



# Mercado Petrolero mundial: Luz al final del túnel, ¿otro espejismo?

Jorge Eduardo Navarrete  
Grupo de Energía

18 de marzo de 2016

## COMPORTAMIENTO DEL MERCADO PETROLERO

En marzo de 2015:

“Un repunte parcial de precios el último mes [...] sugiere que los agentes del mercado vislumbran luz al final del túnel y confían en que las reducciones de gasto de las empresas conducirán a la recuperación del mercado.”

IEA, *Oil Market Report*, febrero de 2015

En marzo de 2016:

“Para los precios, puede vislumbrarse luz al final de lo que ha sido un túnel largo y oscuro, pero no podemos tener certeza de en qué momento de 2017 el mercado alcanzará el anhelado equilibrio.”

IEA, *Oil Market Report*, febrero de 2016

Como se sabe, lo que se vislumbró hace un año fue, más bien, el fanal de la locomotora que arrolló a las cotizaciones a lo largo del año y que, tras un ilusorio repunte de primavera, produjo los niveles mínimos desde principios de siglo, registrados el 20 de enero último. Ojalá la Agencia Internacional de Energía (AIE) no sufra de espejismos periódicos y, como algunos sugieren, los precios hayan, en efecto, tocado fondo. Sin duda, el largo declive de veinte meses —iniciado a mediados de 2014— ha sido más pronunciado y se ha prolongado por más tiempo de lo previsto o propiciado.

### ¿Han tocado fondo los precios?

En diversos análisis recientes es afirmativa la respuesta a esta cuestión. Y son muy variados los factores y elementos que se alinean en apoyo de la hipótesis. Por ejemplo, en su análisis de mercado fechado el 11 de marzo, la AIE, en adición a la apreciación contenida en el epígrafe, menciona, entre los que favorecen la idea de que, en realidad, el mercado ha



### Derrumbe y recuperación

Dis/b	Brent	WTI	OPEP
2Ene15	56.42	52.59	51.78
6May15	67.77		64.96
10Jun15		61.43	
20Ene16	27.88	26.55	22.48
9Mar16	41.70		
10Mar16			35.23
11Mar16		38.50	

FUENTE: SGM e IEA

tocado fondo, factores como los siguientes: en primer término la perspectiva de que productores dentro y fuera de la OPEP acuerden limitaciones a la oferta; ciertos incidentes que han afectado los volúmenes de producción en Irak, Nigeria y EAU; indicios de que los productores ajenos a la OPEP, disminuirán su oferta; fortaleza de las expectativas de aumento de la demanda mundial, y el muy reciente debilitamiento de la

paridad cambiaria del dólar.<sup>1</sup> Quizá el primero de estos factores resulte el más novedoso y promisorio —como se señala más adelante en el apartado correspondiente.

La AIE —en forma un tanto contradictoria con su apreciación central de que se advierte luz al final del túnel— destaca los siguientes elementos que pueden demorar o incluso frustrar el rebalanceamiento del mercado y, en consecuencia, el alza de las cotizaciones:

- En febrero, las interrupciones de oferta en Irak, Nigeria y EAU fueron severas y dieron lugar a una caída de la producción de 0.35 Mbd, compensada en buena medida por el alza, estimada en alrededor de 0.22 Mbd —más modesta, por cierto, de la que se había previsto— de la oferta de Irán que inició la restauración gradual de sus exportaciones tras el retiro de las sanciones.<sup>2</sup>
- El signo más evidente, dice la AIE, de que “está en operación la magia de las fuerzas del mercado” y los productores de alto costo han empezado a reducir su producción se encuentra en el aumento de su propia estimación de caída de la oferta noOPEP en el presente año. El mes pasado esa reducción se estimaba en 0.6 Mbd y ahora se cifra en 0.75 Mbd. Las mayores bajas ocurrirán en Estados Unidos, sobre todo en la oferta de LTO, el aceite no convencional, y en otros países productores: Brasil y Colombia entre ellos. (La AIE no menciona a México donde, a consecuencia del recorte presupuestal a Pemex, habrá una caída importante de los volúmenes producidos y exportados.)
- El alza esperada de la demanda mundial—calculada en 1.2 Mbd, la misma cifra del informe anterior—enfrenta algunos riesgos a la baja, sobre todo si el repunte de los precios en febrero se sostiene o acentúa. La pérdida de dinamismo puede afectar los dos mayores mercados: Estados Unidos y China. orden de 0.4 Mbd.

<sup>1</sup> IEA, *Oil Market Report*, marzo 11, 2016 (<https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/>).

<sup>2</sup> Véase “Irán: el retiro de las sanciones y sus primeras consecuencias”, Jorge Eduardo Navarrete, *Aspectos del derrumbe—el mercado petrolero mundial en 2015* (versión preliminar), UNAM, PUED, marzo de 2016 ([http://www.pued.unam.mx/publicaciones/27/Aspectos\\_derrumbe.pdf](http://www.pued.unam.mx/publicaciones/27/Aspectos_derrumbe.pdf))



La fortaleza de la demanda provendrá sobre todo de India y otras economías emergentes de Asia. En el primero es más vulnerable la demanda de combustibles industriales que la de gasolinas automotrices y en el segundo hay que esperar un aumento, del orden de 0.33 Mbd, muy inferior a los alcanzados en años recientes, del orden de 0.4 Mbd.

- Las existencias comerciales alcanzaron en enero de 2016 un nuevo nivel máximo, por la acumulación registrada tanto en la OECD como en el mundo en desarrollo. Con una elevación del orden de 1.4 Mbd en diciembre, la mayor acumulación de inventarios, tanto comerciales como estratégicos, en China ha sido quizá el factor específico más destacado en esta evolución.
- En cambio, en febrero regresaron a alrededor de 0.8 Mbd los volúmenes de petróleo almacenado en buques-tanque o contabilizado “en tránsito”. Aunque considerable, esta cifra se acerca más a los promedios históricos recientes.

Los factores que apoyaron la recuperación de precios de febrero que se destacan en el análisis mensual de la OPEP coinciden en buena medida por los subrayados por la AIE. El primero que se menciona es “la propuesta de congelar la producción a los niveles de enero presentada por algunos grandes exportadores y la información de que volverán a reunirse en marzo”. (OPEP, *Monthly Oil Market Report*, marzo de 2016).

