentren, en promedio, ubicados en zonas con un tirante de agua superior a 500 m.
- d) Campos marginales, que son los incluidos en el inventario autorizado por la SENER, definido y actualizado en los términos del Art 57.

A los hidrocarburos extraídos de estos campos se aplicarán los siguientes tres derechos:

7. Derecho sobre extracción de hidrocarburos—Con tasa de 15% del valor del anual del petróleo y gas natural extraídos del campo, incluyendo el consumo del asignatario y las mermas por derramas o quema de dichos productos. Pago anual, con pagos provisionales mensuales.

8. Derecho especial sobre hidrocarburos—Con tasa de 30% sobre la diferencia entre el valor del anual del petróleo y gas natural extraídos del campo, incluyendo el consumo del asignatario y las mermas por derramas o quema de dichos productos, y las deducciones autorizadas en el Art 49, las que, en todo caso, no podrán exceder del 60% del valor de los hidrocarburos extraídos del campo, ni de Dls 36.8 por bpe extraído en el año de que se trate. Cuando la producción acumulada del campo de que se trate sea mayor de 240 millones de bpe, se aplicará una tasa de 36%. Pago anual, con pagos provisionales mensuales. (El Art 51 enumera, en 16 incisos, los costos y gastos no deducibles en los casos del derecho ordinario (Art 40) y del derecho especial (Art 49) sobre hidrocarburos.)

9. Derecho adicional sobre hidrocarburos—Será exigible del asignatario cuando los hidrocarburos extraídos de los campos enumerados en el Art 47 y arriba mencionados, alcancen un valor promedio acumulado anual por bpe extraído superior a Dls 67.9 por barril. Este valor promedio se actualizará cada ejercicio con el índice de precios al productor de EUA. Para calcular este derecho se usará el procedimiento siguiente: a) se calculará la diferencia entre el valor promedio anual del bpe extraído y Dls 67.9 o el valor

actualizado que corresponda; b) esa diferencia se multiplicará por el volumen de petróleo equivalente, incluyendo consumo propio y mermas, extraído en el año, y c) al resultado se aplicará la tasa de 52%. Pago anual, con pagos provisionales mensuales.

Como se advierte, se propone establecer dos regímenes de derechos aplicables a los asignatarios—Pemex y otras EPE: uno, menos oneroso, para las asignaciones que contienen lo que podría llamarse “campos con mayor dificultad de explotación”, que son los enumerados en el Art 47, y otro, el régimen general, para el resto de las asignaciones.

Ejemplo de cálculo de la carga tributaria sobre las asignaciones

Es lamentable que la exposición de motivos de la iniciativa de la ley de ingresos sobre hidrocarburos, en la que se establece un nuevo régimen fiscal para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, no incluya ninguna estimación puntual de la carga fiscal—trátase de derechos sobre asignaciones o de contraprestaciones sobre contratos—que se deriva de las disposiciones propuestas. Sólo se indica que “en promedio, entre 2006 y 2012, la carga fiscal fue de 90% de los ingresos netos” de Pemex.

Del ejemplo numérico que se muestra enseguida se desprende que la carga fiscal derivada sólo de derechos que (en el régimen general Arts 41 a 46) equivaldría al 68.13% del valor de los hidrocarburos extraídos menos las deducciones máximas autorizadas; en tanto que en el régimen especial (Arts 47 a 52) se elevaría a 35.65%.

Como se advierte, mientras se mantenga en el régimen de asignaciones, Pemex seguirá siendo fuente privilegiada de recaudación.

Con base en las disposiciones en materia de derechos que se proponen en la iniciativa puede intentarse la construcción de dos ejemplos elementales y simplificados de cálculo de la carga tributaria por concepto de derechos sobre las asignaciones que se derivaría de ellas.

Para el primer caso, régimen general, se utilizan los siguientes supuestos:

Producción anual 36.5 millones/b	Exportación anual 18.25 millones/b	Valor producción anual Dls 3,650 millones	Valor exportación anual Dls 1,825 millones
Precio medio hidrocarburos extraídos Dls 100 bpe	Precio medio hidrocarburos exportados Dls 100 bpe	Precio exportación estimado LIF Dls 85 bpe	Deducción máxima autorizada Dls 6.5 bpe
Precio exportación estimado LIF Dls 85 bpe			

De los que resultan los siguientes derechos:

Derecho	Base de cálculo	Derechos	
		Tasa	Monto a pagar
1. Ordinario sobre hidrocarburos	Valor producción anual menos deducciones autorizadas $3,650,000,000 - 237,250,000 =$ 3,412,750,000	71.5%	2,440,166.250
2. Para investigación científica y tecnológica en materia de energía	Valor producción anual – 3,650,000,000	0.65%	23,725,0000
3. Para la fiscalización petrolera	Valor producción anual – 3,650,000,000	0.003%	1,095,000
4. Para regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos	Valor producción anual – 3,650,000,000	0.03%	10,950,000
5. Sobre hidrocarburos para	Valor producción anual –	10%	365,000,000

el fondo de estabilización	3,650,000,000		
6. Extraordinario sobre la exportación de petróleo	Diferencia entre precio estimado LIF x volumen exportado $(100-85)=15 \times 18,250,000 = 273,750,000$	13.1%	35,861,250
Subtotal 1 a 6		68.13%	2,476,797,500

El segundo ejemplo se refiere al régimen especial al que se refiere el Art 47 de la iniciativa de ley de ingresos sobre hidrocarburos:

Producción anual 36.5 millones/b	Exportación anual 18.25 millones/b	Valor producción anual Dls 3,650 millones	Valor exportación anual Dls 1,825 millones
Precio medio hidrocarburos extraídos Dls 100 bpe	Precio medio hidrocarburos exportados Dls 100 bpe	Precio exportación estimado LIF Dls 85 bpe	Deducción máxima autorizada Dls 36.8 bpe
Precio exportación estimado LIF Dls 85 bpe			

De los que resultan los siguientes derechos:

7. Sobre extracción de hidrocarburos	Valor anual del petróleo y gas natural extraídos del campo Dls 3,650,000,000	15%	547,500,000
8. Especial sobre hidrocarburos	Valor producción anual menos deducciones autorizadas $(36,500,000 \times 36.8) = 1,343,200,000$ $3,650,000,000 - 1,343,200,000 = 2,306,800,000$	30%	692,040,000
9. Adicional sobre	Diferencia entre valor medio anual	52%	609,258,000

hidrocarburos	bpe extraído y Dls 67.9 (100-67.9=32.1) por volumen anual extraído (32.1x36,500,000=1,171,650,000)		
Subtotal 7, 8 y 9		35.65%	1,301,298,000

De esta suerte, una asignación situada en cualquier parte del territorio—con excepción de Chicontepec, aguas profundas y pozos marginales—cubrirá seis diferentes derechos con una tasa total equivalente al 68.13% del valor total de la producción. Si la asignación correspondiera a las tres áreas o casos especiales, los tres derechos a pagar equivalen a una tasa de 35.65% del valor total de la producción.

La diferencia entre ambas tasas, que es de 32.48% del valor total de la producción, representa el sustancial margen tributario que favorece a los campos difíciles: Chicontepec, segregados o no, aguas profundas y pozos marginales.

Otras obligaciones de los asignatarios

Además de las relacionadas con el régimen de derechos, resumido en el apartado precedente, y de las enormes cargas administrativas que supone su debida observancia, el título tercero de la iniciativa de Ley establece otras obligaciones para los asignatarios. Destacan entre ellas:

Art 47—El asignatario deberá establecer un registro de los costos y gastos de exploración, desarrollo y extracción por cada uno de los “campos difíciles” a los que se refiere este artículo, así como de los tipos específicos de petróleo y gas natural que se obtengan y deberá enviar a la Cámara de Diputados y al Servicio de Administración Tributaria (SAT) la información contenida en dicho registro, así como los datos, estudios, reportes, prospectivas y demás fuentes de información incorporada al registro, para que puedan

realizarse los actos de fiscalización pertinentes a través de la Auditoría Superior de la Federación y el SAT. Es difícil considerar que la letra y el espíritu de esta disposición sean compatibles con la amplia autonomía presupuestal y de gestión de que se supone dispondría Pemex como EPE.

Art 58—El asignatario deberá contar con sistemas de medición de volúmenes extraídos de petróleo y gas natural, instalados en cada pozo, campo y punto de transferencia de custodia, atendiendo los lineamientos emitidos por la SENER, mediante la CNH.

