



Universidad Nacional
Autónoma de México



Programa
Universitario
de Estudios
del Desarrollo
UNAM

Documento de trabajo

Ronda Cero: Contenido y
alcances

Ronda Uno: Primeros
anuncios

13

Jorge Eduardo Navarrete

Septiembre 15

2014

Ronda Cero: Contenido y alcances

Ronda Uno: Primeros anuncios

Jorge Eduardo Navarrete

Sumario

La semana del 11 al 15 de agosto resultó definitiva en el proceso de aprobación e instrumentación de la reforma energética. En primer término, el lunes 11 se promulgaron las nueve leyes reglamentarias y las reformas y adiciones a otras doce disposiciones relacionadas, con lo que quedó concluido el capítulo legislativo del proceso. Está pendiente, desde luego, la eventual realización de una consulta popular que podría revertir la reforma. El miércoles 13 y jueves 14 se dio a conocer la resolución de la SENER sobre la solicitud de asignación de áreas de exploración y campos en explotación presentada por Pemex el 19 de marzo anterior, con lo que concluyó la ronda cero. También se propaló una serie de informaciones preliminares relativas a la ronda uno, primera en que se adjudicarán contratos de exploración y extracción, mediante licitaciones abiertas a la participación de empresas privadas nacionales y extranjeras y de Pemex y otras EPE.

Como ninguna de las leyes reglamentarias de la reforma constitucional en materia energética estableció el procedimiento a seguir para la ronda cero—es decir, las modalidades a las que debería sujetarse el proceso iniciado con la solicitud de asignaciones por parte de Pemex, seguido con su examen técnico por la CNH y culminado con la resolución de la SENER—ésta se manejó como una cuestión de carácter meramente administrativo de las dependencias mencionadas y con participación muy activa de la SHCP. De hecho, el proceso de la ronda cero se inició, con arreglo a los plazos

NOTA: El autor agradece los comentarios y observaciones de los demás miembros del Grupo de Energía del PUED: Francisco Javier Alejo, Manuel Aguilera y Ramón Carlos Torres. Le corresponde, sin embargo, la total responsabilidad por las opiniones que expresa y, en especial, por eventuales omisiones o errores de juicio o interpretación.

constitucionales, antes de que se promulgara la legislación reglamentaria. Por tanto, la única base legislativa de la ronda cero se encuentra en el séptimo párrafo del artículo 27 constitucional y en el artículo sexto transitorio del decreto de reforma constitucional en materia energética.

No puede pasarse por alto la grave circunstancia de que la decisión de la que depende, crucialmente, el futuro de la más importante empresa del país, pilar hasta ahora de su desarrollo, se haya manejado como un asunto de orden administrativo, manejado con descuido y a veces frivolidad, envuelto en la reserva y la falta de transparencia, deslindado por completo del debate público abierto e informado y de cualquier forma de supervisión y control del Poder Legislativo. La ronda cero ha constituido un mal comienzo, para Pemex y para México.

El tema crucial del volumen de reservas de hidrocarburos existentes en el momento de entrada en vigor del nuevo régimen legal aparece sumido en la confusión. En tres documentos oficiales—la información sobre la ronda cero que la SENER proporciona en su página web; la llamada versión ejecutiva de la solicitud de áreas para exploración y campos en producción presentada por Pemex, y los informes anuales de la empresa a la Securities and Exchange Commission de Estados Unidos—se encuentran diferencias notables en las estimaciones de reservas y recursos prospectivos que en cada una se presentan. Es difícil escapar a la conclusión de que las estimaciones de reservas y recursos prospectivos utilizadas para la ronda cero se manejaron con ligereza y descuido.

A pesar de la importancia que en el diagnóstico se atribuye a los recursos en lutitas (petróleo y gas), éstos no se muestran explícitamente en la cuantificación de las reservas mostrada por SENER. Por su parte, Pemex aclara que “los recursos prospectivos asociados a aceite y gas en lutitas son del orden de 60.2 mmmbpce”. Adviértase que, de ser este el caso, algo más de la mitad de los recursos prospectivos por descubrir, de los que depende el futuro de la actividad de la industria petrolera desnacionalizada, corresponden al tipo de yacimientos cuya exploración y explotación son más inciertas tanto desde el punto de vista de las tecnologías—perforación horizontal y *fracking*—como de los impactos ambientales. Se depende, por tanto, de recursos inciertos, en los que Pemex carece de

experiencia de explotación, de costo de extracción elevado y de impacto ambiental negativo.

La versión ejecutiva de la solicitud de Pemex—por encima de las inconsistencias y de la insuficiencia de la información que recoge—permite confirmar la visión de que la empresa se inhibió al formular la lista de áreas en exploración y campos en explotación que decidió finalmente solicitar. Parece haber tenido igual peso la consideración de asegurar su futuro desarrollo que la de ofrecer oportunidades atractivas de inversión y asociación a terceros. La premura por aumentar la producción parece haber sido también una consideración importante. Previendo quizá que la CNH recomendaría a la SENER recortar significativamente una solicitud más ambiciosa, Pemex prefirió autolimitarse. Además, los propios formuladores de la solicitud, desde la empresa misma, comparten la visión de que la asociación con terceros, sobre todo del exterior, es esencial para el futuro desarrollo.

La SENER decidió, días antes de la promulgación de la legislación reglamentaria de la reforma energética y del anuncio de su propia resolución sobre la solicitud de asignaciones de áreas en exploración y campos en explotación por parte de Pemex en la ronda cero, dar a conocer algunas informaciones parciales y esquemáticas sobre cuestiones que hasta entonces se habían mantenido por completo bajo reserva. Tal fue el caso de la llamada “versión ejecutiva”—que es más bien una versión expurgada—de la solicitud de la empresa, y lo fue también del documento de la CNH titulado “Metodología para la revisión de áreas en exploración y campos en producción para la adjudicación de asignaciones”, disponible desde principios de agosto en el portal de la SENER. No se trata, una vez más, del documento completo, sino de un texto simplificado—de divulgación, podría decirse—que, de manera esquemática—sólo “refiere la metodología utilizada” por ambas entidades para “analizar y evaluar la información técnica, financiera y de ejecución” entregada por la empresa para fundar su solicitud. Se presentan tres componentes de la evaluación: suficiencia documental; capacidades técnicas, financieras y de ejecución, y planes de exploración y desarrollo. Se reseñan asimismo la “consulta de expertos” efectuada por la CNH, como parte de su trabajo de análisis, y el proceso de elaboración del “documento de soporte de la decisión”.

La CNH señaló que cuando su órgano de gobierno emitiese las resoluciones relativas a las 165 áreas exploratorias y los 380 campos petroleros solicitados por Pemex—lo que necesariamente debió haber ocurrido antes del 13 de agosto—dichas resoluciones se harían públicas. Hasta mediados de septiembre la CNH no había dado a conocer las resoluciones emitidas por su órgano de gobierno.

Puede concluirse que—en caso de que, como afirma el documento de la SENER, las asignaciones aprobadas doten a Pemex de recursos suficientes para mantener su actual nivel de producción (circa 2.5 mmbd) en los próximos veinte años y medio—cualquier aumento del mismo deberá provenir de otras eventuales asignaciones o adjudicaciones de contratos, por las que tendrá que competir con los nuevos participantes privados a los que la reforma ha abierto la puerta. Por otra parte—en caso de que sea cierta la afirmación, también contenida en el documento de la SENER, de que “con las primeras 120 asignaciones entregadas a Pemex, se cubre el 71% de la producción actual de petróleo, y el 73% de la producción nacional de gas natural”—aún para mantener sus actuales volúmenes de producción, Pemex dependerá de contratos o asignaciones adicionales que la adjudique la autoridad.

Las áreas para exploración y campos en producción asignados a Pemex alojan recursos totales que representan a poco más de cuatro quintos (83.1%) de los solicitados por la empresa. La SENER, asistida por la CNH, juzgó que Pemex es incapaz de explorar o explotar en forma eficiente y competitiva casi una quinta parte (16.9%) de los recursos que solicitó, por considerar que sí dispone de esa capacidad. El total ahora asignado a Pemex equivale a apenas a una cuarta parte (25.4%) del total de recursos que se supone existen, tanto ya localizados (aunque no necesariamente desarrollados) como reservas o de carácter prospectivo. Las tres cuartas partes restantes se reservan para ser licitadas, a partir de la ronda uno, entre empresas privadas, nacionales y foráneas, y EPE, por ellas mismas o asociadas con particulares.

En suma, la ronda cero constituyó un despojo para Pemex y un paso hacia su rápida y continuada declinación. Algunas de las razones aducidas para negar asignaciones

prefiguran los argumentos de que se echará mano para justificar su inclusión en las rondas de licitación abiertas a empresas privadas.

Llama la atención la premura con la que la SENER anunció las primeras acciones derivadas de la ronda cero—tras unos cuantos días de haberse dado a conocer su resultado. Pareciera que se trata de dejar establecidos nuevos hechos en el terreno de las operaciones de la empresa que permitan argumentar en contra de una eventual reversión del conjunto de la reforma petrolera, si así se decide en una consulta popular que podría celebrarse en junio de 2015.