La estimación de aumento promedio de la demanda mundial en 2016 presentada por la OPEP (1.25 Mbd) supera marginalmente, en unos 50 mil b/d, a la ofrecida por la AIE. Los mayores incrementos, ambos estimados en 0.29 Mbd, se esperan en China y América del Norte. Casi todo el aumento corresponde a Estados Unidos, para Canadá se prevé estabilidad y declinaciones notables para México.

Del lado de la oferta, la OPEP destaca dos factores que afectan en sentido inverso a la que procede de productores ajenos a la Organización:

Por una parte, el mercado petrolero ha presenciado una reducción en los gastos de capital de las CPI [corporaciones petroleras internacionales] así como una declinación del número de pozos en producción en Estados Unidos, junto con una producción de campos no convencionales ya en explotación que supera a la proveniente de nuevos campos y, en general, mayores tensiones geopolíticas. Por otra, ha habido una reducción notable de los costos de producción, sobre todo en Estados Unidos, así como un aumento de las coberturas financieras y una marcada preferencia a mantener la producción, aún con pérdidas, más que a restringirla o disminuirla. Todo esto hace que las previsiones de la oferta noOPEP en 2016 resulten muy inciertas<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> OPEP, *Monthly Oil Market Report*, marzo de 2016, p 45 ([http://www.opec.org/opec\\_web/static\\_files\\_project/media/downloads/publications/MOMR%20March%202016.pdf](http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20March%202016.pdf)).

EL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL EN FEBRERO DE 2016

CUADRO 1—PRECIOS DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: FEBRERO DE 2015 Y 2016 (Dólares por barril y alzas (+) o bajas (-) diarias en dólares)

	Brent					WTI					Canasta OPEP					Mezcla mexicana exportación				
	2015	+ o -	2016	+ o -	2015	+ o -	2016	+ o -	2015	+ o -	2016	+ o -	2015	+ o -	2016	+ o -	2015	+ o -	2016	+ o -
Febrero	---	---	34.24	-0.50	---	---	31.62	-2.00	---	---	29.73	0.62	---	---	---	---	---	---	---	---
1	54.75	1.76	32.72	-1.52	49.57	1.33	29.88	-1.74	48.19	3.36	28.40	-1.33	43.57	3.17	24.47	-1.35	46.31	2.74	26.15	1.68
2	57.91	3.16	35.04	2.32	53.05	3.48	32.28	2.40	51.77	3.58	28.65	0.25	46.31	2.74	26.15	1.68	44.90	-1.41	26.34	-0.64
3	54.18	-3.73	34.46	-0.58	48.45	-4.60	31.72	-0.56	52.22	0.45	29.93	1.28	44.90	-1.41	26.34	-0.64	46.10	1.20	25.73	-0.61
4	58.57	4.39	34.06	-0.40	50.48	2.03	30.89	-0.83	50.81	-1.41	29.30	-0.63	46.10	1.20	25.73	-0.61	47.52	1.42	---	---
5	57.80	-0.77	32.88	-1.18	51.69	1.21	29.69	-1.20	53.36	2.55	29.00	-0.30	47.52	1.42	---	---	48.01	0.49	---	---
6 / 8	58.34	0.54	30.32	-2.56	52.86	1.17	27.94	-1.75	53.58	0.22	28.53	-0.47	48.01	0.49	---	---	48.57	0.56	22.82	-2.91
9	56.43	-1.91	30.84	0.52	50.02	-2.84	27.45	-0.49	53.14	-0.44	25.93	-2.60	48.57	0.56	22.82	-2.91	45.37	-3.20	22.08	-0.74
10	54.66	-1.77	30.06	-0.78	48.84	-1.18	26.21	-1.24	52.21	-0.93	25.21	-0.72	45.37	-3.20	22.08	-0.74	47.62	2.25	24.11	-2.03
11	57.05	2.39	33.36	3.30	51.21	2.37	29.44	3.23	52.86	0.65	26.74	1.53	47.62	2.25	24.11	-2.03	49.97	2.35	---	---
12	61.52	4.47	33.39	0.03	52.78	1.57	---	---	55.97	3.11	28.44	1.70	49.97	2.35	---	---	49.87	-0.10	24.56	0.45
13 / 15	61.40	-0.12	32.18	-1.21	52.78	0	29.40	-0.04	56.43	0.46	29.35	0.91	49.87	-0.10	24.56	0.45	50.57	0.70	25.61	1.05
16	62.53	1.13	34.50	2.32	53.53	0.75	30.66	1.26	56.69	0.26	28.18	-1.17	50.57	0.70	25.61	1.05	49.57	-1.00	25.92	0.31
17	60.53	-2.00	34.28	-0.22	52.14	-1.39	30.77	0.11	56.83	0.14	29.96	1.78	49.57	-1.00	25.92	0.31	49.57	0.00	24.94	-0.98
18	60.21	-0.32	33.01	-1.27	51.16	-0.98	29.64	-1.13	56.29	-0.54	29.17	-0.79	49.57	0.00	24.94	-0.98	49.57	0.00	26.34	1.40
19	60.22	0.01	34.69	1.68	50.34	-0.82	31.48	1.84	56.55	0.26	29.48	0.31	49.57	0.00	26.34	1.40	47.27	-2.30	24.96	-1.38
20 / 22	58.90	-1.32	33.27	-1.42	49.45	-0.89	31.87	0.39	54.09	-2.46	28.94	-0.54	47.27	-2.30	24.96	-1.38	47.19	-0.08	24.95	-0.01
23	58.66	-0.24	34.41	1.14	49.28	-0.17	32.15	0.28	53.54	-0.55	28.30	-0.64	47.19	-0.08	24.95	-0.01	47.97	0.78	26.01	1.06
24	61.63	2.97	35.29	0.88	50.99	1.71	33.07	0.92	53.81	0.27	29.17	0.87	47.97	0.78	26.01	1.06	48.55	0.58	27.01	1.00
25	60.05	-1.58	35.10	-0.19	48.17	-2.82	32.88	-0.19	56.07	2.26	30.74	1.57	48.55	0.58	27.01	1.00	49.51	0.96	27.14	0.13
26	62.58	2.53	35.97	0.87	49.76	1.59	33.75	0.87	56.83	0.76	30.13	-0.61	49.51	0.96	27.14	0.13	54.06	9.68	28.73	-2.10
27 / 29	58.79	8.97	33.53	1.61	50.83	3.46	30.64	-1.14	54.06	9.68	28.73	-2.10	47.88	8.57	25.28	1.61	---	---	---	---
<b>Mensuales</b>	<b>58.79</b>	<b>8.97</b>	<b>33.53</b>	<b>1.61</b>	<b>50.83</b>	<b>3.46</b>	<b>30.64</b>	<b>-1.14</b>	<b>54.06</b>	<b>9.68</b>	<b>28.73</b>	<b>-2.10</b>	<b>47.88</b>	<b>8.57</b>	<b>25.28</b>	<b>1.61</b>				