Art 60—El asignatario deberá presentar a la SHCP un informe anual de las inversiones, costos y gastos que hayan sido deducidos en el ejercicio fiscal de que se trate, detallando la información por campo e incluyendo proyecciones de esos conceptos para los dos ejercicios siguientes, así como justificar los casos en que la deducción real difiera en más de 10% respecto de los montos proyectados. Este informe anual debe ser complementado por: a) base de datos con proyectos de explotación que incluya, por cada campo, reservas, producción, inversiones, costos y gastos; b) metodología utilizada para las proyecciones de producción, inversiones, costos y gastos; c) las premisas y supuestos empleados en las proyecciones, incluyendo factores de recuperación, interpretación sísmica, número de pozos perforados y técnicas empleadas, así como criterios para reclasificación de reservas. Esta disposición pone de relieve la dificultad, ya señalada, de mantener la frontera entre aspectos financieros y técnico-operativos. En este caso, la SHCP, que tiene a su cargo los primeros, demanda información que corresponde a los segundos, que competen a la SENER y la CNH. El asignatario queda atrapado y paga el costo—desde la simple duplicación hasta posible aspectos más complejos—de la confusión en el diseño y ejecución de la regulación. Se trata, podría decirse, de un ejemplo extremo de microadministración a distancia.

Art 61—Las declaraciones de derechos a cargo del asignatario deben presentarse mediante los mecanismos electrónicos que establezca el SAT y enterarse en el FMP mediante transferencia electrónica. A cuenta de los pagos provisionales mensuales establecidos, el asignatario efectuará los pagos diarios, semanales y mensuales “en la forma y términos que se determinen anualmente en la Ley de Ingresos de la Federación” y enterados en el FMP.

Art 62—Por una parte, los ingresos que el asignatario obtenga por actividades de exploración y extracción en áreas asignadas no serán considerados como ingresos acumulables para efectos de impuesto sobre la renta (ISR) y, por otra, los derechos que los asignatarios paguen por la realización de actividades mencionadas en el área de asignación, así como los costos, gastos e inversiones en el área de asignación, no serán deducibles para efectos del ISR. Además, en este y otros artículos se establecen criterios y procedimientos para la determinación de los precios de transferencia para las operaciones que las EPE realicen con o entre partes relacionadas y se dispone específicamente que las EPE y sus empresas subsidiarias (es decir, Pemex y sus subsidiarias) deberán aplicar esos criterios para determinar el valor de sus líneas de negocio y, cuando corresponda, para determinar los bienes y servicios que comercializan. Habrá que precisar en qué medida este tipo de disposición violenta el criterio de autonomía operativa que se supone caracteriza a las EPE o si constituye un caso más de microadministración a distancia.

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 iniciativa de 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. Define 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.

Contraprestaciones en los contratos de licencia

De entrada, preocupa que 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. Sería indispensable cubrir esta *lacuna*.

Quizá el hecho de que éste sea la sección más extensa y detallada del capítulo I de la iniciativa pueda considerarse como indicativo de que la licencia será el tipo de contrato de exploración y extracción que se prefiera establecer con particulares. Las contraprestaciones que se prevén para los contratos de licencia son las siguientes (Art 6):

Contraprestaciones a favor del Estado	Contraprestaciones a favor del contratista
Un bono a la firma – 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.	Trasmisión onerosa de los hidrocarburos , una vez extraídos. Pagadera cuando se hayan cubierto las contraprestaciones a favor del Estado.
Cuota contractual para la fase exploratoria – Pagadera en efectivo al Estado en cada periodo en los términos del contrato.	
Regalías – Calculadas como más adelante se indica	
Tasa a la utilidad operativa o tasa al valor contractual de los hidrocarburos – La utilidad operativa se determinará para cada período 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.	
--	--

Contraprestaciones en los contratos de utilidad compartida y de producción compartida

Contraprestaciones a favor del Estado	Contraprestaciones a favor del contratista
Cuota contractual para la fase exploratoria – 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 período
Regalías – Calculadas como más adelante se indica	
Tasa sobre la utilidad operativa – Determinada 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.	Remanente de la utilidad operativa una vez cubierta la tasa sobre la utilidad operativa.

<i>En los contratos de utilidad compartida</i>	
Los contratistas entregarán el total de la producción contractual al comercializador y éste entregará los ingresos producto de la comercialización al FMP.	El FMP conservará las contraprestaciones que correspondan al Estado y entregará las que correspondan al contratista en cada período.
<i>En los contratos de producción compartida</i>	
Se entregarán al Estado, en especie, las contraprestaciones por regalías y tasa sobre la utilidad operativa	Las contraprestaciones al contratista se pagarán en especie, con una proporción equivalente al valor de las mismas

Contraprestaciones en los contratos de servicios

Los contratistas entregarán el total de la producción contractual al Estado. Las contraprestaciones a favor del contratista serán siempre en efectivo y se fijarán a la luz de “los estándares o usos de la industria”. Las pagará el FMP con los recursos generados por la comercialización de la producción contractual que se derive de cada contrato.

