

**18 de
marzo
2018**

**ENER-
GÍA Y
FUTU-
RO**

**A 80 años
de la
expropiación
del petróleo
¿Qué nos toca
hacer?**

Boletín de la Unión Nacional
de Técnicos y Profesionistas Petroleros,
del Foro Petróleo y Nación y del Observatorio
Ciudadano de la Energía A. C.
Marzo 2018
www.energia.org.mx

02

Hidrocarburos al mejor postor

Avance de la privatización

VÍCTOR RODRÍGUEZ-PADILLA

Observatorio Ciudadano de la Energía, A. C.

La reforma constitucional de diciembre de 2013 privatizó el petróleo, el gas natural y los demás hidrocarburos. Los legisladores conservadores ejercieron su mayoría calificada y aprobaron lo solicitado por el Presidente Enrique Peña Nieto bajo encargo del capital petrolero internacional. Poco tiempo después, el gobierno despojó a Petróleos Mexicanos (Pemex) de recursos, reservas y campos petroleros, para entregarlos al sector privado mediante subastas al mejor postor, denominadas *Rondas del Estado*, de las cuales ya se han realizado dos y otra más está en proceso para concluir antes de que termine el sexenio.

Durante la **Ronda Cero**, la administración le arrebató a Pemex el 78% de las áreas de interés petrolero; el 65% de los recursos prospectivos convencionales y el 91% de los no convencionales; el 78% de los recursos prospectivos en aguas profundas y el 32% en aguas someras; el 8% de las reservas probadas, así como el 17% de las reservas 2P y el 24% de las reservas 3P.¹ La empresa pública sucumbió ante un gobierno autoritario, neoliberal hasta la médula, impulsor de intereses privados y decidido a reducir el espacio del Estado en la industria petrolera. La actitud vengativa y despótica de la élite gubernamental, que odia ideológicamente a las empresas públicas, se refleja en que Pemex no ha recibido la indemnización prevista en los artículos transitorios de la reforma constitucional. Las Secretarías de Hacienda y Energía, sin rubor alguno, han decidido incumplir la ley, segu-

ras de que no recibirán sanción alguna por ser México el país de la impunidad.

Durante la **Ronda Uno**, el gobierno adjudicó 33 licencias y 5 contratos de producción compartida, que benefician a 42 empresas, la mayoría extranjeras. La generosa porción de la renta petrolera otorgada contractualmente a las compañías se sitúa entre 35 y 60%, según nuestras estimaciones. El gobierno federal dice que en promedio recibirán el 40.5%,² aunque no le llama renta sino *utilidades* para simular que México está haciendo un gran negocio, cuando en realidad está siendo despojado de su patrimonio. En cuanto al reparto de las moléculas, las compañías se quedarán con el 100% de los hidrocarburos extraídos en las licencias, y entre 61 y 74% en los contratos de producción compartida. En total se concesionaron 20,424 km² de territorio nacional, en lapsos de 35 años en tierra y aguas someras y 50 años en aguas profundas. La inversión firme obtenida durante las licitaciones suma 1,718 millones de dólares (mdd), a erogar en cinco años, según lo reconocen las autoridades encargadas de las subastas.³ Esta es una suma ridícula considerando que las compañías en realidad adquirieron 38 monopolios petroleros.⁴ Para poner esa cifra en perspectiva baste decir que Pemex invirtió 15 veces más en 2014, cuando las erogaciones de capital alcanzaron 27 mil mdd.

2 Cámara de Diputados, Gaceta Parlamentaria 4705-VIII, 25 de enero de 2017.

3 Por nuestra parte, estimamos entre 1,313 y 1,849 mdd para un rango de precios entre 50 y 100 dl/bl.

4 En el fondo no se trata de un costo para las compañías porque subcontratarán a sus filiales.

1 Reservas 2P = reservas probadas y probables.
Reservas 3P = reservas probadas, probables y posibles.

Durante la **Ronda Dos**, el gobierno otorgó 40 licencias y 10 contratos de producción compartida. Como las compañías ofrecieron pagar en promedio menos impuestos, obtuvieron mayor acceso a la renta petrolera, concretamente, en un rango que va de 12.0 a 80.5%, de acuerdo a nuestras estimaciones, y de 2.0 a 79.9% según el gobierno. De las cifras oficiales se desprende que las compañías se quedarán por lo menos con 22.3% de la renta petrolera y en promedio con 27.6%.⁵ En cuanto al reparto de las moléculas, las compañías se quedarán con el 100% de los hidrocarburos extraídos en las licencias y entre 68 y 86% en los contratos de producción compartida. Se adjudicó una superficie de 55,561 km², más del doble de lo que se entregó en la Ronda Uno. La duración de los contratos se mantuvo en 35 años en aguas someras y áreas terrestres y en 50 años en aguas profundas. La inversión firme a la que se comprometieron las compañías suma 2 mil 145 mdd según asientan los boletines oficiales⁶, sin embargo, el gobierno prefiere destacar las inversiones esperadas que según sus estimaciones suman 92,794 mdd, cifra fantasiosa porque supone la existencia de petróleo altamente rentable que aún no se descubre.