FUENTE: Servicio Geológico Mexicano (portalweb.sgm.gob.mx) y OPEP, "OPEC Basket Price" ([http://www.opec.org/opec\\_web/en/data\\_graphs/40.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm))

CUADRO 2—PRECIOS DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: PRINCIPIOS MARZO DE 2015 Y 2016  
(Dólares por barril y alzas (+) o bajas (-) diarias en Dis.)

	Brent			WTI			Canasta OPEP			Mezcla mexicana exportación		
	2015	+ o -	2016	2015	+ o -	2016	2015	+ o -	2016	2015	+ o -	2016
Marzo	---	---	36.81	0.84	---	34.40	0.65	44.83	0.95	31.65	1.52	---
1	---	---	36.81	0.84	---	34.40	0.65	44.83	0.95	31.65	1.52	---
2	59.54	-3.04	36.93	0.12	49.59	-0.17	34.66	0.26	48.19	3.36	31.72	0.07
3	61.02	1.48	37.07	0.14	50.52	0.93	34.57	-0.09	51.77	3.58	31.68	-0.04
4	60.55	-0.47	38.72	1.65	51.53	1.01	35.92	1.35	52.22	1.45	32.42	0.74
5	60.48	-0.07	---	---	50.76	-0.77	---	---	50.81	-1.41	---	---
6	59.73	-0.75	---	---	49.61	-1.15	---	---	53.36	3.55	---	---
7	---	---	40.84	2.12	---	---	37.90	1.98	---	---	34.43	2.01
8	---	---	39.65	-1.19	---	---	36.50	-1.40	---	---	35.07	0.64
9	58.53	-1.20	41.07	1.42	50.00	0.39	38.29	1.79	53.36	0	35.05	-0.02
10	56.39	-2.14	40.05	-1.02	48.29	-1.71	37.84	-0.45	53.14	-0.42	35.23	0.18
11	57.54	1.15	40.39	0.34	48.17	-0.12	38.50	0.66	52.21	-0.93	---	---
12	57.08	-0.46	---	---	47.05	-1.12	---	---	52.86	0.65	---	---
13	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
14	---	---	39.53	-0.86	---	---	37.18	-1.32	---	---	---	---

FUENTE: Servicio Geológico Mexicano ([portalweb.sgm.gob.mx](http://portalweb.sgm.gob.mx)) y OPEP, "OPEC Basket Price" ([http://www.opec.org/opec\\_web/en/data\\_graphs/40.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm))





Pareciera que la OPEP se siente menos inclinada que la AIE a percibir destellos luminosos al final de este particular túnel.

De alguna manera, los altibajos de las cotizaciones —entre mediados de enero, cuando tocaron fondo, para usar el concepto de la AIE, y mediados de marzo, cuando se cierra este análisis— muestran, sobre todo y dentro de una tendencia creciente, la clara intensificación de las fluctuaciones cotidianas de las cotizaciones. En este periodo hubo 39 sesiones de mercado y, de ellas, 17 mostraron fluctuaciones a la baja respecto del día anterior. En sólo unos cuantos casos las bajas fueron superiores a dos dólares, pero en alrededor de un tercio la caída de día a día fue superior a un dólar. Hacia mediados de marzo, la recuperación de las cotizaciones, respecto del mínimo del 20 enero, había llegado para el Brent a Dls 12.51 (44.9%), para el WTI a Dls 11.95 (45%), para la canasta de crudos de la OPEP a Dls 12.75 (56.7%) y para la mezcla mexicana de exportación a Dls 12.53 (66.3%). No es improbable que la simultaneidad y la magnitud misma del reajuste—entre la mitad y dos tercios—haya llevado a los analistas de la AIE a hablar de que los precios habían tocado fondo y a vislumbrar luz al final del “oscuro y largo túnel”.

Sin embargo, con igual celeridad, las caídas iniciadas el 14 de marzo llevaron a algunos analistas a conclusiones muy diferentes.<sup>4</sup> Es probable que el repunte de final de invierno haya sido súbito y exagerado, respecto de los fundamentales del mercado. La reacción de los agentes especulativos del mercado fue reforzar sus apuestas por la caída de precios, advirtiendo que, al desaparecer los factores temporales que afectaron al abasto al comienzo del año, ya mencionados, seguirá existiendo el exceso de oferta a lo largo de 2016. Los productores *shale* de Estados Unidos, por su parte, aprovecharon los precios más o menos altos para “cerrar contratos” a futuros y proteger sus ingresos más adelante en el año.<sup>5</sup>

## El esfuerzo de concertación de los productores

Como se señaló el mes pasado<sup>6</sup>, la noche del 15 de febrero trascendió que los ministros de Energía de Arabia Saudí, Federación de Rusia, Qatar y Venezuela habían alcanzado un acuerdo en principio que —bajo la condición de que se unieran al mismo otros países productores— congelaría el monto de su producción petrolera en los niveles alcanzados en enero de 2016, como acción conjunta orientada a reducir el exceso de suministros y

4 Neil Hume *et al*, “Crude oil slides back below \$40 a barrel”, *Financial Times*, 14 de marzo de 2016 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/871f71ea-e9f9-11e5-888e-2eadd5fbc4a4.html#axzz42zD1wNIh>)

5 David Sheppard *et al*, “US oil producers lock in high prices”, *Financial Times*, 10 de marzo de 2016 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/807a7c3a-e6d5-11e5-a09b-1f8b0d268c39.html#axzz42zD1wNIh>)

6 Véase “Flash del 16 de febrero de 2016 — acuerdo inicial para congelar producción”, *Mercado petrolero mundial*, 18 de febrero de 2016, p 1 ([www.pued.unam.mx](http://www.pued.unam.mx)).



fortalecer los precios, tras algo más de 18 meses de caídas casi ininterrumpidas cercanas al 75%.