Resumen de las Contraprestaciones a favor del Estado en los diversos tipos de contrato

<i>Contraprestaciones a favor del Estado en los diversos tipos de contrato</i>		
<i>De licencia</i>	<i>De utilidad compartida y producción compartida</i>	<i>De servicios</i>
Un bono a la firma		Los contratistas entregarán el total de la producción contractual al Estado. Las contraprestaciones a favor del contratista serán siempre en efectivo y se fijarán a la luz de “los estándares o usos de la industria”. Las pagará el FMP con los recursos generados por la comercialización de la producción contractual que se derive de cada contrato.
Cuota contractual para la fase exploratoria	Cuota contractual para la fase exploratoria	
Regalías	Regalías	
Tasa a la utilidad operativa o tasa al valor contractual de los hidrocarburos	Tasa a la utilidad operativa	

Disposiciones comunes a las contraprestaciones

Fórmulas para el cálculo de las contraprestaciones			
Cuota contractual para la fase exploratoria			
En los primeros 60 meses de vigencia		Del mes 61 en adelante	
2,650 pesos por km²		4,650 pesos por km²	
Indexadas según el IPC del año inmediato anterior			
Regalías al valor contractual de petróleo, gas natural y condensados			
(expresado en dólares de EUA)			
Petróleo	Gas natural		Condensados
	Asociado	No asociado	
<60 dls/b 5%	T=PCG/100	≤5 dls/Mbtu 0%	<60 dls/b 5%
≥60 dls/b T=[(0.125XPCP)-2.5]%		>5 y >5.5 dls/Mbtu T=[(PCG-5)x60.5]/PCG)%	≥60 dls/b T=[(0.125XPCP)-2.5]%
		≥5.5 dls/Mbtu T=PCG/100	
Abreviaturas: IPC, Índice de precios al consumidor; PCP, precio contractual del petróleo; PCG, precio contractual del gas;			
dls/b, dólares por barril; dls/Mbtu, dólares por millón de BTU (British Termal Units)			
Tasa a la utilidad operativa			
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 para este propósito ella misma emita, los que se publicarán en el <i>DOF</i> .			

Ejemplo de cálculo de las contraprestaciones de los contratos a favor del Estado

Se presentan ejemplos de cálculo de las contraprestaciones a favor del Estado a partir de los elementos que proporciona la iniciativa de Ley de Ingresos de Hidrocarburos, para los diversos tipos de contrato:

		Contraprestación calculada
Contrato de licencia		
Bono a la firma	Determinado por la SHCP para cada contrato.	No calculable
Cuota contractual para la fase exploratoria	Contrato con 20 meses de vigencia y área contractual de 50 km ² . Tasa aplicable: 2,650 pesos por km ² .	132,500 pesos anuales
Regalías	Petróleo extraído: 365,000 barriles al año; precio contractual del petróleo: Dls 100 por barril – Valor contractual de la producción: Dls 365.0 millones. Tasa aplicable: 5%	1,825,000 dólares
	Gas asociado extraído: 300,000 millones de pies ³ ; precio contractual del gas: Dls 5.25 millón btu (equivalente a millón de pies ³) – Valor contractual del gas: Dls 1.575 millones. Tasa aplicable 5.25/100=5.25%	82,687,500 dólares
	Gas no asociado extraído: 300,000 millones de pies ³ ; precio contractual del gas: Dls 5.25 millón btu (equivalente a millón de pies ³) – Valor contractual de la producción: Dls 1.575 millones. Tasa aplicable: $((5.25 - 5) \times 60.5) / 5.25 \%$, es decir, $(0.25 \times 60.5) / 5.25 \%$, es decir $15.125 / 5.25 = 2.88\%$	45,360,000 dólares
	Condensados extraídos: 365,000 barriles al año; precio contractual de los condensados: Dls 100 por barril – Valor	1,825,000 dólares

