



APERTURA DE LA REFORMA ENERGÉTICA “RONDAS Y MOGRACIONES” Ramón Carlos Torres Flores

Seminario: El curso de la Reforma Energética
11 al 14 de mayo de 2015



Contenido

- I. La apertura, instrumento y objetivo de la Reforma Energética
- II. Como se planeó la apertura en extracción y exploración
- III. Como se ejecuta
- IV. Impacto de la baja de precios del crudo
- V. Posibilidades de expansión de PEMEX



I. La apertura, instrumento y objetivo de la Reforma Energética

Significado de la apertura

- Eje de los cambios jurídicos e institucionales de la Reforma Energética
- Explotación aprovechamiento de los hidrocarburos y prestación del servicio público de electricidad (comercialización y generación)
- Suplir las limitaciones del Estado en inversiones, tecnología y asunción de riesgos (sin demostración teórica o empírica)
- Decisión de los Poderes Ejecutivo y Legislativo

Ámbitos de la apertura

- Dejan de ser propiedad de la Nación los hidrocarburos, excepto los alojados en el subsuelo
- El Estado restringe la exclusividad de sus actividades a la extracción y exploración, al servicio público de transmisión y la generación nuclear
- Mediante contratos privados se abre la exclusividad del Estado en extracción y exploración: el propósito es ingresos al Estado para el desarrollo de largo plazo

Actividades sujetas a apertura

- Explorar y extraer hidrocarburos, mercado abierto de licitación de contratos
- Refinación, sujeta sujeta al régimen de permisos
- Proceso de gas, mercado abierto
- Almacenamiento, transporte y distribución de hidrocarburos, mercado regulado
- Generación y comercialización de electricidad, mercado regulado



II. Como se planeó la apertura en extracción y exploración

- Asignación de áreas en exploración y campos en producción a EPE's, primera ocasión: Ronda Cero
- Contratación privada para explotar y extraer hidrocarburos, rondas sucesivas de licitación
- Migración de áreas y campos asignados a EPE's al régimen de contratos privados
- SENER: selección de áreas y campos, modelo de contrato, plan quinquenal de licitaciones
- CNH: asesoría técnica, ejecutor, administrador, supervisor de licitaciones y contratos, información
- SHCP: condiciones económicas y fiscales de contratos



Mandato constitucional

- PEMEX solicita a la SENER asignación de campos en producción y áreas en explotación
- SENER, con asistencia técnica de la CNH, resuelve sobre superficie, profundidad y vigencia; en exploración dos años prorrogable a cinco; en explotación sujeta a la justificación de eficiencia y competitividad del plan de desarrollo
- PEMEX podrá proponer a la SENER migrar asignaciones a contratos, y ésta autorizar, con la asistencia técnica de la CNH
- Peculiaridades de la Ronda Cero
 - Decisiones al margen de la legislación secundaria, de la nueva organización institucional y de la creación de las EPE's
 - Acción discrecional del Ejecutivo, ausencia del Legislativo o de consulta sobre destino del patrimonio nacional no renovable
 - Sin referencia a una estrategia nacional de desarrollo energético

Licitación de contratos

- Cuatro modalidades de contratación privada mediante licitación pública (subasta de contratos privados)
- Régimen fiscal diferenciado de las asignaciones
- La SENER, con asistencia técnica de la CNH, selecciona áreas, plan quinquenal de licitaciones, diseña contratos, criterios, plazos, etapa y variables de adjudicación
- La CNH es el órgano regulador, licita, suscribe y administra contratos, supervisa los planes de explotación
- La SHCP establece condiciones económicas y fiscales de los contratos y administra ingresos petroleros a través de un fideicomiso (el Fondo)

- PEMEX podrá solicitar migrar asignaciones de campos y áreas adjudicadas al régimen de contratos
- SENER, con asistencia técnica de la CNH, podrá autorizar la solicitud
- La CNH licitará los contratos y la SHCP establecerá condiciones fiscales