Las primeras informaciones<sup>7</sup> —tras una reunión no publicitada realizada en Doha— destacaron que fue el primer acuerdo conseguido en quince años, entre países de la OPEP y de fuera de ella, orientado a limitar volúmenes de producción.

El ministro saudí manifestó que “mantener la producción al nivel de enero es adecuado en una situación del mercado en que la oferta se reduce por los niveles de precio prevalecientes y [existe] una demanda al alza”.

El ministro de Rusia, por su parte, subrayó la condición de que otros productores secunden la iniciativa y el qatarí añadió que atraer a otros grandes productores “podría resultar complicado”.

Se hizo notar también lo sorprendente que resultaba un anuncio conjunto ruso-saudí, considerado improbable en momentos de agudas tensiones bilaterales alrededor del conflicto en Siria.

**Fundamentales del mercado**  
(millones de barriles diarios)

<b>Enero de 2016</b>	
Oferta global de crudo	96.5
Oferta crudo noOPEP	63.9
Producción crudo OPEP	32.6
<b>Previsiones – 2016</b>	
Alza oferta mundial	1.2
Alza oferta OPEP	1.8
Caída oferta noOPEP	0.6
Alza demanda global	1.2
<b>AIE, Oil Market Report, Feb 16</b>	

No es sencillo explicar por qué los ministros decidieron establecer la congelación en los niveles alcanzados en enero, excepto por el hecho de que, siendo el mes inmediato anterior, permitía eludir la búsqueda —complicada y quizá interminable— de un mes óptimo. En enero de 2016, el abasto proporcionado por la OPEP resultó superior en 1.7 Mbd al observado un año antes —por lo que podía argüirse que incorporaba ya una notable recuperación de la posición de la OPEP en el mercado. En cambio,

los competidores de fuera de la OPEP habían perdido terreno, pues en enero de 2016 mantenían niveles absolutos próximos a los alcanzados un año antes.

La visión del mercado a mediados de febrero ofrecía signos en alguna medida alentadores:

- La oferta mundial de crudo en enero se contrajo en 0.2 Mbd respecto de diciembre,

<sup>7</sup> “Saudis and Russia agree oil output freeze, Iran still an obstacle”, Reuters; “Saudi Arabia and Russia ministers agree oil production freeze”, Financial Times; “Russia and 3 OPEC Members Agree to Freeze Oil Output”, The New York Times, aparecidas el 16 de febrero de 2016 en las respectivas páginas web.



para situarse en 96.5 Mbd. La reducción, que se produjo fuera de la OPEP (-0.5 Mbd), fue suficiente para compensar el aumento de la Organización. Se espera que en el conjunto de 2016 la oferta no-OPEP muestre un descenso de 0.6 Mbd respecto al promedio de 2015.

- Aunque no tan rápido como en 2015, la demanda mundial crecería en el año en alrededor de 1.2 Mbd —0.4 Mbd menos que el año precedente, por la baja en los pedidos de Europa, China y Estados Unidos.
- “Los precios del crudo cayeron en picada en enero, pues los altos inventarios presionaron a los marcadores por debajo de los 30 Dls/b. Hubo una cierta recuperación a principios de febrero como reacción ante posibles conversaciones para coordinar un recorte global de la producción.”<sup>8</sup>

En las semanas siguientes al anuncio de Doha se produjeron diversos acontecimientos en seguimiento de la iniciativa. Destacaron los siguientes:

- Dos días después del anuncio, el ministro de Petróleo de Irán, Bijan Zanganeh, recibió en Teherán a sus colegas de Qatar y Venezuela —acompañados del ministro de Irak, que no había participado en la reunión inicial y en ausencia de los de Arabia Saudí y Rusia, que sí habían acudido. Contra la expectativa de los medios, Irán no rechazó la iniciativa, sino que ofreció una cautelosa bienvenida, que no incluía compromiso alguno de que congelaría su propio volumen de producción. Sin embargo, la lectura de la cuidadosa reacción iraní fue positiva y se interpretó que no opondría obstáculos a un posible entendimiento de otros exportadores.<sup>9</sup>
- En una importante reunión de la industria petrolera, celebrada en Houston a mediados de febrero, el ministro de Petróleo de Arabia Saudí se esforzó por diferenciar la iniciativa de Doha —consistente en congelar la producción al nivel de enero si suficientes exportadores se unían a la misma— de los esfuerzos tradicionales de control de oferta que la OPEP solía practicar. Estos últimos están ahora fuera de consideración, pues, en opinión del ministro al-Naimi no hay confianza de que se cumplan los compromisos de reducción y sólo sirven para que otros exportadores se apropien de segmentos del mercado. En cambio, la idea de la congelación, adoptada en Doha, debe considerarse “el inicio de

<sup>8</sup> IEA, *Monthly Oil Market Report*, 9 de febrero de 2016.

<sup>9</sup> “Irán respalda cualquier medida que se oriente a estabilizar el mercado y mejore el precio del petróleo crudo”, declaró el ministro. Su entorno aclaró que lo anterior no podía interpretarse en el sentido de que detendría la recuperación del volumen de sus exportaciones tras las sanciones. Véase, Anjali Raval et al, “Iran gives oil plan cautious welcome”, *Financial Times*, 17 de febrero de 2016 ([http://www.ft.com/intl/cms/s/0/29621c84-d562-11e5-829b-8564e7528e54.html?ftcamp=engage/email/emailthis\\_link/ft\\_articles\\_share/share\\_link\\_article\\_email/editorial#axzz422RNdfBt](http://www.ft.com/intl/cms/s/0/29621c84-d562-11e5-829b-8564e7528e54.html?ftcamp=engage/email/emailthis_link/ft_articles_share/share_link_article_email/editorial#axzz422RNdfBt))



un proceso”. Anunció que éste se llevaría adelante en marzo, cuando esperaba conversar con otros productores. Además, declaró que los productores de alto costo enfrentaban opciones difíciles: “reducir costos, contratar deuda o entrar en liquidación”.<sup>10</sup>