	contractual de la producción: Dls 36.5 millones. Tasa aplicable: 5%	
Tasa a la utilidad operativa o tasa al valor contractual de los hidrocarburos		No se proporcionan elementos suficientes para calcularla.
Contrato de utilidad compartida		
Cuota contractual para la fase exploratoria	Contrato con 20 meses de vigencia y área contractual de 50 km ² . Tasa aplicable: 2,650 pesos por km ² .	132,500 pesos anuales
Regalías	Petróleo extraído: 365,000 barriles al año; precio contractual del petróleo: Dls 100 por barril – Valor contractual de la producción: Dls 36.5 millones. Tasa aplicable: 5%	1,825,000 dólares
	Gas asociado extraído: 300,000 millones de pies ³ ; precio contractual del gas: Dls 5.25 millón btu (equivalente a millón de pies ³) – Valor contractual del gas: Dls 1.575 millones. Tasa aplicable $5.25/100=5.25\%$	82,687,500 dólares
	Gas no asociado extraído: 3,000 millones de pies ³ ; precio contractual del gas: Dls 5.25 millón btu (equivalente a millón de pies ³) – Valor contractual de la producción: Dls 15.75 millones. Tasa aplicable: $((5.25 - 5) \times 60.5) / 5.25 \%$, es decir, $(0.25 \times 60.5) / 5.25\%$, es decir $15.125 / 5.25 = 2.88\%$	45,360,000 dólares
	Condensados extraídos: 36,500 barriles al año; precio contractual de los condensados: Dls 100 por barril – Valor contractual de la producción: Dls 3.65 millones. Tasa aplicable: 5%	1,825,000 dólares
Tasa a la utilidad operativa o tasa al		No se proporcionan elementos

valor contractual de los hidrocarburos		suficientes para calcularla.
--	--	------------------------------

A pesar de que, por las limitaciones de la información incluida en la iniciativa de ley, no fue posible completar el cálculo de los ejemplos de contraprestaciones a favor del Estado, sí puede señalarse que la única diferencia importante entre las correspondientes a los contratos de licencia respecto de los de utilidad compartida es el “bono a la firma” que se cobra en el caso de los primeros, pero no en los de los otros contratos. De cualquier modo, en la exposición de motivos se prevé que “el bono se establezca en un monto moderado que no represente un porcentaje significativo de los recursos que reciba el Estado”.

Por encima de las limitaciones señaladas, podría ser aproximadamente válida la siguiente comparación de la carga representada, por una parte, por los derechos, y, por otra, por las contraprestaciones en el caso de los contratos de licencia y de utilidad compartida, con base en las cifras mencionadas en los anteriores ejemplos:

Carga fiscal como porcentaje del valor de la producción		
Derechos sobre asignaciones	Contratos de licencia	Contratos de utilidad compartida
Entre el 35.65 y el 68.13 por ciento	<p>Las contraprestaciones definidas (cuota contractual para la fase exploratoria y regalías) equivalen a una tasa de alrededor de 4.24% por ciento.</p> <p>De ser así, la tasa a la utilidad operativa o al valor contractual de los hidrocarburos tendría que situarse entre 30 y 65 por ciento para que la carga total resultante fuese similar a la que se impone a las asignaciones.</p>	

El anterior análisis comparativo muestra que el “régimen fiscal” aplicable a las asignaciones es apreciablemente más rígido y burocrático que el diseñado para los

contratos. A pesar de la falta de elementos precisos en la iniciativa respecto al cálculo de las contraprestaciones aplicables a los contratos, el remanente neto que quedaría para las EPE podría ser significativamente inferior al correspondiente a las personas morales titulares de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Resulta inquietante el grado de indefinición contenido en la iniciativa de ley. Por ejemplo, en ella 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 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, aun cuando en el texto de la iniciativa se establece la obligación de los mismos de actuar en plena coordinación. 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 el 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, como en todas partes.

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. Los términos en que está redactada la iniciativa hacen suponer que se contempla la negociación de términos después a las licitaciones.

De ser este el caso es fundamental el papel que tendrá la determinación de 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 los concursos.

EL FONDO MEXICANO DEL PETRÓLEO PARA LA ESTABILIZACIÓN Y EL DESARROLLO:

CONSIDERACIONES SOBRE SU DISEÑO INSTITUCIONAL Y OPERATIVO

Una de las características de las reformas y adiciones constitucionales en materia de energía de diciembre de 2013, incluida la que dispone la constitución y operación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP), es la insistencia en dotar de principios de autonomía e independencia a órganos del Estado para mejor cumplir, se dice, con los cometidos encomendados en la Constitución. Se considera, por ejemplo, sin hacerlo explícito, que regímenes de autonomía de las instituciones o de independencia de profesionales, ajenos al servicio de la función pública, ofrecen atributos deseables para administrar los recursos de la Nación. Lo anterior puede explicarse, quizás, como una reacción para contrarrestar las deficiencias o fallas que impidieron al Estado satisfacer oportunamente tales cometidos, pero en vez de actuar en la identificación y corrección de fallas al interior del mismo, se opta por intentar abrir espacios nuevos de autonomía e independencia, hasta donde eso es posible, con la expectativa de conseguir mayor eficiencia y pulcritud.