Es evidente la premura gubernamental por echar a andar todos los aspectos de la reforma energética, sobre todo en el ramo del petróleo. Las 169 áreas y bloques que se ofrecerán en la ronda uno, a realizarse y adjudicarse antes de septiembre de 2015, incluyen buen número de superficies terrestres y marinas en las que Pemex ya ha realizado exploraciones y ubicado de reservas. Sin embargo, en ningún momento se ha hablado de las compensaciones a las que tiene derecho en estos casos por disposición constitucional. Parecería que pretende olvidarse este punto, para ofrecer un incentivo más a los inversionistas privados. Debe registrarse, finalmente, desde mediados de agosto, una intensificación sin precedente de la campaña propagandística a favor de la reforma, que inunda los medios de comunicación mexicanos.

Nota introductoria

La semana del 11 al 15 de agosto resultó definitiva en el proceso de aprobación e instrumentación de la reforma energética. En primer término, el lunes 11 se promulgaron las nueve leyes reglamentarias y las reformas y adiciones a otras doce disposiciones relacionadas, con lo que quedó concluido el capítulo legislativo del proceso. Está pendiente, desde luego, la eventual realización de una consulta popular que podría revertir la reforma. El miércoles 13 y jueves 14—con participación de los secretarios de Energía y de Hacienda y Crédito Público, del presidente de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), de los directores generales de las nuevas empresas productivas del Estado (EPE), Pemex y CFE—se dio a conocer la resolución de la SENER sobre la solicitud de asignación de áreas de exploración y campos en explotación presentada por Pemex el 19 de marzo anterior, con lo que concluyó la ronda cero. También se propaló una serie de informaciones preliminares relativas a la ronda uno, primera en que se adjudicarán contratos de exploración y extracción, mediante licitaciones abiertas a la participación de empresas privadas nacionales y extranjeras y de Pemex y otras EPE.

Alrededor de estos acontecimientos se advirtió un giro hacia una limitada transparencia en materia de difusión de información. En algún momento de la semana precedente, se añadieron a la página web de la SENER sobre la ronda cero, entre otros, dos documentos: una versión expurgada de la “Solicitud de Pemex a SENER de campos y áreas que desea mantener bajo el régimen de asignaciones en Ronda Cero—Versión Ejecutiva”¹ y una suerte de síntesis para divulgación de la “Metodología para la revisión de la solicitud de Pemex en Ronda Cero”², elaborada por la CNH. En el terreno legal, la víspera del anuncio de la resolución sobre la ronda cero, se publicó en el *Diario Oficial de la Federación*—para inmediata entrada en vigor—el “Acuerdo por el que se establece el procedimiento para

¹ En

http://www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/_doc/Solicitud_de_campos_y_areas_de_Pemex%206oTrasitorio.pdf

² Disponible en http://www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/_doc/Ronda%20Cero%20-%20Metodologia.pdf

delimitar las áreas susceptibles de adjudicarse a través de asignaciones”, expedido por la SENER.

En este documento de trabajo—que se inscribe en la serie de los cuatro hasta ahora publicados por parte del Grupo de Energía del PUED³—se analizan y comentan: primero, las bases legislativas de la ronda cero y la solicitud de Pemex; segundo, la metodología de la CNH para evaluarla; tercero, la resolución de la SENER y sus implicaciones para el futuro de las actividades extractivas de Pemex y, más ampliamente, para la industria petrolera en su conjunto; cuarto, las primeras acciones de Pemex anunciadas tras el anuncio del resultado; y, por último, la información divulgada en relación a la ronda uno.

I. BASES LEGISLATIVAS DE LA RONDA CERO

Como ninguna de las leyes reglamentarias de la reforma constitucional en materia energética estableció el procedimiento a seguir para la ronda cero—es decir, las modalidades a las que debería sujetarse el proceso iniciado con la solicitud de asignaciones por parte de Pemex, seguido por su examen técnico por la CNH y culminado con la resolución de la SENER—ésta se manejó como una cuestión de carácter meramente administrativo de las dependencias mencionadas y con participación muy activa de la SHCP. De hecho, el proceso de la ronda cero se inició, con arreglo a los plazos constitucionales, antes de que se promulgara la legislación reglamentaria. Por tanto, la única base legislativa de la ronda cero se encuentra en el séptimo párrafo del artículo 27 constitucional y en el artículo sexto transitorio del Decreto de reforma constitucional en materia energética. (Para facilitar una rápida referencia, los textos de estas disposiciones se reproducen en el apéndice.)

³ Grupo de Energía del PUED, *Análisis de las iniciativas de legislación reglamentaria de la reforma energética: “Las actividades extractivas en la iniciativa de Ley de Hidrocarburos”*, documento de trabajo 11a, junio 10, 2014; “Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y el Fondo Mexicano del Petróleo”, documento de trabajo 11b, junio 10, 2014; “Un régimen de excepción para Petróleos Mexicanos”, documento de trabajo 11c, julio 3, 2014, y, “Acerca de la Agencia de seguridad industrial y protección ambiental de los hidrocarburos”, documento de trabajo 11d, julio 4, 2014. Los textos se encuentran en www.pued.unam.mx

No puede pasarse por alto la grave circunstancia de que la decisión de la que depende, crucialmente, el futuro de la más importante empresa del país, pilar hasta ahora de su desarrollo, se haya manejado como un asunto de orden administrativo, manejado con descuido y a veces frivolidad, envuelto en la reserva y la falta de transparencia, deslindado por completo del debate público abierto e informado y de cualquier forma de supervisión y control del Poder Legislativo. La ronda cero ha constituido un mal comienzo, para Pemex y para México.

Los elementos centrales de esta base legislativa son los siguientes:

A. Las asignaciones constituyen una de las dos figuras jurídicas mediante las cuales la nación llevará a cabo las actividades de exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos. La otra son los contratos. Las asignaciones sólo pueden autorizarse a EPE. Hasta el momento, Pemex es la única EPE en la industria petrolera. Cuando se formalice la creación de dos subsidiarias para sustituir a las cuatro existentes, se supone que las mismas también tendrán carácter de EPE. Por su parte, los contratos pueden celebrarse con las propias EPE o con particulares.

La secuencia a seguir para adjudicar a Pemex asignaciones para exploración y extracción de hidrocarburos que se desprende del artículo sexto transitorio del Decreto de reforma constitucional es la siguiente:

- Dentro de los 90 días a partir de su entrada en vigor, es decir hasta el 20 de marzo de 2014, Pemex debía solicitar la adjudicación de las áreas en exploración y los campos en producción que esté en capacidad de operar a través de asignaciones, acreditando que cuenta con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución para explorar y extraer los hidrocarburos en forma eficiente y competitiva. Pemex entregó esta solicitud el 19 de marzo, la víspera del vencimiento del plazo.

- Dentro de los 180 días a partir de la recepción de la solicitud, es decir a mediados de septiembre de 2014, la SENER, con la asistencia técnica de la CNH, debía emitir la resolución correspondiente, “estableciendo en la misma la superficie, profundidad y vigencia de las asignaciones procedentes”. La autoridad anunció la resolución el 13 de agosto, antes del vencimiento del plazo.

Para resolver la solicitud, debían tenerse en cuenta los siguientes criterios:

- Para actividades de exploración: Las áreas con descubrimientos comerciales o inversiones en exploración de Pemex y de existir capacidad y planes definidos de exploración, continuarán asignadas por tres años, prorrogables hasta por dos más, en función de las características del campo y el cumplimiento del plan exploratorio o el inicio de la extracción. De no ser el caso, el área deberá revertirse al Estado.
- Para actividades de extracción:
 - Pemex mantendrá sus derechos en cada uno de los campos que se encuentren en producción, presentando un plan de desarrollo que detalle los trabajos e inversiones a realizar y justifique el aprovechamiento adecuado del recurso y la producción eficiente y competitiva.
 - Al determinar cada asignación para extracción se considerará la coexistencia, en una misma área, de yacimientos a diversas profundidades, a fin de que puedan explotarse por separado.

B. En caso de que la resolución sobre la solicitud afecte inversiones de Pemex, éstas serán reconocidas en su justo valor económico en los términos que establezca la SENER.

C. Las asignaciones podrán quedar condicionadas al pago de una contraprestación cuando la autoridad lo determine.

D. Pemex puede proponer que la SENER, con el auxilio técnico de la CNH, autorice la transformación en contratos “de las asignaciones que se le adjudiquen”.

Para apreciar la medida en que la solicitud de Pemex y la resolución de la SENER se ajustaron a lo dispuesto en el artículo sexto transitorio del Decreto, debería tenerse conocimiento, por lo menos, de lo siguiente:

- la lista de las áreas con descubrimientos comerciales o inversiones en exploración de Pemex, las que de existir capacidad y planes definidos de exploración continuarán asignadas a la empresa por tres años;
- la lista de campos en producción, distinguiendo aquéllos en que coexisten recursos a diversas profundidades; y,
- información acerca de las inversiones realizadas por Pemex en áreas de exploración y campos en producción solicitados, a fin de determinar—en caso de que la autoridad no confirme la asignación—la necesidad de compensación a la empresa.

La información divulgada hasta mediados de septiembre no incluye ninguno de estos puntos.