III. Proceso de ejecución de la apertura



Ronda Cero, información oficial

- Información oficial: en 2014 SENER asignó a PEMEX el 100% de los campos solicitados con reservas 2P y sólo 67% de las áreas con recursos prospectivos
- La asignación incluye el 100% de las reservas probadas
- Las asignaciones equivalen al 83% de las reservas 2P y al 21% de los recursos prospectivos nacionales



Ronda Cero: Asignaciones (mmbpce)

		RESERVAS 2P	RECURSOS PROSPECTIVOS
Aguas someras		11,374	7,472
Terrestres		<u>8,818</u>	<u>5,913</u>
	Sur	4,379	5,371
	Chicontepepec	3,556	-
	Burgos	425	-
	Resto norte	459	542
Aguas profundas		397	4,837
No convencionales		-	5,225
Total		20,589	23,447



México: Reservas y recursos prospectivos 31 de diciembre de 2013

(mmmbpce)

Cuenca	RESERVAS			RECURSOS PROSPECTIVOS	
	1P (90%)	2P (50%)	3P (10%)	CONVENCIONAL	NO CONVENCIONAL Y AGUAS PROFUNDAS
Sureste	11.8	17.4	24.4	15.8	
Tampico Misantla	1.1	6.6	16.7	2.3	34.8
Burgos	0.3	0.5	0.8	3.2	15.0
Veracruz	0.1	0.2	0.3	1.4	0.6
Sabinas	0.0	0.0	0.1	0.4	9.8
Aguas profundas	0.1	0.4	2.0	1.7	27.8
Total	13.4	24.8	42.2	24.8	88.0

- El Reporte presentado por PEMEX a la SEC el pasado 30 de abril de 2015 difiere de la información oficial
- Señala que se le asignaron 95.9% de las reservas probadas solicitadas, no el 100%
- Además, informa que 348 mmbpce de las reservas probadas que se le asignaron son temporales, equivalen al 2.6% de las reservas nacionales del 31 de diciembre de 2013



PEMEX: Reservas y recursos prospectivos de PEMEX, al 31/12/2014

(mmmbpce)

	Reservas			Recursos prospectivos	
	1P	2P	3P	Conv.	No conv.
Sureste	10.8	14.2	18.2	12.5	
Tampico Misantla	1.0	5.9	10.6	2.4	3.3
Burgos	0.3	0.4	0.6		1.5
Veracruz	0.2	0.2	0.2	0.6	
Sabinas	0.0	0.0	0.1		0.4
Aguas profundas	0.1	0.4	1.8	5.2	
Total	12.4	21.1	31.5	20.7	5.2

México: Reservas probadas

Resolución de la CNH (10/03/15)

(31 de diciembre de 2014)

Región	Aceite (mmmb)	Gas (mmpc)	Total (mmbpce)
Marina Noreste	5.5	2.6	6.0
Marina Suroeste	1.4	4.1	2.2
Norte	0.9	3.3	1.5
Sur	1.9	5.3	3.3
Total	9.7	15.3	13.0

Migraciones

- PEMEX dio a conocer que solicitará migrar al régimen de contratos, campos adjudicados con 3.8 mmmbpce con reservas 2P y 0.5 de 3P
- Las cifras equivalen al 15.3% de las reservas 2P y 1.2% de las reservas 3P
- La migración se haría en dos etapas, la primera concluiría en julio de 2015 e incluye los campos donde PEMEX tiene vigentes 16 Contratos de Obra Pública Financiada y 6 Contratos Integrales de Exploración y Producción
- La segunda, a concluirse en diciembre de 2015, incluye 14 campos adjudicados en los que PEMEX pretende asociarse en coinversión con empresas privadas (“farm-outs”)