- Ya a principios de marzo hubo otras manifestaciones alrededor de la iniciativa de Doha: por una parte, el ministro venezolano Eulogio del Pino señaló que “más de 15 países habían manifestado su disposición de participar en una reunión en la que se discutiría la congelación propuesta de los montos de producción”, sin señalar sede o fecha para la misma. Por otra, el presidente de Rusia, Vladimir Putin, declaró que “en principio, ya existe un acuerdo para mantener la producción en 2016 en los niveles alcanzados en enero”, al tiempo que se busca ampliar el apoyo al mismo por parte de otros productores.<sup>11</sup>

Con especial expectativa se esperó una reunión del ministro ruso con su colega iraní prevista para mediados de marzo. Alexander Novak y Bijan Zanganeh se encontraron en Teherán el lunes 14 de marzo. Las informaciones que emergieron<sup>12</sup> resultaron un tanto desconsoladoras, al menos a la luz de la positiva lectura de la actitud iraní que había surgido tras la reunión inicial en enero antes mencionada. Fue notable el cambio de tono en que aparentemente incurrió el ministro iraní: tras haber utilizado expresiones amables aunque no comprometedoras el mes pasado, ahora acudió a expresiones fuertes. Según

**Otro punto de vista** — No han abundado aún los análisis de la iniciativa de congelación del monto de producción al nivel de enero. Uno sostiene que, de aplicarse, esta restricción de oferta tendría como resultado colocar a los precios en una banda alrededor de 30 dls/b, “cota a la cual sería muy escaso el incentivo para realizar nuevas inversiones en exploración y producción y se sembrarían las semillas de otra era de escasez de suministros”;<sup>13</sup> de un nuevo ciclo de mercado, podría decirse.

El autor, CEO de una compañía independiente de E&P en EUA, considera que “esta escasez quizá dé como

10 Gregory Mayer et al, “Saudi Arabia declares oil output cut ‘is not going to happen’”, *Financial Times*, 23 de febrero de 2016 ([http://www.ft.com/intl/cms/s/0/f8896d4e-da3c-11e5-98fd-06d75973fe09.html?ftcamp=engage/email/emailthis\\_link/ft\\_articles\\_share/share\\_link\\_article\\_email/editorial#axzz422RNdfBt](http://www.ft.com/intl/cms/s/0/f8896d4e-da3c-11e5-98fd-06d75973fe09.html?ftcamp=engage/email/emailthis_link/ft_articles_share/share_link_article_email/editorial#axzz422RNdfBt)).

11 Neil Hume et al, “Crude continues to rally on prospects of oil freeze”, *Financial Times*, 2 de marzo de 2016 ([http://www.ft.com/intl/cms/s/0/01b94020-e09f-11e5-9217-6ae3733a2cd1.html?ftcamp=engage/email/emailthis\\_link/ft\\_articles\\_share/share\\_link\\_article\\_email/editorial#axzz422RNdfBt](http://www.ft.com/intl/cms/s/0/01b94020-e09f-11e5-9217-6ae3733a2cd1.html?ftcamp=engage/email/emailthis_link/ft_articles_share/share_link_article_email/editorial#axzz422RNdfBt)).

12 Véanse, *inter alia*, Neil Hume et al, *loc cit.*, y “Oil Price falls as Iran rejects output price deal”, *BBC News*, 14 de marzo de 2016 ([http://www.bbc.com/news/business-35801732?ocid=global\\_bbccom\\_email\\_15032016\\_business](http://www.bbc.com/news/business-35801732?ocid=global_bbccom_email_15032016_business)).

13 Robert Mosbacher Jr, “Saudi Arabia’s destructive oil freeze”, *Foreign Policy*, 14 de marzo de 2016 ([http://foreignpolicy.com/2016/03/14/saudi-arabia-oil-opec/?utm\\_source=Sailthru&utm\\_medium=email&utm\\_campaign=New%20Campaign&utm\\_term=Flashpoints](http://foreignpolicy.com/2016/03/14/saudi-arabia-oil-opec/?utm_source=Sailthru&utm_medium=email&utm_campaign=New%20Campaign&utm_term=Flashpoints)).



ambas versiones, Zanganeh habría demandado “ser dejado en paz”, mientras su país volvía a alcanzar sus niveles históricos de producción. En esencia, la posición de Irán fue la de que mantendría los aumentos de producción hasta alcanzar 4 Mbd, el llamado nivel histórico previo a las sanciones. Se estima que Irán produjo en febrero 3.22 Mbd, de suerte que existiría un amplio margen, por cubrir, del orden de 800 mil b/d, lo que puede llevar algún tiempo. Debe tenerse en cuenta que, en tanto más se acerque al nivel deseado, los incrementos adicionales necesarios para alcanzarlo son más demorados y más costosos.

resultado un repunte de precios mucho más agudo... que estimularía grandes inversiones en exploración”, para atender la nueva demanda.

Concluye Mosbacher que “sería preferible reducir la volatilidad y defender un rango de precios razonable, pero no tan alto que estimule los proyectos más costosos en yacimientos *shale* y de aguas profundas”. Habría que orientar la cooperación a lograr un rango de 40 a 60 dls/b.

Parece que los productores *shale* de EUA temen tanto al éxito como al fracaso de la iniciativa de Doha y prefieren la búsqueda de la estabilidad del mercado.

El ministro iraní concluyó, como lo reporta la BBC, que “cuando hayamos alcanzado ese nivel de producción, podremos cooperar” con otros productores. Antes del encuentro había circulado la noción de ofrecer a Irán un arreglo ad hoc, habida cuenta del daño sufrido por las sanciones. Empero, la exigencia de sólo considerar su adhesión al acuerdo de congelación tras haber alcanzado el nivel de 4 Mbd ha sido considerada un tanto extrema. Poniendo buena cara ante el mal tiempo, el ministro Novak calificó de por completo comprensible la posición de Irán y dio a entender que, de cualquier modo, los demás productores deberían esforzarse en cooperar en defensa de los precios.

De esta suerte, a mediados de marzo, la moneda estaba en el aire. En general, el sentimiento prevaleciente entre los analistas no consideraba alta la probabilidad de alcanzar un entendimiento alrededor del inicio de la primavera.