En total, durante las **Rondas 1 y 2**, se realizaron ocho licitaciones, cuatro en cada ronda, donde se subastaron 120 contratos y más de 112 mil km² de territorio nacional. Del total ofrecido se asignaron 88 contratos, 15 de producción compartida y 73 licencias⁷, que dieron vida a **88** monopolios privados que abarcan **76,000 km²**, un área equivalente a la superficie de los estados de México, Hidalgo, Querétaro, Colima, Aguascalientes, Morelos, Tlaxcala y la Ciudad de México, que contiene el 37% del recurso prospectivo convencional de nuestro país⁸.

La renta petrolera que ha sido dejada en manos de las compañías se sitúa en un rango que va a 2 a 82%, con un promedio de 29%, según las cifras oficiales

5 Es importante advertir que una cosa es la carga fiscal con la que una compañía petrolera gana un concurso y otra muy distinta la carga fiscal efectiva que la compañía pagará en la práctica, porque lo normal en la industria petrolera internacional es renegociar el contrato para adecuarlo a la importancia y características de los yacimientos y descubrimientos.

6 Por nuestra parte, estimamos entre 2,027 y 2,597 mdd para un rango de precios entre 50 y 100 dl/bl.

7 La tasa de colocación alcanzó 72%, es una medida de la eficiencia privatizadora.

8 El recurso prospectivo o potencial convencional alcanza 54.8 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

sobre el reparto de *utilidades*; en aguas profundas se quedarán por lo menos con 32%.⁹ Por nuestra parte estimamos que el rango va de 12 a 80.5%, con un promedio 48.8%. La administración jura y perjura que México se queda con **toda** la renta petrolera, pero esa afirmación es una mentira de Estado. Los contratos sí entregan la renta a las compañías, no toda pero **si** una porción generosa. El gobierno niega y oculta lo que está haciendo para evitar el conflicto social y el voto de castigo en las elecciones presidenciales de julio.

En cuanto al reparto de las moléculas, los titulares de contratos de producción compartida se quedarán con la mayor parte de los hidrocarburos extraídos —entre 61 y 86%— y los titulares de licencias con el 100% de la producción. En ambos casos, las compañías no tendrán ninguna obligación de abastecer al mercado interno, podrán exportar toda la producción en un clásico proceso extractivista, llevándose los recursos naturales para venderlos en el mercado mundial

El gobierno asegura que la reforma energética ha logrado atraer **144,566 mdd** de inversión, que se irá materializando a lo largo de la vida de los contratos¹⁰. Esa cifra, ya explicamos, no tiene ninguna validez porque reposa en supuestos no realistas¹¹. Las inversiones comprometidas, las que cuentan con respaldo bancario, suman únicamente **3,863 mdd**, a erogarse en cinco años —772 mdd anuales— según se asienta en los anexos de los comunicados oficiales de la Sener, Hacienda y la CNH¹².

Además de los 88 contratos adjudicados durante las rondas del Estado, se han otorgado **3** contratos

9 32.8% de la renta petrolera en la Ronda 1.4 y 33.9% en la Ronda 2.4.

10 El total se eleva a 153,821 mdd si se agregan las inversiones asociadas a las tres asignaciones que el gobierno corporativo de Pemex cedió al sector privado bajo la presión del gobierno.

11 El gobierno supone que todas las compañías descubren 88 yacimiento ricos en petróleo, que los costos son bajos e iguales para todos los operadores regionales, y que todas las compañías invierten sin importar el precio del petróleo, las oportunidades en otras regiones, la evolución de la demanda, los cambios en el contexto global y las dificultades técnicas, políticas, sociales y ambientales, en los próximos ¡35 ó 50 años!

12 Por nuestra parte, estimamos que el compromiso de inversión va de 3,340 a 4,446 mdd, cifras que se obtienen cuando las unidades de trabajo comprometidas por las compañías ganadoras se evalúan en un escenario de precios de entre 50 y 100 dólares por barril, de acuerdo con lo establecido en las bases de licitación.

de licencia, con motivo de la cesión de tres asignaciones que Pemex ha realizado en favor de empresas extranjeras, bajo la presión del gobierno federal. Esa cesión de activos y actividades en favor de terceros se denomina *farmout* en el argot petrolero, la administración peñista también utilizan el eufemismo de *asociaciones*. Ese es el instrumento que utilizan Sener y Hacienda para privatizar las asignaciones que le dieron a Pemex durante la Ronda Cero. En esas circunstancias ya se han cedido los campos Trión, Cárdenas-Mora y Ogario¹³. Estos son solo los primeros de una larga lista. Tales *asociaciones* son contrarias al interés del país, porque Pemex pierde el control de las decisiones, queda en calidad de socio minoritario, deja de actuar como empresa petrolera y su participación en el consorcio puede ser liquidada en cualquier momento. El gobierno utiliza los *farmouts* para privatizar los mejores yacimientos y entregar al extranjero la riqueza geológica del país.