Migración de asignaciones a contratos: COPFs, CIEPs y Farm-outs

Contratos COPFs y CIEPs

- A la fecha, se encuentran vigentes:
 - 6 Contratos de Obra Pública Financiada (COPF)
 - 16 Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP)
- El 19 de diciembre de 2014, se presentaron a la Secretaría de Energía las primeras nueve solicitudes de migración:
 - COPF: Misión y Olmos
 - CIEP: Santuario, Magallanes, Altamira, Arenque, Ébano, Miquetla y Pánuco

Farm-outs

- Se han identificado, en un primera etapa, 14 campos para migrar de Asignaciones a Contratos de Exploración y Extracción
 - 3 campos maduros en aguas someras
 - 3 campos de aceite extra-pesado marinos
 - 4 campos maduros terrestres
 - 2 campos gigantes de gas en aguas profundas
 - 2 campos de aceite descubiertos en Área Perdido

Migración de asignaciones a contratos: COPFs, CIEPs y Farm-outs

		Reservas 2P (MMbpce) ¹	Inversión esperada (USD MMM)	Campos
Primera etapa: 22 contratos existentes	Fase uno	569	2.6	Activos Poza Rica-Altamira y Burgos
	Fase dos	1,639	32.7	Activos ATG y Burgos
Segunda etapa: asociaciones (farm-outs)	Aguas someras	350	6.3	Bolontikú, Sinán y Ek
	Crudo extra- pesado	747	6.2	Ayatsil-Tekel-Utsil
	Terrestres	248	1.7	Rodador, Ogarrio y Cárdenas-Mora
	Aguas profundas (gas)	212	6.8	Kunah-Piklis
	Aguas profundas (aceite)	539 ²	11.2	Trión y Exploratus
Total		4,304	67.5	

Ago / Abr 15 Migración de CIEP y COPF – Primera etapa

Ene / Jun 15 CIEP y COPF - Segunda etapa

Nov 14 / Dic 15 Asociaciones con PEMEX (Farm-outs)

2014

2015

Ago Sep Oct Nov Dic Ene Feb Mar Abr May Jun Jul Ago Sep Oct Nov Dic

Ronda Uno: Calendario de licitaciones

	EXPLORACIÓN ESTADO	EXTRACCIÓN ESTADO	ASOCIACIONES PEMEX
AGUAS SOMERAS	<p>CNH-R01-L01/2014</p> <p>Fecha de Convocatoria: 11-Dic-2014</p> <p>Fecha de Presentación de Propuesta: 15-Jul-2015</p> <p>*CPC 14 áreas</p>	<p>CNH-R01-L02/2015</p> <p>Fecha de Convocatoria: 27-Feb-2015</p> <p>Fecha de Presentación de Propuesta: 30-Sep-2015</p> <p>*CPC 5 áreas</p>	POR DEFINIR
TERRESTRE	SIN LICITACIÓN	<p>Tercera convocatoria</p> <p>Mayo 12 de 2015</p>	POR DEFINIR
AGUAS PROFUNDAS Y EXTRA-PESADOS	POR DEFINIR	POR DEFINIR	SIN LICITACIÓN
CHICONTEPEC Y NO CONVENCIONALES	POR DEFINIR	SIN LICITACIÓN	POR DEFINIR

*CPC= CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA



Ronda Uno, primera convocatoria

- Publicación en diciembre de 2014, fallo julio de 2015, contratos de producción compartida, exploración en aguas someras, 14 áreas, infraestructura, costos y tecnología conocidos, recursos prospectivos de 10.7 mmmbpce, 3 a 5 años para exploración, hasta 22 para extracción prorrogables dos períodos sucesivos de 5 años, al 24 de abril 34 firmas en precalificación

- Publicada en febrero de 2015, presentación de propuestas el 30 de septiembre y fallo el 2 de octubre, contratos de producción compartida, extracción en aguas someras en el Litoral de Tabasco, 9 campos en 5 áreas, infraestructura, costos y tecnología conocidos, reservas probadas 143 mmbpce más 212 de probables más 316 de posibles, evaluación 2 años prorrogable uno más y hasta 23 años de desarrollo, al 30 de abril 8 firmas en precalificación