## PROCESOS DE REFORMA ENERGÉTICA EN EL MUNDO

### Brasil: otra vuelta de tuerca a la reforma

Con el cambio de año y las presiones simultáneas del colapso de los precios internacionales del crudo y las interminables ramificaciones del escándalo de corrupción sufrido ya por largo tiempo por Petrobras, la gran empresa petrolera brasileña, parece haberse



despertado un nuevo apetito para llevar adelante un proceso de reforma energética que, en medio de tantas otras preocupaciones—desde el brote de Zika y el creciente malestar político hasta el repunte inflacionario y la persistencia de la recesión<sup>14</sup>—, había avanzado a paso de caracol. Uno de los disparadores del nuevo ímpetu reformista fueron los resultados de Petrobras en 2015, considerados como pobres o muy pobres.

Las malas noticias para Petrobras, divulgadas al inicio del año,<sup>15</sup> incluyeron:

- una reducción de una cuarta parte en su plan de negocios a 2019, que el año pasado previó inversiones por Dls 130,000 millones, y ahora las cifra en Dls 98,400 millones;
- un ajuste a la baja relativamente marginal, inferior a 4%, del objetivo de producción en 2020, para situarlo en 2.7 Mbd; y,
- un recurso a la venta de activos, por alrededor de Dls 43,000 millones, en los próximos dos a tres años.

Al hablar con la prensa a finales de 2015, el presidente de Petrobras, Aldemir Bendine, prefirió destacar cuestiones relativas a la producción real, que ofrecen un balance algo más positivo. La explotación de la zona subsal ha sido, según Bendine, una historia de éxito. En ocho años tras el primer descubrimiento, la producción ha llegado a un cuarto de la producción total de la empresa, superando los 0.5 Mbd. El costo de producción se estima en 8 dls/b y el tiempo medio de perforación es de aproximadamente 30 días. Bendine adelantó que se adoptarían reformas en 2016 para acentuar la tendencia de reducción de costos de producción, en el nuevo ambiente de precios deprimidos.<sup>16</sup>

Como se recuerda, al iniciar la explotación de los depósitos petroleros subsal, se legisló para hacer obligatoria la participación de Petrobras en todos los consorcios a los que se adjudicaban bloques de E&P en esa área. Ahora, en la nueva situación de la empresa y del mercado, el Senado brasileño inició el retiro de esas disposiciones. En efecto, a mediados de febrero en una votación dividida (40 a 26), se aprobó que la empresa abandonara su papel de participante y líder de proyecto obligado en todos los consorcios que exploten recursos en los campos petroleros de aguas profundas del presal. Está aún pendiente la aprobación por parte de la Cámara de Diputados.

14 De acuerdo a las estimaciones del FMI la economía de Brasil se contrajo en 3,8% en 2015 y se espera una nueva caída del PIB, del orden de 3.2% en el presente año.

15 Peter Millard *et al*, “Petrobras Reduces Output Estimates on Deeper Spending Cuts”, *Bloomberg News*, 12 de enero de 2016 (<http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-01-12/petrobras-reduces-production-estimates-on-deeper-spending-cuts>).

16 Petrobras, “Presidente Abendine habla de nuestros desafíos y logros”, <http://www.petrobras.com/es/magazine/post/presidente-aldemir-bendine-habla-sobre-nuestros-desafios-y-logros.htm>



“La legislación elimina el mandato de que Petrobras participe en todas las operaciones del presal, detente un mínimo de 30% en cada proyecto y pueda ejercer libremente el derecho de ser el primer explorador en cualquier bloque o área que desee. El Partido de los Trabajadores se dividió en la votación de la propuesta, presentada por el PSDB — Partido de la Social Democracia Brasileña— con el argumento de que el presal contiene la mayor parte de las reservas del país. “En realidad, la legislación protege los intereses estratégicos de Petrobras—declaró un diputado—pues lo libera de la carga de participar obligatoriamente en todos los proyectos del presal.”<sup>17</sup>

Éste es también el punto de vista expresado por analistas del exterior: “La cámara baja del Congreso brasileño considera legislación que, de ser aprobada, abriría con amplitud las puertas para que empresas extranjeras de petróleo y gas desarrollen los inmensos depósitos submarinos sin tener que asociarse en todo momento con la compañía petrolera nacional de Brasil, cargada de deudas y asolada por la corrupción.”<sup>18</sup>

Con estos antecedentes, el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) dictó, el 3 de marzo, su Resolución No 2 que dispone diversas medidas para estimular la producción de petróleo y gas en tierra y costa afuera. Estas medidas, que enseguida se examinan, constituyen un relanzamiento del proceso de reforma energética emprendido en 1998 con el propósito de revitalizarlo y conseguir nuevas inversiones que permitan echar a andar nuevos proyectos de producción de hidrocarburos.

De manera específica, la resolución reconoce que en el mercado prevalecen niveles de precios que afectan el rendimiento de las inversiones y la necesidad de fijar reglas estables para estimular las decisiones de inversión. Señala también que ha salido de producción gran número de campos lo que ha afectado los montos extraídos, la generación de empleos y la recaudación de regalías.

La resolución prevé prorrogar los plazos de vigencia de los contratos de concesión derivados de la llamada ‘Rodada Zero’, que se efectuó al inicio del proceso de reforma en 1988. Las prórrogas serán autorizadas por la autoridad reguladora, la ANP, cuando la ampliación sea viable, técnica y económicamente, y el concesionario someta a la ANP un ‘plan de desarrollo’ con información sobre las inversiones a realizar. En función de la expectativa de producción y las inversiones comprometidas, la prórroga podrá extenderse por 27 años. En segundo término, la resolución prevé ofrecer, a los concesionarios operadores que no han producido en los últimos seis meses, un plazo de un año para que reanuden la producción “o transfieran los derechos sobre esos campos a empresas

17 Arnaldo Galvão *et al*, “Brazil Senate Votes to Limit Petrobras Role in Deep Waters”, Bloomberg Business, 24 de febrero de 2016 (<http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-02-25/brazil-senate-votes-to-reduce-petrobras-role-in-deepwater-fields>).