II. LA SOLICITUD DE ASIGNACIONES DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Limitación e incongruencias de la información

La “versión ejecutiva” de la solicitud de “adjudicación de áreas en exploración y campos en explotación, a través de asignaciones”, que Pemex presentó el 19 de marzo de 2014 a la SENER, y que ésta incorporó recientemente a su portal de internet, omite “las partes y secciones que contienen información reservada” que permite a la empresa “mantener una ventaja competitiva o económica en la realización de sus actividades”, por lo que es necesario “preservar su confidencialidad”. No se ha divulgado, por tanto, el contenido íntegro de la solicitud.

Además, “la información referida se considera reservada en virtud de que contiene opiniones, recomendaciones o puntos de vista que forman parte del proceso deliberativo de los servidores públicos responsables de resolver sobre dicha solicitud, hasta en tanto no sea adoptada la decisión definitiva”. Actualizado este supuesto el 13 de agosto de 2014, es de esperarse que deje de considerarse reservada esta parte de la solicitud.

Por lo pronto, sólo se dispone de una versión expurgada de la misma.

Reservas y orientación de la actividad extractiva

A escala mundial, Pemex identifica cuatro tendencias globales que influyen en el conjunto de su orientación estratégica:

- incremento de los costos medios de exploración y producción—Esta tendencia se ha manifestado, dentro de una muy amplia variabilidad. Aunque México no ha escapado a ella, se sigue contando entre los productores de bajo costo. El costo medio de producción, según el informe anual 2013 de Pemex a la Comisión de Valores y Bolsas (SEC) de Estados Unidos⁴, fue de Dls 7.91 por barril al cerrar ese año, más del doble del costo medio registrado al cierre de 2001, de Dls 3.34 por barril (calculado de manera diferente) y dos tercios más del que se observó al final de 2009, de Dls 4.85 por barril;
- rápido aumento relativo de la exploración y extracción en aguas profundas—La producción mexicana de crudo no ha seguido esta tendencia en los años recientes. El aporte de la región marina a la producción de crudo superó las cuatro quintas partes (81.2%) en 2001 y después declinó levemente, a 77.2% en 2009 y a 75.2% en 2013;

⁴ El texto de estos informes anuales puede consultarse en la sección “Relación con inversionistas / Información a reguladores / Información a la SEC” del portal de Pemex en internet. Por ejemplo, el informe correspondiente a 2013 se encuentra en http://www.ri.pemex.com/files/content/Pemex_2013_Form%2020-F.pdf

- mayor aporte del aceite y gas de lutitas al total de recursos y de producción— Resulta exagerado mencionar entre las grandes tendencias globales del sector petrolero a un fenómeno hasta ahora muy concentrado geográficamente, en el norte de Norteamérica y mucho más en EE UU que en Canadá; y,
- las compañías líderes aumentarán sus inversiones en exploración—Como es de esperarse del comportamiento de “empresas líderes” en el sector petrolero.

Tanto a escala mundial como en México el horizonte de crecimiento se localiza en aguas profundas y recursos no convencionales. Por tanto, Pemex debe desarrollar sus capacidades en ambos ámbitos para mantener niveles de crecimiento y posición tecnológica de vanguardia. Con esta conclusión se redondea un razonamiento circular: a partir de cuatro tendencias elegidas para que apunten a la conclusión deseada, ésta se anuncia como derivada de lo que está ocurriendo en el mundo y a lo que el país debe sumarse.

En documentos relativos a la ronda cero se ofrecen versiones incongruentes de las reservas del país, como se muestra en los cuadros 1 y 2 y la gráfica 1:

El cuadro 1 (SENER) y la gráfica 1 (Pemex) presentan dos visiones, inconsistentes entre sí, de las reservas y los recursos prospectivos del país. Muestran, entre otras, las siguientes situaciones:

Cuadro 1
PEMEX: PRODUCCIÓN ACUMULADA, RESERVAS REMANENTES
Y RECURSOS PROSPECTIVOS^a
(miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente—mmpce)

<i>Cuencas</i>	<i>Producción acumulada</i>	<i>Reservas remanentes</i>			<i>Recursos prospectivos^e</i>	
		<i>1P^b</i>	<i>2P^c</i>	<i>3P^d</i>	<i>Convencionales</i>	<i>No convencionales y aguas profundas</i>
Sureste	45.4	12.1	18.0	24.4	20.1	
Tampico-Misantla	6.5	1.2	7.0	17.4	2.5	34.8

<i>Cuencas</i>	<i>Producción acumulada</i>	<i>Reservas remanentes</i>			<i>Recursos prospectivos^e</i>	
		<i>1P^b</i>	<i>2P^c</i>	<i>3P^d</i>	<i>Convencionales</i>	<i>No convencionales y aguas profundas</i>
Burgos	2.3	0.4	0.5	0.7	2.9	15.0
Veracruz	0.7	0.1	0.2	0.3	1.6	0.6
Sabinas	0.1	0.0	0.0	0.1	0.4	9.8
Aguas profundas	0.0	0.1	0.4	1.7		26.6
Plataforma de Yucatán					0.5	
Total	55.0	13.9	26.2	44.5	28.0	86.8

a Cifras al 1 de enero de 2013 / b Reservas probadas (probabilidad de extracción de al menos 90%) / c Reservas probables (suma de 1P más las reservas probables, con probabilidad de extracción conjunta de al menos 50%) / d Reservas posibles (suma de 2P más reservas posibles, con probabilidad de extracción conjunta de al menos 10%) / e Recursos inferidos, no descubiertos, potencialmente recuperables, que no se consideran reservas.

FUENTE: SENER, "Presentación Ronda Cero", p 8
(www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/_doc/Presentación_Ronda_Cero.pdf)

- Hay inconsistencias internas en la información:

Gráfica 1

PEMEX: RESERVAS REMANENTES Y RECURSOS PROSPECTIVOS
(miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente—mmpce)

			156.6
		NO CONVENCIONALES	POR DESCUBRIR
	52.6	60.2	
	AGUAS SOMERAS Y TERRESTRE		
	24.8		
	AGUAS PROFUNDAS		
	27.8		112.8
RESERVAS 3P			POR DESRROLLAR Y PRODUCIR
43.8			
RESERVAS 2P			
24.8			43.8
RESERVAS REMANENTES^a	CONVENCIONALES	NO CONVENCIONALES	TOTAL
	RECURSOS PROSPECTIVOS		
<p>Para definiciones, véanse las notas del cuadro 1 / a Cifras preliminares al 1 de enero de 2014. FUENTE: Pemex, “Solicitud que Petróleos Mexicanos somete a consideración de la Secretaría de Energía para la adjudicación de áreas en exploración y campos en producción a través de asignaciones, en términos del Transitorio Sexto – Versión Ejecutiva”, p 15 de 31 (http://www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/_doc/Solicitud_de_campos_y_areas_de_Pemex%206oTransitorio.pdf)</p>			

- La SENER muestra (cuadro 1) un total de reservas remanentes y recursos prospectivos de 159.3 mmpce, de los cuales bastante menos de la décima parte (8.7%) se encuentra ubicado y en espera de ser desarrollado y extraído, y una porción similar (7.7%) tiene una probabilidad de extracción menor al 50%. El resto, algo más de cuatro quintas partes (85.5%), se integra por recursos que se supone existen, pero que no han sido descubiertos ni ubicados. Este cuadro

muestra también que los recursos hasta ahora explotados cuadruplican a las reservas probadas que permanecen en el subsuelo.

- En cambio, además de la diferencia en las estimaciones de reservas (2P y 3P), Pemex considera que los recursos prospectivos (gráfica 1), se elevan hasta 156.6 mmmbpce, cifra muy por encima de la estimación de la SENER (114.8 mmmbpce).
- En cualquiera de las dos versiones, resulta claro que el futuro de largo plazo de la extracción depende de que se ubiquen, descubran y desarrollen recursos prospectivos, los que, según Pemex, se dividen casi a partes iguales entre convencionales (46.6%) y no convencionales (53.4%).

A pesar de la importancia que en el diagnóstico se atribuye a los recursos en lutitas (petróleo y gas), éstos no se muestran explícitamente en la cuantificación de las reservas. Más adelante, Pemex aclara que “los recursos prospectivos asociados a aceite y gas en lutitas son del orden de 60.2 mmmbpce” (p 18). Adviértase que, de ser este el caso, algo más de la mitad de los recursos prospectivos por descubrir, de los que depende el futuro de la actividad de la industria petrolera desnacionalizada, corresponden al tipo de yacimientos cuya exploración y explotación son más inciertas tanto desde el punto de vista de las tecnologías—perforación horizontal y fracking—como de los impactos ambientales. Se depende, por tanto, de recursos inciertos, en los que Pemex carece de experiencia de explotación, de costo de extracción elevado y de impacto ambiental negativo.

Por si las anteriores inconsistencias de información no fuesen suficientes, la visión de las reservas de hidrocarburos que Pemex entrega a la entidad reguladora estadounidense, la Securities and Exchange Commission (SEC) muestra, por su parte, cuantificaciones diferentes de las recogidas por la SENER y de las contenidas en la solicitud de asignaciones de Pemex.

En estos informes, como se advierte en el cuadro 2, se maneja un solo concepto de reservas, que equivale, con alguna diferencia numérica no muy significativa, al de reservas probadas (1P) de la SENER y que muestra volúmenes que son apenas una fracción de los que la empresa maneja en su solicitud. Es difícil escapar a la conclusión de que las estimaciones de reservas y recursos prospectivos utilizadas para la ronda cero se manejaron con ligereza y descuido.