Ronda Uno: Tercera convocatoria

- Se publicará el 12 de mayo, adjudicación en noviembre de 2015, campos terrestres, 29 áreas (Chiapas, Nuevo León, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz), contratos de producción compartida



IV. Impacto de la baja de precios del crudo

Decisión de inversionistas

- Baja de precios es factor de adversidad en el atractivo a invertir en exploración y extracción
- La decisión de inversionistas se torna muy sensible en la consideración de variables como costo, tiempo y situación de mercados financieros
- Otorgar incentivos para competir incide en la renta petrolera

Cobertura de precios en 2015

- El gobierno federal está cubierto del riesgo en 2015. El Gobierno Federal suscribió en noviembre de 2014, por onceavo año consecutivo, coberturas petroleras tipo put, en los mercados financieros de los Estados Unidos
- Los contratos de opción cubrieron la exportación de 228 millones de barriles de crudo, equivalentes al 26% de la extracción programada para 2015
- Mediante estos contratos y la disponibilidad de recursos del Fondo de Estabilización de Ingresos Presupuestarios se garantizan los ingresos petroleros de 2015 ante reducciones en el precio del crudo, así lo anunció la SHCP



- Lo que no aclaró la SHCP es que el restante 74% está cubierto por los consumidores nacionales de gasolinas, diesel, gas LP y otros derivados del petróleo, en virtud de que los precios de estos productos para 2015 se determinaron, conforme a la Ley, con independencia de lo que acontece en la cotización internacional del crudo
- El diferencial de precios nacionales de estos productos respecto a los del exterior cubre el riesgo de dicho 74%
- En decir, el Presupuesto de Egresos de la Federación no está expuesto al riesgo por la baja de precios del crudo
- Es incomprensible el argumento oficial de recorte presupuestal, por la baja de precios del crudo



V. Posibilidades de expansión de PEMEX

Restitución de reservas

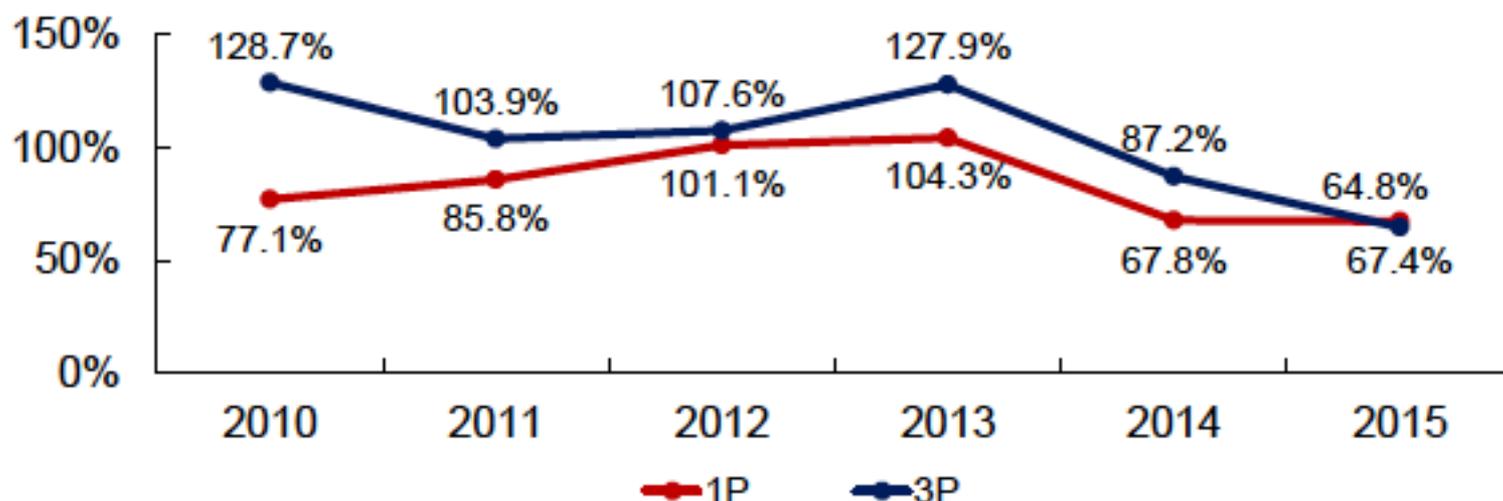
- La tasa de restitución de reservas probadas del país en 2013 fue 67.8% y en 2014 de 67.4%
- La tasa de restitución de PEMEX en este último año fue 18%. Ello se debe a que la adjudicación de reservas fue respecto a lo que tenía asignado el año anterior y a la menor capacidad de inversión en exploración (menos presupuesto y ajustes a la baja del presupuesto)