18 Keith Jhonson, “Can a Desperate Brazil Finally Tap its Oil Wealth?”, *Foreign Policy*, 11 de marzo de 2016 (<http://foreignpolicy.com/2016/03/11/can-a-desperate-brazil-finally-tap-its-oil-wealth/>).



que se comprometan y tengan capacidad de cumplir con los volúmenes de producción”. Finalmente, se dispone la ampliación del régimen aduanero especial para las actividades de exploración y la definición de criterios técnicos y económicos para permitir a los concesionarios explotar áreas adyacentes o próximas, dentro del polígono presal, al área de su concesión.<sup>19</sup>

Se ha propalado una estimación de las nuevas inversiones que podrían ser movilizadas con el régimen reformado del orden de DIs 78,000 millones en 10 años. Esta cifra comprendería DIs 54,000 millones en concesiones prorrogadas y otros DIs 24,000 millones en campos ahora suspendidos o en áreas adyacentes. La producción aumentaría en 800 mil bdpe a lo largo de un lapso de 37 años.

Cabe observar que, como sucede con otros procesos de reforma u otras políticas nacionales de energía, entre ellos el de México, en Brasil se plantean objetivos de incremento en la producción de hidrocarburos con total independencia de los compromisos nacionales de modulación del uso de combustibles fósiles por motivos ambientales y sin aparente atención a un mercado con exceso de abasto y precios muy bajos.<sup>20</sup>

### ***Reforma petrolera: al estilo de la India***

Con el objetivo de reducir la enorme dependencia respecto de la energía importada que aqueja a una de las cinco mayores economías del mundo, la India anunció al inicio de marzo su propia política de reforma y apertura del sector de hidrocarburos—a través de una nueva política de licencias de exploración, anunciada con el sugerente acrónimo de HELP—, así como la liberalización del régimen de precios del gas natural. El objetivo es, como en el caso de muchos otros países, atraer inversiones privadas, con montos estimados en DIs 25,000 millones en dos o tres años, y promover el alza de la producción de hidrocarburos, en especial de gas natural, abatiendo la dependencia de los suministros importados —que ahora equivale a alrededor de tres cuartas partes del petróleo que consume.

El 3 de marzo, el Ministerio de Petróleo y Gas Natural presentó un nuevo modelo contractual e impositivo para la asignación de áreas de exploración de hidrocarburos<sup>21</sup>.

19 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, “Resolução No 2 de 3 de março de 2016 ([http://www.mme.gov.br/documents/10584/3201726/Resolucao\\_2\\_+CNPE.pdf/245a081f-0e3c-4f6a-a384-260b6c7f97a7](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3201726/Resolucao_2_+CNPE.pdf/245a081f-0e3c-4f6a-a384-260b6c7f97a7)).

20 Ministério de Fazenda, Secretaria de Política Econômica, “Medidas regulatórias no setor de óleo e gás elevarão o crescimento da economia” ([http://www.fazenda.gov.br/noticias/2016/marco/medidas-regulatorias-de-oleo-e-gas-podem-elevar-expansao-do-pib-em-ate-0-4-p-p/20160314 medidas regulatoriasnosetordeoleoegasvfinal.pdf](http://www.fazenda.gov.br/noticias/2016/marco/medidas-regulatorias-de-oleo-e-gas-podem-elevar-expansao-do-pib-em-ate-0-4-p-p/20160314%20medidas%20regulatorias%20no%20setor%20de%20oleo%20e%20gas%20vfinal.pdf)).

21 Véase Ministry of Petroleum and Natural Gas, “Hydrocarbon Exploration Licensing Policy (HELP) – A new contractual and fiscal model for award of hydrocarbon acreages”, <http://www.petroleum.nic.in/docs/imppolicy.pdf>



Sus objetivos declarados son ampliar la producción nacional de petróleo y gas; atraer montos sustanciales de nueva inversión; crear numerosos empleos directos e indirectos; aumentar la transparencia de operación, y reducir los márgenes de discrecionalidad. Establece:

- una licencia única para la exploración y producción de recursos convencionales y no convencionales;
- ofrece la opción de superficies abiertas ('open acreage') para elegir bloques de exploración, sin tener que esperar a la realización de una licitación formal;
- utiliza un modelo simple de ingresos compartidos, sin el elemento de recuperación de costos, fácil de administrar, compatible con la libertad operativa del contratista, y
- otorga libertad para la comercialización y la fijación de precios —lo que se considera un incentivo importante a la inversión.

Otras características del nuevo régimen de licencias, destacadas en la presentación del Ministerio, son las siguientes:

- la exploración podrá realizarse durante todo el periodo cubierto por el contrato;
- ampliación de los lapsos de los contratos: de siete a ocho años para tierra firme y de ocho a diez años, costa afuera;
- reducción notable de la carga regulatoria, facilitación de los negocios;
- no se ejercerá control sobre el presupuesto y los gastos de los contratistas;
- las auditorías gubernamentales cubrirán sólo la producción y los ingresos, y
- reducción considerable de la discrecionalidad administrativa y mayor libertad para los operadores.

También se reducen las regalías aplicables a los bloques costa afuera:

Bloques	Duración	Monto de las regalías			
		Nuevo régimen (HELP)		Régimen anterior	
		Aceite	Gas	Aceite	Gas
Aguas someras	---	7.5%	7.5%	10%	10%
Aguas profundas	Primeros siete años	0	0	5%	5%
	Después de siete años	5%	5%	10%	10%
Aguas ultraprofundas	Primeros siete años	0	0	5%	5%
	Después de siete años	2%	2%	10%	10%



Para no afectar la participación de ingresos que corresponde a los estados, en el caso de los bloques tierra adentro la regalía se mantuvo sin cambio en 12.5% para el aceite y en 10% para el gas.

Resulta ilustrativa la siguiente comparación de otros aspectos del nuevo y anterior regímenes de licencias para la exploración de hidrocarburos:

<i>Concepto</i>	<i>Nuevo régimen (HELP)</i>		<i>Régimen anterior</i>	
Modelo fiscal	Ingreso compartido		Utilidad compartida	
Recuperación de costos	No se aplica		Aplicable	
Eficiencia de costos	Estimulada		Neutral	
Regalías	Tasas bajas costa afuera		Tasas estandarizadas	
Período de exploración	Tierra adentro y aguas someras	Aguas profundas y ultraprofundas	Tierra adentro y aguas someras	Aguas profundas y ultraprofundas
	8 años	10 años	7 años	8 años
Ingresos gubernamentales	Sobre la producción		Tras la recuperación de costos	

El nuevo régimen suple al modelo actual de utilidad compartida, que ha provocado disputas entre las empresas participantes y la autoridad. A diferencia de éste, que privilegiaba la recuperación de costos de las empresas, el nuevo modelo da preferencia a la captación de ingresos, compartidos entre el gobierno y el contratista.