Más allá del debate sobre esos planteamientos es deseable que la legislación reglamentaria precise el alcance y contenido de los postulados constitucionales en materia de autonomía e independencia y de sus mecanismos de instrumentación. En este sentido, puede ser útil el aprovechamiento de experiencias internacionales en instituciones de esta naturaleza—los fondos soberanos de inversión—habida cuenta de las finalidades específicas para las que fueron establecidos. Las Iniciativas de legislación secundaria en materia energética, una de las cuales propone establecer el FMP, contienen elementos que apuntan en esa dirección, que, sin embargo, se consideran insuficientes para dar fluidez operativa a los cambios constitucionales sin crear dificultades adicionales. Los elementos de análisis que se presentan en seguida pretenden coadyuvar a cubrir algunas de esas insuficiencias, específicamente en relación a la regulación y transparencia

del FMP, la determinación y autorización de gastos para su constitución y operación y la designación y actuación de los integrantes de su Comité Técnico.

Regulación del Fondo

La Iniciativa establece que las disposiciones que regulan los fideicomisos públicos de la Administración Pública Federal no serán aplicables al FMP (Art 3). No se fundamenta la excepción, solo se refiere que el Banco de México realizará la encomienda fiduciaria y quedará sujeto a lo dispuesto en la propia iniciativa de ley. Por el contrario, la Constitución señala que el Fondo estará sujeto a las obligaciones en materia de transparencia (Transitorio 14º del decreto de reforma constitucional de 20 de diciembre de 2013); la Iniciativa establece que los recursos del Fondo forman parte de la Hacienda Pública Federal (Art 4); por tanto, el establecimiento de un fideicomiso con propósitos específicos de recibir, administrar y asignar recursos de la Hacienda Pública Federal debe someterse a las regulaciones de transparencia establecidas por la legislación para los fideicomisos públicos de la Administración Pública Federal. Establecer la excepción para el FMP conlleva múltiples consecuencias, entre otras, limitar la actuación de la Auditoría Superior de la Federación (ASF), con todo lo que ello implica en materia de transparencia.

De manera análoga, corresponde también eliminar de la Iniciativa la restricción para hacer del conocimiento público las actas de reuniones del Comité Técnico del fideicomiso, cuando éste determine que las mismas podrán ser reservadas de manera total o parcial (Art 20).

Claridad y eficiencia institucional.

La iniciativa de ley regula la creación y operación del FMP para ejercer dos funciones principales, respecto a los ingresos petroleros provenientes de las asignaciones y contratos para la explotación de hidrocarburos (excluidos los impuestos): tesorería y

administración de recursos que asegure su destino al ahorro de largo plazo, la inversión en activos financieros y la aplicación en propósitos puntuales de inversión (sistema de pensión universal, proyectos de inversión en ciencia, tecnología e innovación, proyectos petroleros y de infraestructura y becas, proyectos en mejora de la conectividad y de desarrollo regional de la industria). Es evidente que la intención constitucional de crear el FPM no es desplazar, duplicar o interferir en las atribuciones que en materia de tesorería y administración de recursos públicos le corresponde cumplir a la SHCP ni las atribuciones que otorgan las leyes al Congreso, incluidas las consideraciones mencionadas respecto a la ASF. Se sugiere, por tanto, incluir en la Ley del Fondo una disposición expresa que precise el contenido y alcance de éste en relación a las atribuciones del Ejecutivo Federal y el Congreso, en beneficio de la transparencia, eficacia y deslinde de responsabilidades que debe reunir la nueva institución para el manejo de recursos del erario público.

Normas para recibir los ingresos del Fondo

La iniciativa de ley del FMP señala que su objetivo es normar la recepción, administración y distribución de los ingresos derivados de las asignaciones y contratos para la explotación petrolera, exceptuados los impuestos (Art 1). Pero el objetivo no se cumple en lo relativo a la recepción de recursos, salvo el señalamiento que se hace como atribución del Comité Técnico para conocer y requerir al fideicomitente información de flujos esperados con fines de planeación y administración de tesorería (inciso e, punto II del Art 8). Se sugiere regular lo concerniente a esta actividad por constituir objetivo de creación del Fondo.