Cuadro 2
PEMEX: RESERVAS DE HIDROCARBUROS
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente—mmpce)

<i>AÑOS</i>	<i>HACE 12 / 2001</i>	<i>HACE 5 / 2009</i>	<i>AHORA / 2013</i>
Crudo y condensados	18,767	11,691	11,079
Desarrolladas	12,622	8,167	7,360
No desarrolladas	6,145	3,524	3,719
Gas seco	3,089	2,274	2,332
Desarrolladas	2,398	1,441	1,418
No desarrolladas	691	833	914
Total	21,856	13,965	13,411
Desarrolladas	15,020	9,608	8,778
No desarrolladas	6,836	4,357	4,633

Cifras al 31 de diciembre de cada año. El factor de conversión del millar de millones de pies³ de gas a millones de barriles de crudo equivalente es 0.19 (www.bp.com/conversionfactors.jsp)
FUENTE: Pemex, "Report pursuant to Section 13 or 15(d) of the Securities Exchange Act of 1934", varios años (http://www.ri.pemex.com/files/content/Pemex_2013_Form%2020-F.pdf).

Criterios para integrar la solicitud de asignación de áreas de exploración y campos en producción

Pemex elaboró su solicitud de asignaciones imbuido del espíritu de la reforma constitucional. Se planteó alcanzar, simultáneamente, los siguientes dos objetivos:

1. Fortalecer a Pemex y maximizar el valor a largo plazo para el Estado Mexicano: a través de mantener las áreas en exploración y los campos en producción principales, además de asegurar que se contará con suficientes oportunidades exploratorias susceptibles de convertirse en localizaciones de perforación para lograr el crecimiento de la producción, particularmente en áreas en exploración en aguas profundas y recursos no convencionales que representan más del 70% de los recursos prospectivos del país.

2. Dar espacio a la inversión privada, para contribuir al crecimiento del sector petrolero y de la economía de México: Identificar áreas y campos donde conviene involucrar socios para acelerar la exploración y el desarrollo y, al mismo tiempo, fomentar la transferencia de conocimiento a Pemex. Definir las áreas y campos en que Pemex prevé no mantener niveles de actividad importantes por limitaciones financieras, pero que pueden ser atractivas para la inversión privada, por ejemplo, la mayor parte de las áreas con potencial para recursos no convencionales.

Por otra parte, definió los criterios que se utilizarían para normar la solicitud de áreas en exploración y campos en producción, como sigue:

Áreas en exploración—Solicitar un número suficiente para sustentar un programa creciente de inversión en exploración y asegurar la producción futura, manteniendo las principales áreas en exploración en las Cuencas del Sureste marina y terrestre, donde existen oportunidades que pueden contribuir a elevar la producción en el corto plazo. En aguas profundas, solicitar áreas para Pemex o para involucrar socios a fin de asegurar la producción de mediano y largo plazo. Solicitar también áreas que permitan la participación de Pemex en recursos no convencionales con la colaboración de socios estratégicos.

Campos en producción—Mantener campos rentables con VPN positivo después de impuestos, que garanticen sustentabilidad financiera y crecimiento eficiente y competitivo. Se involucraría a socios estratégicos en campos técnicamente complejos o de altos niveles de inversión (aceite extra-pesado y aguas profundas). En Chicontepec: Solicitar áreas estratégicas, para involucrar a socios expertos y acelerar la innovación, mejorar la productividad y maximizar la recuperación. No solicitar campos complejos o alejados de la infraestructura, que no puedan desarrollarse a corto plazo y exijan capacidad operativa y financiera que sería difícil demostrar.

Específicamente en materia de exploración, se consideró conveniente, con base en los criterios señalados y la distribución geográfica de los recursos, definir cuatro áreas de agrupación de las unidades en exploración. Son las siguientes:

Terrestre convencional – Agrupa áreas petroleras de alta rentabilidad y pronta explotación (hasta 12 meses) y gaseras rentables a los precios esperados a mediano plazo. Sólo se incorporaría a socios en áreas frontera para compartir riesgos y aumentar capacidad operativa.

Recursos no convencionales – Priorizar las áreas con alto potencial en líquidos (crudo y condensados). Establecer asociaciones para compartir riesgos geológicos y económicos y llevar adelante el proceso de aprendizaje. Realizar las inversiones necesarias para acelerar la evaluación y el desarrollo de los campos.

La distribución de recursos prospectivos contenida en el cuadro 3, en su mayor parte por ubicar y explorar, corresponde a la estimación a enero de 2014, diferente de las que se muestra en el cuadro 1. Respecto de los convencionales, dominan dos cuencas: Sureste, con algo más de una cuarta parte (27.6%) del total, y Golfo de México profundo, con algo más de la mitad (52.9%). La concentración de los no convencionales es aún más marcada, ya que la cuenca más significativa, Tampico Misantla, reúne el 57.8% del total, muy distanciada de las que le siguen en importancia. Se espera que, en el horizonte de 2018, se haya logrado incorporar alrededor de una quinta parte de los recursos prospectivos convencionales—unos 10,000 mmbpce—a las reservas 3P. La estimación de recursos

prospectivos no convencionales que se muestra en el cuadro corresponde en su totalidad a aceite y gas en lutitas.

Cuadro 3
PEMEX: RECURSOS PROSPECTIVOS POR CUENCA
 (miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente—mmpmce)

<i>Cuenca</i>	<i>Recursos prospectivos</i>	
	<i>Convencionales</i>	<i>No convencionales</i>
Sureste	14.5	
Cinturón plegado de Chiapas	1.3	
Plataforma de Yucatán	1.7	
Tampico Misantla	2.3	34.8
Burgos	3.2	10.8
Veracruz	1.4	0.6
Salinas-Burro Picachos	0.4	14.4
Golfo de México profundo	27.8	
<i>Total</i>	<i>52.6</i>	<i>60.2</i>

FUENTE: Pemex, "Solicitud de las áreas en exploración..."
 (http://www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/_doc/Solicitud_de_campos_y_areas_de_Pemex%206oTransitorio.pdf)

Pemex ha seleccionado una cartera de doce proyectos en los que ya ha realizado inversiones en exploración o descubrimientos comerciales, que se encuentran en tierra, aguas someras y aguas profundas, con grados de riesgo geológico y de riesgo técnico bajo (B), medio (M) y alto (A).

Estos doce proyectos se incluyeron en la solicitud de asignaciones de áreas de exploración presentada a la SENER. En lo que se refiere a los recursos prospectivos, las cuatro áreas de exploración solicitadas alojan recursos estimados en 8.9 mmpmce, algo menos de una tercera parte (30.6%) del total estimado. La solicitud no ofrece una estimación equivalente de la magnitud de los recursos que alojan las áreas en exploración que contienen recursos convencionales ni de la proporción que representan del total de éstos.

Cuadro 4

PEMEX: CARTERA DE DOCE PROYECTOS EXPLORATORIOS PRIORITARIOS

PEMEX: CARTERA DE DOCE PROYECTOS EXPLORATORIOS PRIORITARIOS						
ÁREAS	RIESGO	TERRESTRE	SOMERAS	PROFUNDAS	RIESGO	ÁREAS
Con recursos no convencionales	Técnico A Geológico B y M	ACEITE Y GAS DE LUTITAS		TLANCANAN HAN PAKAL PERDIDO	Técnico: M y A Geológico: A	En exploración: no conocidas
En exploración: cerca de infraestructura	Técnico M y B Geológico B	CHALABIL CAMPECHE ORIENTE COMACALCO LLAVE	OCHUKIL CUICHAPA		Técnico: M Geológico: M	En exploración: no desarrolladas
ÁREAS	RIESGO	TERRESTRE	SOMERAS	PROFUNDAS	RIESGO	ÁREAS
FUENTE: Pemex, "Solicitud de las áreas en exploración..." (http://www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/_doc/Solicitud_de_campos_y_areas_de_Pemex%206oT_ransitorio.pdf)						

La solicitud de asignación de campos en producción partió del inventario de dos tipos de campos, con reservas certificadas o en proceso de certificación: los que estuvieron en producción en 2013 o en años anteriores y, por otra parte, los que no habiendo estado en producción en ese año, cuentan con un plan de desarrollo definido.

En este sentido, Pemex "plantea mantener campos rentables para garantizar la sustentabilidad financiera de Pemex, y financiar el crecimiento futuro, y considerando que se debe involucrar a socios estratégicos para contribuir al desarrollo de campos técnicamente complejos o de alta intensidad de capital (por ejemplo en aguas profundas)".

En cambio, no incluyó en la solicitud campos poco rentables, de escaso rendimiento y de alto costo de oportunidad.

Los cuadros 5 y 6 muestran la situación de estos dos tipos de campos, solicitados por Pemex.