Evolución de la tasa de restitución de reservas probadas

Al 1 de enero de cada año



Tasa de restitución de reservas²





Rentabilidad de las reservas asignadas

- El valor de las reservas asignadas a PEMEX es rentable, incluso con la mayor carga fiscal del mundo
- El Informe a la SEC incluye una valoración de las reservas probadas de PEMEX con la nueva carga fiscal de la legislación actual



PEMEX: Reservas probadas adjudicadas

Valor presente neto de flujo de caja

(miles de millones de dólares)
(1 de enero de 2015)

Entradas	758
Menos costos	<u>149</u>
Rendimiento antes de impuestos	608
Impuestos (obligaciones fiscales)	544
Resultado neto	65
Efecto de la tasa de descuento (10%)	<u>-20</u>
Valor presente neto	45



PEMEX, carencia de autonomía

- La pretendida autonomía de PEMEX atribuida a la Reforma no se refleja en la capacidad de organizar y disponer con autonomía recursos de inversión a fin de cumplir las metas de extracción y exploración. Las evidencias son múltiples
- El desafío ahí está. Si se aspira a que la empresa explote adecuadamente los campos y áreas que le fueron asignados en la Ronda Cero y contribuya a cumplir las metas de la Reforma Energética en el horizonte inmediato, es necesario eliminar incertidumbres y restricciones financieras que limitan su capacidad de ejecutar proyectos de inversión en extracción y exploración, particularmente en aguas someras y campos terrestres convencionales
- El ejemplo de los campos de Ayatsil-Tekel-Utsil