Recomendaciones en la asignación de recursos de la Reserva del Fondo

La Iniciativa señala que el Comité Técnico tendrá la atribución de recomendar a la Cámara de Diputados la asignación en rubros específicos de recursos provenientes de la reserva del FMP, cuando ésta sea mayor al 3% del PIB (inciso d, punto II, Art 8). Sería conveniente, por tanto, que como parte de la preparación para formular las recomendaciones referidas, se añada la obligación del Comité Técnico de consultar al Ejecutivo Federal, y la de éste de

responder sobre las prioridades, programas y proyectos en ejecución respecto a los rubros de asignación de los recursos públicos. También sería apropiado definir mecanismos de coordinación entre el FMP y la banca de desarrollo. Esto facilitaría labores conectadas con la evaluación de proyectos a financiar y permitiría combinar recursos en el financiamiento de proyectos de mayor dimensión.

Honorarios del fiduciario y presupuesto de gastos del Fondo

La ley del FMP debe normar el procedimiento de formulación y aprobación del presupuesto de gastos a que da lugar su constitución y operación y no, como propone la Iniciativa, limitarse a señalar que el Comité Técnico establecerá el procedimiento para determinar los honorarios del fiduciario, observando criterios de eficiencia y economía (punto VI, Art 8). La Nación merece que se regule, transparente y conozca la forma de determinar y aprobar el presupuesto de gastos del FMP, con particular referencia al costo que significa para el erario público. Por otra parte, es importante ordenar calendarios y responsabilidades en las actividades de constitución y operación del FMP a fin de privilegiar la transparencia. En efecto, la suscripción del contrato de fideicomiso entre la SHCP y el Banco de México debería incluir los honorarios del fiduciario o la forma de determinarlos—como suele corresponder a la firma de un contrato de esta naturaleza— así como las responsabilidades que asumen el fideicomitente y el fiduciario respecto al contenido y cobertura del contrato y no, como lo establece la Iniciativa, que corresponda al Comité Técnico la atribución discrecional de determinar el procedimiento para determinar los honorarios, una vez que el contrato ha sido suscrito por las partes.

Tendencia incierta en la generación de ahorro de largo plazo

Uno de los objetivos del FMP es asegurar que el monto de los ingresos federales provenientes de las asignaciones y contratos de explotación de hidrocarburos (excluidos los impuestos) que se destinan al Presupuesto de Egresos de la Federación equivalga al 4.7% del PIB. El propósito es dedicar el remanente de esa cifra a la constitución de la

reserva del FMP, invertir los recursos en activos financieros y, cuando el saldo de la reserva supere el 3% del PIB, invertirla en rubros preestablecidos de inversión para el desarrollo. La posibilidad de generar ahorro se sujeta al resultado combinado de alcanzar las metas de extracción de hidrocarburos que fundamentaron la reforma constitucional, aumentar los ingresos petroleros derivados del nuevo esquema fiscal aplicable a asignaciones y contratos y esperar que se mantengan o no disminuyan significativamente los precios internacionales de los hidrocarburos. La tendencia de estas variables es incierta, al menos en el corto y mediano plazos. En las últimas semanas se confirmó que las reservas probadas de hidrocarburos registraron disminución el año pasado, que la extracción también evolucionó adversamente—se redujo al nivel más bajo en tres décadas, similar a los de 1988 y 1989—, que la carga fiscal de los derechos petroleros presupuestados para 2014 es de 4.6% del PIB (inferior al 4.7% de 2013 establecido como monto mínimo que deben alcanzar las transferencias al Presupuesto de Egresos) y que los precios internacionales de los hidrocarburos mantienen una tendencia estable de ligero crecimiento en el último año. La expectativa oficial es que fluya masivamente la inversión extranjera en la explotación de las reservas y en la de recursos no convencionales a fin de obtener resultados favorables que incidan en la generación de ahorro. De ser viable, se presume que éste sería de impacto en el largo plazo.