Cuadro 5
PEMEX. CAMPOS EN PRODUCCIÓN EN 2013 O AÑOS ANTERIORES,
CON RESERVAS CERTIFICADAS O EN PROCESO

<i>Concepto</i>	<i>Campos (número)</i>	<i>Producción aceite (mbd)</i>	<i>Producción de gas (mmpcd)</i>	<i>Reservas al 1 Ene 14 (mmbpce)</i>	
				<i>2P</i>	<i>3P</i>
Total	430	2,522	6,370	21,449	33,460
Aguas someras	48	1,907	2,793	10,302	13,465
Terrestres, petróleo	152	476	1,095	4,432	5,449
Terrestres, gas	204	73	2,315	925	1,145
Chicontepec	26	66	167	5,789	13,400

mbd – miles de barriles diarios / mmpcd – millones de pies³ diarios / mmbpce – millones de barriles de petróleo crudo equivalente

FUENTE: Pemex, “Solicitud de las áreas en exploración...”
 ((http://www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/_doc/Solicitud_de_campos_y_areas_de_Pemex%20oTransitorio.pdf)

Cuadro 6
PEMEX: CAMPOS PARA PRODUCCIÓN FUTURA,
CON PLANES DE DESARROLLO DEFINIDOS O EN DISEÑO

<i>Concepto</i>	<i>Campos (número)</i>	<i>Reservas al 1 Ene 14 (mmbpce)</i>	
		<i>2P</i>	<i>3P</i>
Total	98	2,865	6,979
Aguas someras	51	2,369	4,491
Aguas profundas	10	419	2,265
Terrestres, petróleo	3	9	155
Terrestres, gas	34	69	69

mmbpce – millones de barriles de petróleo crudo equivalente

FUENTE: Pemex, “Solicitud de las áreas en exploración...”
 (http://www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/_doc/Solicitud_de_campos_y_areas_de_Pemex%20oTransitorio.pdf)

Además de esta información cuantitativa, la solicitud de Pemex se basó en los criterios y consideraciones siguientes:

EN TIERRA CONVENCIONAL (GAS Y ACEITE)

- Pemex cuenta con amplia experiencia en la explotación de campos terrestres
- Se solicitan principalmente campos con valor presente neto positivo después de impuestos
- Sólo por consideraciones estratégicas se solicitan campos de rentabilidad limitada

CHICONTEPEC

- Activo de alto valor estratégico por volumen de reservas pero de alta dificultad técnica
- Se solicitan los campos con mayor grado de desarrollo y con contratos vigentes
- Se procurará involucrar socios de inmediato para elevar productividad, eficiencia y recuperación

AGUAS SOMERAS (SIN ACEITE EXTRAPESADO)

- Pemex es líder global en este tipo de campos, por lo que se solicitan todos los que arrojen VPN positivo después de impuestos, sin que se prevea la necesidad de involucrar a terceros.
- Sólo por consideraciones estratégicas se solicitan campos de rentabilidad limitada

ACEITE EXTRAPESADO (EN AGUAS SOMERAS)

- Se solicita continuar con el desarrollo de Ayatsil, Tekel y Pit por su importancia para la producción a corto plazo.
- Kayab y otros – con participación de socios que aporten conocimientos técnicos y capital de riesgo

AGUAS PROFUNDAS

- Se solicita continuar con el desarrollo de Lakach dada su importancia estratégica
- Se solicitan los campos de petróleo Trion, Maximino, Exploratus y Supremus
- Se solicitan los campos de gas en el área de Holok, Piklis y Kunah

En todos ellos se prevé involucrar socios extranjeros

“En resumen, PEMEX solicita campos que concentran 83 por ciento de las reservas 2P, incluyendo campos asignados a contratos de servicios y en desarrollo o diseño.”

La versión ejecutiva de la solicitud de Pemex—por encima de la insuficiencia y de las inconsistencias de la información que recoge—permite confirmar la visión de que la empresa se inhibió al formular la lista de áreas en exploración y campos en explotación que decidió finalmente solicitar. Parece haber tenido igual peso la consideración de asegurar su futuro desarrollo que la de ofrecer oportunidades atractivas de inversión y asociación a terceros. La premura por aumentar la producción parece haber sido también una consideración importante. Previendo quizá que la CNH recomendaría a la SENER

recortar significativamente una solicitud más ambiciosa, Pemex prefirió autolimitarse. Además, los propios formuladores de la solicitud, desde la empresa misma, comparten la visión de que la asociación con terceros, sobre todo del exterior, es esencial para el futuro desarrollo.

III. LA METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE LA CNH

Como se señaló en la nota introductoria, la SENER decidió, días antes de la promulgación de la legislación reglamentaria de la reforma energética y del anuncio de su propia resolución sobre la solicitud de asignaciones de áreas en exploración y campos en explotación por parte de Pemex en la ronda cero, dar a conocer algunas informaciones parciales y esquemáticas sobre cuestiones que hasta entonces se habían mantenido bajo reserva. Tal fue el caso de la llamada “versión ejecutiva”—que es más bien una versión expurgada—de la solicitud de la empresa, examinada en el apartado anterior, y lo es también del documento de la CNH titulado “Metodología para la revisión de áreas en exploración y campos en producción para la adjudicación de asignaciones”, disponible desde principios de agosto en el portal de la SENER. (www.sener.gob.mx) Por su parte, el portal de la CNH (www.cnh.gob.mx) no incluye información adicional, sino que se limita a reproducir los materiales informativos y propagandísticos ya disponibles en el de la SENER. No se trata, una vez más, del documento completo, sino de un texto simplificado—de divulgación, podría decirse—que, de manera esquemática—sólo “refiere la metodología utilizada” por ambas entidades para “analizar y evaluar la información técnica, financiera y de ejecución” entregada por la empresa para fundar su solicitud.

Se presentan, en un documento de 19 páginas, tres componentes de la evaluación: suficiencia documental; capacidades técnicas, financieras y de ejecución, y planes de exploración y desarrollo. Se reseñan asimismo la “consulta de expertos” efectuada por la CNH, como parte de su trabajo de análisis, y se describe el proceso de elaboración del “documento de soporte de la decisión”.

Verificación de la suficiencia documental

El punto de partida de la entrega de información documental fue un oficio, dirigido por la CNH a Pemex el 28 de febrero de 2014, en el que “se especificó la información requerida así como la forma de entrega de la misma, respecto de las áreas de exploración y campos en producción que ese organismo decidiera solicitar”. Tras una “verificación cuantitativa” de la información recibida, la CNH, la SENER y Pemex firmaron un convenio administrativo (cuyo texto puede consultarse en las páginas *web* de las primeras dos) para regir la entrega de información conforme a la siguiente secuencia:

<i>Responsables</i>	<i>Actividades</i>	<i>Resultado</i>
Pemex	“Cuarto de datos” con acceso remoto Habilitar espacio de trabajo en sus oficinas	Fichas de evaluación de suficiencia documental
SENER CNH	Verificar “cuarto de datos” y conexión remota Verificar información y “llenado de fichas”	

La información disponible no incluye, ni siquiera a título de ejemplo, el contenido y formato de las fichas de evaluación elaboradas por la CNH.

Evaluación de capacidades técnicas, financieras y de ejecución

Esta evaluación se basó en la medición de una serie de indicadores “reconocidos internacionalmente” respecto de cada una de las capacidades a evaluar en cada área de exploración y campo en producción incluidos en la solicitud.

Para apreciar la capacidad técnica:

- a) En materia de exploración, se partió de una evaluación de conjunto de los antecedentes exploratorios en 2008- 2014, incluyendo la comparación de probabilidades de éxito geológico y comercial con el “éxito geológico obtenido” y el número de pozos perforados exitosos, *vis-à-vis* la inversión realizada; de los

planes de exploración 2015-2019 y la inversión a realizar en este período, así como de los siguientes indicadores económicos: valor monetario esperado (VME); valor presente de la inversión (VPI); relación VME/VPI; tasa interna de retorno, y costo de descubrimiento.

- b) En materia de explotación se examinaron indicadores como los siguientes: costos de descubrimiento y desarrollo de reservas; costos de producción y factores de recuperación; número de pozos perforados *vis-à-vis* número de pozos planeados, y tecnologías utilizadas.

Para evaluar la capacidad financiera:

- a) En materia de exploración se tuvo en cuenta el VPN potencial y la eficiencia de la inversión.
- b) En materia de explotación se consideró, entre otros, la eficiencia neta VPN/VPI, los costos administrativos y la tasa de crecimiento de las reservas.

Finalmente, para evaluar la capacidad de ejecución:

Tanto en exploración como en explotación se cuantificó la infraestructura existente, los equipos de perforación y la intensidad de su uso, y el número de personal especializado, y se midieron los tiempos transcurridos entre el inicio y el fin de la perforación; la terminación y la primera producción; el descubrimiento y el desarrollo, y entre éste y el pico de producción.

Con base en los indicadores y tras agruparlos y correlacionarlos, se llegó a las siguientes secuencias:

Responsables	Capacidades	Actividades	Información	Resultados
SENER - CNH	Técnica	Recursos prospectivos Éxito exploratorio Reservas 1P, 2P, 3P Factor de recuperación Costo de descubrimiento Costo de producción	Base de datos técnicos con análogos nacionales e internacionales	Calificación técnica, financiera y de ejecución de áreas y campos
	Financiera	VPN VPN/VPI RBC Inversiones	Base de datos de indicadores comerciales y fiscales Base de datos de indicadores técnicos y de ejecución	
	De ejecución	Equipos de perforación Perforación por equipo Personal especializado	Base de datos técnicos con análogos nacionales e internacionales Base de datos de indicadores comerciales y fiscales	

Evaluación de planes de exploración y desarrollo

Los planes de exploración y desarrollo presentados por Pemex fueron evaluados desde el punto de vista de su congruencia con las características de cada una de las áreas o campos, ponderándose cuestiones como las siguientes:

- Aspectos estratégicos relativos a las alternativas analizadas para la selección del plan de exploración o de desarrollo y para la administración del proyecto, así como la etapa en la que se encuentran las áreas y los campos y, determinar la etapa en la cual se encontrarían, para beneficio del Estado.