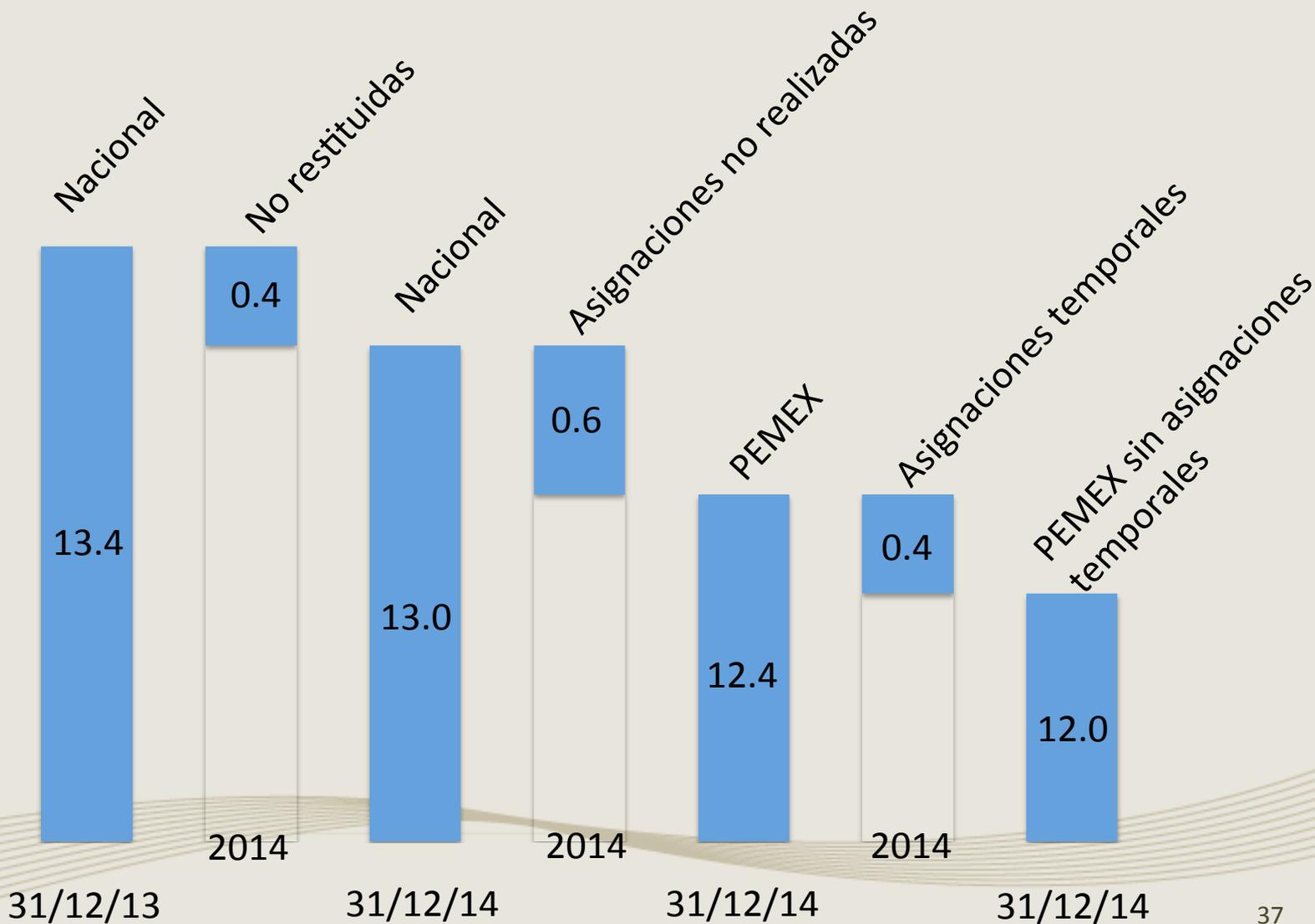


Adjudicación actual de reservas y recursos prospectivos

- PEMEX tiene asignados en la actualidad campos en producción con el 92% de las reservas probadas
- No se conoce el monto de las reservas probables y posibles al 31 de diciembre de 2014. La participación de las asignadas a PEMEX en las probables seguramente supera el 80%, de las cuales casi la mitad son candidatas a migrar al régimen de contratos
- En el corto plazo la extracción de petróleo depende de PEMEX (próximos 9 años)
- En el corto y mediano plazo la capacidad de restitución de reservas del país es incierta y difícilmente se alcanzará el 100% (tanto en asignaciones como contratos)
- A más largo plazo, las expectativas están puestas en los yacimientos de Chicontepec, aguas profundas y lutitas, la incertidumbre es mayor



Reservas probadas (mmbpce)





Conclusión

- PEMEX está en condiciones de cumplir los planes de exploración y desarrollo de la Ronda Cero, sujeto a:
- Privilegiar el interés de la Nación, no el objetivo a ultranza de la apertura irrestricta a la inversión privada
 - Supeditar la carga fiscal a la renta petrolera
 - Definir la estrategia de energía del país donde la capacidad y el potencial productivo de PEMEX contribuyan a los objetivos de dicha estrategia
- Si no se modifica la forma de instrumentar la Reforma Energética se crearán condiciones para revocar las asignaciones, en perjuicio de los ingresos fiscales y del crecimiento del país