Prudencia en la autorización de gastos del Fondo

El Congreso debería actuar con cautela en los procedimientos para autorizar gastos con cargo al FMP, pues el cumplimiento de sus objetivos se puede tornar precario al menos en el corto y mediano plazo, si no se cumplen las condiciones referidas del resultado combinado, antes descrito. Es decir, la regulación del FMP no debería dar lugar a erogaciones y estructuras administrativas que pueden ser excesivas e inútiles, debiendo establecerse un límite cuantitativo a esas erogaciones. Lo anterior, no impediría cumplir con el mandato constitucional de establecer el FMP y prepararse institucionalmente para el momento que se alcancen los resultados esperados. Las condiciones prevalecientes en el ámbito petrolero nacional y global hacen aconsejable que el Congreso reflexione y

actúe con antelación sobre las posibilidades realistas de alcanzar los niveles establecidos para sufragar con ingresos petroleros el Presupuesto de Egresos de la Federación y generar ahorros de largo plazo (por encima del 4.7% del PIB).

Nombramiento de los integrantes independientes del Comité

Los criterios establecidos en la iniciativa para que el titular del Ejecutivo Federal designe a los cuatro miembros independientes del Comité Técnico—es decir, la mayoría del Comité—son muy subjetivos e imprecisos (Art 9). En efecto, se hace referencia a experiencia, capacidad, prestigio profesional y presunción de no incurrir en conflicto de interés. Estos criterios y los indicadores que se establecen para darles operatividad desembocan en seis requisitos, cinco de ellos curriculares, que no satisfacen el propósito para el que se establecen: haberse titulado hace más de 10 años, contar con experiencia profesional, docente o de investigación por igual período; no haber sido condenado o sancionado por cierto tipo de delitos y, al menos en los últimos seis meses, no haber sido servidor público u ocupado cargos de elección popular o de dirigencia en partidos políticos. El sexto requisito, no curricular, es la asunción del compromiso de no ejercer empleo, cargo o comisión simultánea a su función de miembro independiente del Comité Técnico. Los requisitos de selección merecen una revisión a fin de hacerlos congruentes con el propósito de depositar en ellos decisiones colegiadas en relación con la administración y asignación de los ingresos petroleros del Gobierno Federal, por más que sea el titular del Ejecutivo Federal quién los designe y el Senado el que los apruebe.

Impedimento de ejercer otras actividades

La Iniciativa estipula que, durante su gestión, los miembros independientes del Comité Técnico no podrán ocupar posiciones en los Gobiernos Federal, Estatales o Municipales, con ciertas excepciones puntualmente estipuladas, ni en el sector privado cuando implique conflicto de interés (Art 10). El impedimento a ocupar cargos gubernamentales debería ser extensivo al sector privado, no se ofrece explicación alguna sobre la

diferenciación; además, es difícil en ocasiones configurar y demostrar el conflicto de interés, razón adicional para no establecer el distingo. Más todavía, la naturaleza y alcance de responsabilidades encomendadas a todos los integrantes del Comité Técnico, no sólo a los independientes, hace aconsejable que la disposición se extienda también a los tres miembros no independientes, con la obvia exclusión del ejercicio de las actividades inherentes a su cargo, conforme a las disposiciones que aplican a funcionarios públicos. (Es interesante contrastar que, al hablar de los miembros independientes del Consejo de Administración de Pemex, la iniciativa de ley de Petróleos Mexicanos (inciso III, Art 14) prevé que éstos sólo dediquen tiempo parcial a su encargo. ¿Por qué se considera que un miembro independiente del Comité Técnico del fideicomiso del FMP debe ser un funcionario de dedicación completa, mientras que un miembro no gubernamental del Consejo de Administración de Pemex, EPE, debe ser un funcionario de tiempo parcial?)

Los miembros independientes no tienen carácter de servidores públicos

Se considera que debería eliminarse la disposición de la Iniciativa que exceptúa a los miembros independientes del Comité Técnico de su carácter de servidores públicos (punto III, Art 12). El patrimonio del fideicomiso forma parte de la Hacienda Pública Federal (Art 4), por tanto los integrantes del Comité Técnico tienen responsabilidades puntuales de servidores públicos para administrar y tomar decisiones sobre dicho patrimonio y no deberían estar exentos de cumplir con la normatividad existente para quienes se encargan de dichas actividades.

Honorarios de los miembros independientes

La Iniciativa de Ley señala que los honorarios de los miembros independientes del Comité serán equivalentes a los que establece la banca de desarrollo a sus consejeros independientes (punto V, Art 12). La función de consejero de un banco de desarrollo es distinta de la establecida para los miembros del Comité Técnico, los honorarios de estos deberían determinarse con apego y en analogía a los de las retribuciones de los servidores

públicos que administran y toman decisiones sobre la asignación de los recursos del erario público, tomando en cuenta desde luego las peculiaridades del FMP.