- Aspectos geológicos, geofísicos y de ingeniería que comprenderán los estudios realizados, la cantidad y calidad de información, los modelos geológicos, geofísicos y de ingeniería, las herramientas utilizadas para realizar los modelos, tecnologías, manejo de la producción, capacidad para realizar las actividades, entre otros.
- Aspectos financieros que incluirán la rentabilidad, las inversiones y gastos de operación requeridos, las premisas económicas consideradas, la relación beneficio costo, el costo de producción y el índice de utilidad.
- Aspectos ambientales que contemplarán las autorizaciones otorgadas por la autoridad competente, de acuerdo con la actividad que pretenden realizar en sus planes de exploración y de desarrollo.

El análisis resultó en las recomendaciones a incorporar en los términos y condiciones de las asignaciones petroleras.

Consulta de expertos

Se llevaron a cabo mesas de discusión con expertos en la industria petrolera, sobre las conclusiones obtenidas, a fin de ampliar las capacidades de análisis y de evaluación de la Secretaría de Energía y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Las recomendaciones recibidas fueron consideradas para complementar los documentos elaborados por la Comisión.

Elaboración del documento de soporte de decisión

El “documento soporte de decisión” es el informe de asistencia técnica que la CNH brinda a la SENER para que ésta resuelva sobre la adjudicación de las asignaciones de las áreas exploratorias y de los campos petroleros solicitadas.

Dicho documento incluye lo siguiente:

- Fundamento del análisis.
- Proceso del análisis realizado
- Información general del área exploratoria o del campo petrolero o agrupaciones de los mismos
- Evaluación de capacidades
- Resultado de la evaluación

Finalmente, la SENER tomó la decisión de adjudicación, anunciada el 13 de agosto, que se examina en el apartado siguiente. Al concluir su documento, la CNH señala que cuando su órgano de gobierno emita las resoluciones relativas a las 165 áreas exploratorias y los 380 campos petroleros solicitados por Pemex—lo que necesariamente debió haber ocurrido antes del 13 de agosto—estas resoluciones se harán públicas.

Hasta mediados de septiembre la CNH no había dado a conocer las resoluciones emitidas por su órgano de gobierno.

IV. LA RESOLUCIÓN DE LA SENER

El 13 de agosto de 2014, anticipándose en alrededor de 35 días al plazo de que disponía, la SENER dio a conocer, en ceremonia pública, el resultado de la ronda cero. Días después, en su página web apareció un documento titulado “Resultado de la Ronda Cero” que reúne la información oficial disponible sobre este asunto. El análisis que aquí se presenta sigue de cerca el contenido de este documento.

Contenido de la resolución

Cabe recordar, de entrada, que, como se ha señalado en apartados precedentes, la normatividad aplicable a la ronda cero—contenida en el artículo sexto transitorio del decreto de reforma constitucional en materia energética de 20 de diciembre de 2013—señala que Pemex solicitará la adjudicación de áreas en exploración y campos en producción y que la SENER deberá, con la asistencia técnica de la CNH resolver respecto de dicha solicitud:

- a) para asignaciones de exploración de hidrocarburos, “las áreas en las que, a la fecha de entrada en vigor [del decreto, Pemex] haya realizado descubrimientos comerciales o inversiones en exploración”, y
- b) para asignaciones de extracción de hidrocarburos, Pemex “mantendrá sus derechos en cada uno de los campos que se encuentren en producción” en la fecha de entrada en vigor del mismo ordenamiento.

En ambos casos se establece el requisito de que Pemex compruebe estar en capacidad de llevar adelante los trabajos y contar con planes que garanticen “el adecuado aprovechamiento de los recursos” y “una producción eficiente y competitiva”.

En los términos del documento de la SENER pareciera que Pemex, en lugar de solicitar se le asignaran áreas de exploración y campos en producción, solicitó se le adjudicaran porciones de las reservas de hidrocarburos: 2P y prospectivas. Puede también suponerse que, la SENER prefirió, más que resolver sobre las áreas y campos solicitados, traducir a porcentajes de reservas las que se asignarían a Pemex, en lugar de enlistar y dar a conocer las áreas y campos que se asignarían. El documento de la SENER compara la solicitud de Pemex y la resolución de la Secretaría en el esquema siguiente:

SOLICITUD DE PEMEX		RESOLUCIÓN DE SENER	
Reservas 2P			
Total estimado 2P al 1Ene14 (mmbpce)	24,800		
Solicitado (mmbpce)	20,600	Asignado (mmbpce)	20,589
Solicitado / total (%)	83	Asignado / solicitado (%)	100.0
No solicitado (mmbpce)	4,200		
No solicitado / total (%)	17		
Recursos prospectivos*			
Total estimado al 1Ene14 (mmbpce)	112,200		
Solicitado (mmbpce)	34,800	Asignado (mmbpce)	22,126
Solicitado / total (%)	31	Asignado / solicitado (%)	67
		Convencionales	
		Asignado (mmbpce)	18,222
		Asignado / solicitado (%)	70.9
		No convencionales	
		Asignado (mmbpce)	3,904

SOLICITUD DE PEMEX		RESOLUCIÓN DE SENER	
Reservas 2P			
		Asignado / solicitado (%)	51.6
No solicitado (mmbpce)	77,400		
No solicitado / total (%)	69		
Total solicitado (mmbpce)	55,400	Total asignado (mmbpce)	42,715
Solicitado / total (%)	40.4	Asignado / solicitado (%)	77.1
* Estimación de Pemex / mmbpce – millones de barriles de petróleo crudo equivalente			
FUENTE: SENER, Resultado de la Ronda Cero (www.sener.gob.mx)			

La autolimitación que Pemex impuso a su solicitud se manifiesta al no haber solicitado el 17% de las llamadas reservas 2P, recursos localizados y con probabilidad de extracción de cuando menos 50%, y más de dos tercios (69%) de los recursos prospectivos. La SENER, por su parte, por encima de lo limitado de la solicitud, negó la asignación de algo menos de un tercio (29.1%) y de poco menos de la mitad (48.4%) de los recursos prospectivos solicitados, respectivamente convencionales y no convencionales.

La conclusión central que la SENER destaca en esta parte del informe indica: “Se establece un piso [es decir, una base mínima] para que Pemex pueda producir del orden de 2.5 millones de barriles por día por los próximos 20.5 años.”

En un documento inédito, Ramón Carlos Torres, miembro del Grupo de Energía del PUED, incluyó, con base en la información procedente tanto de la SENER como de Pemex, incluyendo los informes de ésta a la SEC, un cuadro de los resultados de la ronda cero. Con su autorización, se reproduce aquí como cuadro 7.

El cuadro 7 muestra que las áreas para exploración y campos en producción asignados a Pemex alojan recursos totales que representan a poco más de cuatro quintos (83.1%) de los solicitados por la empresa. La SENER, asistida por la CNH, juzgó que Pemex es incapaz de explorar o explotar en forma eficiente y competitiva casi una quinta parte (16.9%) de los recursos que solicitó, por considerar que sí dispone de esa capacidad. El total ahora asignado a Pemex equivale a apenas a una cuarta parte (25.4%) del total de recursos que se supone existen, tanto ya localizados (aunque no necesariamente desarrollados) como reservas o de carácter prospectivo.

Cuadro 7
RESULTADOS DE LA RONDA CERO
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente – mmbpce)

	<i>Reservas y recursos prospectivos / 1Ene14</i>		<i>Solicitados por Pemex</i>		<i>Resolución de SENER</i>	
	<i>Total</i>	<i>Acumulado</i>	<i>Total</i>	<i>Acumulado</i>	<i>Total</i>	<i>Acumulado</i>
Reservas probadas	13,438		12,900		12,900	
1P		13,438		12,900		12,900
Reservas probables	11,361		7,683		7,683	
2P		24,799		20,583		20,583
Reservas posibles	19,000		10,700		0	
3P		43,799		31,283		20,853
Recursos prospectivos:	52,600		25,600		18,200	
Convencionales	60,200		8,900		3,900	
No convencionales						
Total		112,800		34,500		28,672

Fuente: Construido por Ramón Carlos Torres con información de SENER y de Pemex

Las tres cuartas partes restantes se reservan para ser licitadas, a partir de la ronda uno, entre empresas privadas, nacionales y foráneas, y EPE, por ellas mismas o asociadas con particulares.

El documento informativo de la SENER sobre el resultado de la ronda cero contiene algunos croquis geográficos en los que pueden identificarse nominalmente 51 áreas y campos que se resolvió adjudicar a Pemex como asignación, sin distinguir si se trata de superficies para exploración o extracción. Por otra parte, el informe de Pemex a la SEC correspondiente a 2013 contiene una lista nominal de los campos en los que se aloja el 89% de las reservas probadas. Al cruzar estas informaciones se construyó el cuadro 8.