Por último, tenemos un contrato de licencia otorgado a Pemex y a su socio Petrofac. Este es el resultado de la migración de una asignación que Pemex operaba antes de la reforma energética, mediante un

13 El gobierno puso también a disposición de las compañías los campos Ayin-Batsil y Nobilis-Maximino, pero esos *farmouts* no tuvieron éxito porque las compañías exigían condiciones más ventajosas que las ofrecidas por las autoridades a través de Pemex.

Contrato Integral de Exploración y Producción (CIEP), que simulaba ser de servicios cuando en realidad era un contrato petrolero al margen de la Constitución. Ahora Pemex es socio mayoritario pero la firma británica actúa como operador y se queda con el 36% de la renta petrolera del yacimiento *Santuario-El Golpe*, que en 2017 producía 6,155 barriles diarios de aceite y 5,313 millones de pies cúbicos diarios (mpcd) de gas natural.

Aprovechando la reforma energética, 64 empresas, provenientes de 18 países, tienen ahora metidas las manos en el petróleo mexicano. Por ejemplo, ya regresaron las principales empresas que fueron expulsadas en 1938 —llamadas hoy Royal Dutch Shell y ExxonMobil— así como un numeroso séquito entre las que se cuentan: Chevron, British Petroleum, Total, ConocoPhillips, Atlantic Rim, Marathon, Hess, Pan American, Murphy, BHP Billiton, Inpex y Tecpetrol. Las empresas privadas no han sido las únicas en aprovechar la *venta de garage*. Rusia, Noruega, China, Italia, Malasia, Qatar e India han venido con sus empresas públicas para participar en el festín, al lado de firmas privadas de Estados Unidos, Reino Unido, Holanda, Colombia, Argentina, Francia, Japón, España, Alemania, Australia y Egipto. La reforma energética es una tragedia nacional de la que Enrique Peña Nieto se siente orgulloso y por ella quiere ser recordado. •

Cuadro 1. AVANCE DE LA PRIVATIZACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS AL 1 DE MARZO DE 2018 (CIFRAS OFICIALES)

		Contratos en concurso	Modalidad	Contratos adjudicados	Éxito privatizador	Fecha licitación	Área ofertada Km2	Área adjudicada Km2	Recursos prospectivos ofertados (MMbpce)	Recursos prospectivos adjudicados (MMbpce)	Rango de participación del Estado en la "utilidades" (%) 4/ 8/	Participación del Estado en la "utilidades" (%) (promedio y max) 5/ 8/	Inversión "esperada" (mdd)	Inversión comprometida (mdd)
Ronda 1														
1.1	Aguas someras exploración	14	Producción compartida	2	14%	15-jul-15	4,222	660	687	244	74-83	nd	2870	151
1.2	Aguas someras extracción	5	Producción compartida	3	60%	30-sep-15	281	168	671 1/	471 7/	82-90	85.3 (max 88.3)	3248	600
1.3	Terrestres extracción	25	Licencia	25	100%	15-dic-15	777	777	1665 2/	1882 7/	18.1-93.2 3/	63 (max nd) 3/	1044	623
1.4	Aguas profundas E&E	10	Licencia	8	80%	05-dic-16	23,835	18,818	10,537	8,444	48.0-76.4	59.8 (max 66.1)	34353	344
	Total	54		38	70%		29,115	20,423	11,224	8,688			41,515	1,718
Ronda 2														
2.1	Aguas someras exploración	15	Producción compartida	10	67%	19-jun-17	8,909	5,872	1,587	2,420	20.1-75.0	77.4 (max 83.9)	8,193	309
2.2	Terrestres extracción	10	Licencia	7	70%	14-jul-17	5,064	2,917	643	435 6/	41.2-86.1	75.0 (max 82.0) 6/	1,100	169
2.3	Terrestres extracción	14	Licencia	14	100%	14-jul-17	2,594	2,594	251		41.6-98.0	64.7 (max 67.2)	964	279
2.4	Aguas profundas E&E	29	Licencia	19	66%	31-ene-18	66,427	44,178	4,228	2,798	52.8-73.6		92,794	1387
	Total	68		50	74%		82,994	55,561	6,709	5,218			103,051	2,145
Rondas 1 y 2		122		88	72%		112,109	75,984	17,933	13,906	18.1-98.0	71.4 (88.3)	144,566	3,863

Notas.- 1. Reservas 3P. 2. Recurso remanente. 3. Porcentaje de los ingresos brutos. 4. Incluye regalías, cuota contractual para la fase exploratoria, el impuesto por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y el impuesto sobre la renta. (nd= no disponible). 5. Incluye aplicación de mecanismo de ajuste de la regalía. 6. Incluye las rondas 2.2 y 2.3. 7. Reservas 3P remanente. 8. "Utilidades" equivalente a renta petrolera. 9. Para un precio del barril de 50 dls y costo de producción de 20 dólares

Fuente: elaboración con cifras de la CNH / Sener / SHCP