Cuadro 8
ALGUNAS DE LAS ÁREAS Y CAMPOS ASIGNADOS A PEMEX EN LA RONDA CERO

<i>Áreas y recursos estimados</i>	<i>(mmbpce)</i>	<i>Campos sin cuantificación</i>	<i>Campos cuantificados</i>	<i>1P (mmbpce)</i>
Aguas profundas / Cinturón Plegado Perdido	2P --- RP 3,013	Exploratus 1 / Pep 1 / Maximino 1 / Supremus 1 / Trión 1 / Trión 1DL / Vespa 1		
Aguas profundas / Holok y Han	2P 397 RP 1,824	Kunah / Nab / Piklis / Yoka	Lakach	103.2
Burgos y Sabinas	2P 425 RP ---	Buena suerte / Cabeza / Cuatro milpas / Forastero / Hidalgo / Merced / Monclova / Palmito / Pirineo / Reynosa / Santa Rosalía / Terragal	Arcabuz-Culebra	22.7
Ébano-Pánuco-Faja de Oro-Chicontepepec	2P 3,815 RP ---	Faja de Oro	Ébano-Pánuco ATG	49.2 806.3
Terrestres	29 4,579 RP 5,913	Bedel / Cauchi / Muspec / Narváez / Usumacinta	Bellota Jujo-Teominocán	52.2 636.2
Someras y aceites extrapesados	2P 11,374 RP 7,472	Atún / Ayín / Ayún / Carpa / Cantarell / Lankahuasa / Marsopa /	Arenque Ayatsil-Tekel Ku-Malaoob-Zaap Tsimin-Xux	78.2 333.2 3,115.8 610.6
No convencionales	2P --- RP 3,904	Anhérido / Garza / Puchut / Tantocob /		
Total	2P 20,590 RP 22,126			5,807.6
(mmbpce) – millones de barriles de petróleo crudo equivalente / 1P – reservas probadas / 2P – reservas probadas y probables / RP – recursos prospectivos FUENTE: A partir de información contenida en SENER, Resultados de la Ronda Cero y Pemex, Informe 2013 a la Comisión de Valores y Bolsas (SEC) de EUA.				

El documento de la SENER sobre el resultado de la ronda cero ofrece también algunas de las razones por las que no se otorgaron a Pemex varias de las áreas y campos solicitados por la empresa. A continuación se resumen estas informaciones:

<i>Área</i>	<i>Razones por las que no se adjudicaron algunas de las asignaciones solicitadas:</i>
Aguas profundas –	“Las áreas no otorgadas pertenecen al Cinturón Subsalino, región en la que su exploración es más compleja. Pemex presentó planes de

<i>Área</i>	<i>Razones por las que no se adjudicaron algunas de las asignaciones solicitadas:</i>
Cinturón Plegado Perdido	exploración que resultan insuficientes para superar la baja probabilidad de éxitos geológico y comercial pues implican permanecer en la primera etapa de evaluación del potencial por 5 años, sin propuesta para la perforación de pozos que permitan incorporar nuevas reservas.”
Aguas profundas – Holok y Han	“En el área de Han, las propuestas de perforaciones exploratorias resultan insuficientes para superar la baja probabilidad de éxitos geológico y comercial, además de que se solicitaron áreas sin asignación vigente.”
Burgos y Sabinas	“En esta región no se otorgaron áreas exploratorias con recursos prospectivos debido a que no fueron solicitados por Petróleos Mexicanos.”
Terrestres	“Algunas áreas periféricas no fueron asignadas ya que la propuesta exploratoria contempla una baja o nula actividad para los próximos años. Asimismo, en el área de Pakal se otorgó un mínimo de las asignaciones solicitadas pues los planes de exploración y perforación propuestos resultan insuficientes para superar la baja probabilidad de éxitos geológico y comercial, en comparación con áreas aledañas productoras como Comalcalco. El plan de exploración y la perforación propuestos de localizaciones exploratorias resultan insuficientes dada la experiencia internacional, para alcanzar descubrimientos comerciales.”
Aguas someras y aceites extrapesados	“No se asignaron áreas en aguas someras de la Cuenca de Veracruz, pues el área requeriría de un plan de exploración intensivo e inversiones de mayor alcance para garantizar la incorporación de reservas y el arranque de la producción en tiempos similares al estándar industrial (2-3 años).”
No convencionales	“Algunas áreas de la Cuenca Tampico-Misantla no fueron asignadas, ya que en esta región se requieren proyectos integrales y de ciclo completo, incluyendo las fases de exploración-caracterización-perforación-producción de hidrocarburos no convencionales, en periodos de tiempo razonables (2-4 años).”

Puede concluirse que—en caso de que, como afirma el documento de la SENER, las asignaciones aprobadas dotan a Pemex de recursos suficientes para mantener su actual nivel de producción (circa 2.5 mmbd) en los próximos veinte años y medio—cualquier aumento de la misma deberá provenir de nuevas eventuales adjudicaciones de contratos o asignaciones, por las que tendrá que competir con los nuevos participantes privados a los que la reforma ha abierto la puerta. Por otra parte—en caso de que sea cierta la

afirmación, también contenida en el documento de la SENER, de que “con las primeras 120 asignaciones entregadas a Pemex, se cubre el 71% de la producción actual de petróleo, y el 73% de la producción nacional de gas natural”—aún para mantener sus actuales volúmenes de producción Pemex dependerá de contratos o asignaciones adicionales que la adjudique la autoridad. En suma, la ronda cero constituyó un despojo para Pemex y un paso hacia su rápida y continuada declinación.

Algunas de las razones aducidas para negar asignaciones prefiguran los argumentos de que se echará mano para justificar su inclusión en las rondas de licitación abiertas a empresas privadas.

V. DESPUÉS DE LA RONDA CERO: LAS PRIMERAS ACCIONES

Entre los campos en producción que Pemex solicitó le fuesen asignados en la ronda cero se encuentran los que actualmente explota con apoyo en 22 contratos: 16 integrales de exploración y producción (CIEP) y 6 de obra pública financiada (COPF). Con base en el artículo vigésimo octavo transitorio de la Ley de Hidrocarburos, Pemex solicitará que se autorice que estos contratos se transformen a la nueva modalidad de contratos de exploración y producción, prevista en esta Ley. Al dar cuenta de la intención de Pemex, la SENER aduce dos razones de la mudanza: una “mejor alineación de incentivos” entre Pemex y sus contratistas, y brindar mejores condiciones económicas a los contratistas de buen desempeño “sin afectar el balance de los ingresos esperados para el Estado”.

Se espera que la transformación se produzca en dos etapas: once contratos—nueve CIEP y dos COPF—en lo que resta de 2014 y los otros 11 en la primera mitad de 2015. Los primeros once contratos amparan una producción corriente (mayo de 2014) de 39 mil barriles diarios de petróleo y 345 millones de pies cúbicos de gas.

Por otra parte, Pemex anunció también su intención de, con apoyo en el Art 13 de la Ley de Hidrocarburos, establecer en el corto plazo diez asociaciones “en campos o agrupaciones de campos que por su complejidad técnica y alta intensidad de capital requieren la participación de operadores privados para alcanzar su desarrollo óptimo”. La

SENER también indicó, en su página web, que se espera que el proceso de formación de las asociaciones empiece en noviembre de 2014 y que las mismas se formalicen a lo largo de 2015. La CNH deberá realizar los procesos de licitación (como parte de la ronda uno) para la selección de las empresas con las que Pemex entrará en asociación.

Se trata de los siguientes campos o conjuntos de campos, que en conjunto alojan 1,556 mmbpce de reservas 2P:

- Campos maduros terrestres: Rodador, Ogarrio y Cárdenas-Mora.
- Campos maduros marinos: Bolontikú, Sinán y Ek.
- Campos marinos de aceite extrapesado: Ayatsil–Tekel–Utsil.
- Campos gigantes de gas en aguas profundas: Kunah–Piklis.
- Descubrimientos en Área Perdido: Trión y Exploratus.

Llama la atención la premura con la que la SENER ha anunciado estas primeras acciones derivadas de la ronda cero—a unos cuantos días de haberse dado a conocer su resultado. Pareciera que se trata de dejar establecidos nuevos hechos en el terreno de las operaciones de la empresa que permitan argumentar en contra de una eventual reversión del conjunto de la reforma petrolera, si así se decide en una consulta popular que podría celebrarse en junio de 2015.

Otros extremos de la información aportada son también significativos:

Se dice que al transformar a las nuevas modalidades de contratos de exploración y producción los CIEP y COPF ya existentes, los socios de Pemex en ellos “podrán tener acceso a mejores condiciones económicas”, es decir, obtendrán más ganancias, sin afectar los ingresos del Estado. Cabría explicar mejor esta situación. ¿Acaso el simple cambio de las modalidades de los contratos va a mejorar tan radicalmente su desempeño?

Por otra parte, los campos para los que se buscan asociaciones fueron asignados a Pemex porque la empresa demostró contar con las capacidades suficientes para su exploración, desarrollo y explotación de manera eficiente y competitiva—de otro modo no se le habrían asignado. Sin embargo, casi al mismo tiempo que se anuncia la asignación, Pemex o la

SENER o ambos descubren que se requiere la participación de operadores privados. Si estos campos, cuya importancia es evidente, iban a ser abiertos a las empresas privadas, por qué asignarlos en primera instancia a Pemex.

VI. ANUNCIO PRELIMINAR DE LA RONDA UNO

En forma simultánea con el anuncio del resultado de la ronda cero, el 13 de agosto de 2014 se divulgaron diversas informaciones respecto de los preparativos de la ronda uno— la primera en que se licitarán áreas de exploración y bloques de extracción abiertas a empresas privadas, nacionales y extranjeras, a Pemex y a otras EPE. De esos anuncios se desprende el esquema siguiente:

Área	Campos / bloques	Superficie km ²	Recursos estimados (mmbpce)	
			2P	Prospectivos
Aguas profundas/Perdido	11	De 224 a 409		1,591
8 de los 11 bloques pertenecen al Cinturón Plegado / 3 bloques al occidente de ésta tienen carácter evaluatorio.				
Aguas profundas / Sur	17	De 390 a 960		3,222
Corresponden a dos provincias: Cordillera mexicana, con recursos gasíferos ya descubiertos, y Cuenca Salina, con potencial en líquidos.				
Chicontepec y no convencionales	90	En promedio 120		8,927
Cuenca Tampico-Misantla	62			
Chicontepec	28		2,678	
En Tampico-Misantla se buscan proyectos de ciclo completo (exploración-caracterización-desarrollo-producción intensiva) para aceite y gas no convencionales, en períodos de 2 a 4 años. En Chicontepec, se ofrecen áreas vecinas a las que Pemex explota mediante CIEPS.				
Terrestres Campos Ogarrio, Cárdenas-Mora Aceites pesados y extrapesados Campos Pit, Pohp-Tson, Alak,	3		61	

Área	Campos / bloques	Superficie km ²	Recursos estimados (mmbpce)	
			2P	Prospectivos
Aguas profundas/Perdido	11	De 224 a 409		1,591
Kach, Kastelan, Tunich, Kayab	29		1,043	
Aguas someras / Sureste Marino	11	De 313 a 630		724
Se prevé que Pemex se asocie con empresas privadas en los campos de Bolontikú, Sinan, Utsil-Tekel-Ayatsil y Ek, que le fueron asignados. Se busca acortar los tiempos entre descubrimiento y producción.				
Sabinas (no convencionales - gas)	8	En promedio 112		142
	169	Total 28,500	3,782	14,606
FUENTE: Construido con base en SENER, Ronda Uno (www.sener.gob.mx)				

Es evidente la premura gubernamental por echar a andar todos los aspectos de la reforma energética, sobre todo en el ramo del petróleo. Como ya se dijo, se trata de dejar establecidos hechos sobre el terreno que dificulten la posibilidad de reversión, a ser planteada por la vía de la consulta popular. Pero en la precipitación, se va más allá: la apresurada transformación al tipo de contratos producto de la reforma, de 22 contratos previos tipo CIEP y COPF; el planeamiento de, en apenas un año, entrar en asociación con particulares en algunas de las asignaciones más atractivas e importantes recibidas en la ronda cero. Ambos planteamientos muestran que se quiere apresurar la implementación de la reforma, teniendo en cuenta también la necesidad de recibir cuanto antes inversiones frescas adicionales.

Las 169 áreas y bloques que se ofrecerán en la ronda uno, a realizarse y adjudicarse antes de septiembre 2015, incluyen buen número de superficies terrestres y marinas en las que Pemex ya ha realizado exploraciones y ubicado de reservas. Sin embargo, en ningún momento se ha hablado de las compensaciones a las que tiene derecho en estos casos por disposición constitucional. Parecería que pretende olvidarse este punto, para ofrecer un incentivo más a los inversionistas privados. Debe registrarse, finalmente, desde mediados

de agosto, una intensificación sin precedente de la campaña propagandística a favor de la reforma, que inunda los medios de comunicación mexicanos.

Como no concluir, tras lo expuesto en este documento, que al despojo que significó la ronda cero se suma la entrega desembozada de los recursos de la nación, a partir de la ronda uno. Revertir esta atroz reforma mediante la consulta popular es la única vía digna aún abierta.

APÉNDICE

Texto del párrafo séptimo del artículo 27 constitucional y del artículo sexto transitorio del “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”, DOF, 20 de diciembre de 2013.

Artículo 27. ...

[Párrafo séptimo]

Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgaran concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, **ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria.** Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos. [Énfasis añadido.]

...

Transitorios ...

Sexto. La Secretaría del ramo en materia de Energía, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, será la encargada de adjudicar a Petróleos Mexicanos las asignaciones a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de esta Constitución.

El organismo deberá someter a consideración de la Secretaría del ramo en materia de Energía la adjudicación de las áreas en exploración y los campos que estén en producción, que esté en capacidad de operar, a través de asignaciones. Para lo anterior, deberá acreditar que cuenta con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias

para explorar y extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva. La solicitud se deberá presentar dentro de los noventa días naturales siguientes a la entrada en vigor del presente Decreto.

La Secretaría del ramo en materia de Energía revisará la solicitud, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y emitirá la resolución correspondiente dentro del plazo de ciento ochenta días naturales posteriores a la fecha de la solicitud de Petróleos Mexicanos, estableciendo en la misma la superficie, profundidad y vigencia de las asignaciones procedentes. Lo anterior tomando en cuenta, entre otros, los siguientes aspectos:

a) Para asignaciones de exploración de hidrocarburos: en las áreas en las que, a la fecha de entrada en vigor del presente Decreto, Petróleos Mexicanos haya realizado descubrimientos comerciales o inversiones en exploración, será posible que, con base en su capacidad de inversión y sujeto a un plan claramente establecido de exploración de cada área asignada, continúe con los trabajos en un plazo de tres años, prorrogables por un período máximo de dos años en función de las características técnicas del campo de que se trate y del cumplimiento de dicho plan de exploración, y en caso de éxito, que continúe con las actividades de extracción. De no cumplirse con el plan de exploración, el área en cuestión deberá revertirse al Estado.

b) Para asignaciones de extracción de hidrocarburos: Petróleos Mexicanos mantendrá sus derechos en cada uno de los campos que se encuentren en producción a la fecha de entrada en vigor del presente Decreto. Deberá presentar un plan de desarrollo de dichos campos que incluya descripciones de los trabajos e inversiones a realizar, justificando su adecuado aprovechamiento y una producción eficiente y competitiva.

Para la determinación de las características establecidas en cada asignación de extracción de hidrocarburos se considerará la coexistencia de distintos campos en un área determinada. Con base en lo anterior, se podrá establecer la profundidad específica para cada asignación, de forma que las actividades extractivas puedan ser realizadas, por separado, en aquellos campos que se ubiquen en una misma área pero a diferente

profundidad, con el fin de maximizar el desarrollo de recursos prospectivos en beneficio de la Nación.

En caso de que, como resultado del proceso de adjudicación de asignaciones para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos a que hace mención este transitorio, se llegaran a afectar inversiones de Petróleos Mexicanos, éstas serán reconocidas en su justo valor económico en los términos que para tal efecto disponga la Secretaría del ramo en materia de Energía. El Estado podrá determinar una contraprestación al realizar una asignación. Las asignaciones no podrán ser transferidas sin aprobación de la Secretaría del ramo en materia de Energía.

Petróleos Mexicanos podrá proponer a la Secretaría del ramo en materia de Energía, para su autorización, la migración de las asignaciones que se le adjudiquen a los contratos a que se refiere el artículo 27, párrafo séptimo, de esta Constitución. Para ello, la Secretaría del ramo en materia de Energía contará con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En la migración de las asignaciones a contratos, cuando Petróleos Mexicanos elija contratar con particulares, a fin de determinar al particular contratista, la Comisión Nacional de Hidrocarburos llevará a cabo la licitación en los términos que disponga la ley. La ley preverá, al menos, que la Secretaría del ramo en materia de Energía establezca los lineamientos técnicos y contractuales, y que la Secretaría del ramo en materia de Hacienda será la encargada de establecer las condiciones fiscales. En estos casos, la administración del contrato estará sujeta a las mismas autoridades y mecanismos de control que aplicarán a los contratos suscritos por el Estado.

Referencias:

CNH, “Metodología para la revisión de la solicitud de Pemex en la Ronda Cero” (www.sener.gob.mx).

Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”, *Diario Oficial de la Federación*, México, 20 de diciembre de 2013.

Pemex, “Report pursuant to Section 13 or 15(d) of the Securities Exchange Act of 1934”, varios años (http://www.ri.pemex.com/files/content/Pemex_2013_Form%2020-F.pdf).

SENER, “Resultado de la Ronda Cero” (www.sener.gob.mx).

SENER y CNH, “Primera aproximación a la Ronda Uno” (www.sener.gob.mx).

“Solicitud que Petróleos Mexicanos somete a consideración de la Secretaría de Energía para la adjudicación de áreas en exploración y campos en producción, a través de asignaciones, en términos del Transitorio Sexto—Versión Ejecutiva” (www.sener.gob.mx).

Ciudad Universitaria, México, 15 de septiembre de 2014