El nuevo régimen incluye también un tope al precio del gas natural —basado en el costo CIF de combustibles alternativos importados —que, en principio, pueden fijar libremente los contratistas. El precio tope será el más bajo de los siguientes:

- el precio CIF del combustóleo importado;
- el promedio ponderado de los precios CIF de combustibles sucedáneos importados (0.3 x precio del carbón + 0.4 x precio del combustóleo + 0.4 del precio de la gasolina),
- el precio CIF del LNG importado.

Los precios tope se calcularán una vez al semestre, sobre la base del promedio de los prevalecientes en los tres primeros meses del cuatrimestre inmediato anterior; es decir, si el cálculo se hace en enero se usará el promedio de septiembre-noviembre anteriores.



En dos notas analíticas de la nueva política<sup>22</sup> se destacan las siguientes informaciones y apreciaciones:

La nueva política se basa en un supuesto de precios de 45 dls/b, el objetivo principal de la reforma es elevar la producción de gas natural, cuya demanda está en rápido aumento. De hecho, India está en trance de convertirse en una economía basada en el gas. Es ya el tercer consumidor de ese combustible, pero con un uso per capita aún muy bajo y una de las tasas más altas de crecimiento del consumo.

Con la reforma, se espera explotar recursos que permitirían producir hidrocarburos con valor de Dls 40,000 millones, mediante nuevas inversiones del orden de Dls 25,000 millones en los próximos dos a tres años.

Aún cuando los cambios fueron considerados adecuados por los analistas vinculados con la industria, varios señalaron que el momento para implementarlos es poco propicio, dada la situación de los precios, que hace difícil a las empresas comprometer nuevos recursos de inversión en proyectos de alto costo.

Como en otras instancias de reforma, habrá que esperar algunos años antes de que se manifiesten sus resultados.

### **Nigeria: reestructuración controvertida de la NNPC**

Desde que, en 2015, tomó posesión como presidente de Nigeria Muhammadu Buhari se ha estado en espera de una reforma de fondo del sector petrolero, caracterizado por un largo período de dificultades diversas —desde los daños y otras consecuencias negativas de los atentados terroristas que ha padecido hasta incontables problemas de ineficacia y corrupción en el manejo diario de la NNPC, la Corporación Nacional de Petróleo de Nigeria. Buhari fue electo sobre una plataforma que otorgó la más alta prioridad al combate de la corrupción y la restauración de la transparencia y rendición de cuentas en la función pública. La NNPC es una empresa integrada que atiende el conjunto de actividades del sector: desde la exploración y producción primaria hasta la comercialización de los productos de uso final.

---

22 Véanse Victor Mallet, “India targets \$40 billion of untapped oil and gas”, *Financial Times*, 15 de marzo de 2016 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/dda3f270-ea5d-11e5-bb79-2303682345c8.html#axzz435uuU57S>) y “The new oil and gas exploration policy will bring in transparency”, *Hindustan Times* (nota editorial 13 de marzo de 2016 (<http://www.hindustantimes.com/editorials/the-new-oil-and-gas-exploration-policy-will-bring-in-transparency/story-7zH6gZ0jjdJCRyYUP576K.html>)).



Un primer paso en la esperada reforma fue la designación en noviembre de 2015 del Dr Ibe Kachikwu como ministro de Estado de Recursos Petroleros y director de la NNPC. En esa oportunidad, el funcionario señaló que el sector se orientaría a descubrir mayores volúmenes de petróleo y gas y a generar un mayor volumen de ingresos para el estado nigeriano. Este “inteligente tecnócrata”, como lo describió un funcionario del Ministerio, se encargaría de llevar a la industria a una nueva etapa de desarrollo. El antecedente profesional citado más a menudo es el de que Kachikwu había sido un alto funcionario de la Exxon Mobil Corporation.<sup>23</sup>

A principios de marzo, el gobierno de Nigeria dio a conocer una reestructuración operativa y administrativa de la NNPC. En esencia, se anunció que la empresa integrada se “desenvolvería” en cinco divisiones: a) producción (upstream), b) transformación (downstream), c) comercialización de gas para generación eléctrica, d) refinación y e) otros negocios (ventures)<sup>24</sup> —sin que lo anterior significara la fragmentación de la corporación sino solo una reordenación administrativa. El director ofreció seguridades de que la reestructuración no significaría despido de trabajadores, sino en todo caso reacomodos entre diversas áreas de la corporación y de sus empresas filiales.

La lectura de los sindicatos fue muy diferente. Con el argumento de no haber sido informados y temerosos de que se produjeran despidos masivos, los trabajadores agrupados en dos sindicatos iniciaron un movimiento de huelga que provocó el cierre de dos refinerías, la suspensión de la distribución de combustible a las estaciones de servicio en Lagos y otras ciudades, y mítines y manifestaciones en las oficinas centrales de la NNPC en Abuja.

Hubo un arreglo relativamente rápido, tras conversaciones entre Kachikwu y los dirigentes sindicales y la corporación anunció en su portal que la huelga se había levantado y los sindicatos, con la información recibida, se mostraban favorables a los planes de reestructuración administrativa.

23 Véase el portal en internet de la NNPC: <http://www.nnpcgroup.com>

24 Una nota informativa de la prensa internacional menciona siete (no cinco) nuevas divisiones que se establecerían como parte de la reestructuración de la empresa, encabezada cada una por ejecutivos capaces de operar negocios redituables. Véase Maggie Fick, “Protesters show challenge of reform in Nigeria”, *Financial Times*, 12 de marzo de 2016 ([http://www.ft.com/intl/cms/s/0/ef707724-e6bd-11e5-a09b-1f8b0d268c39.html?ftcamp=engage/email/emailthis\\_link/ft\\_articles\\_share/share\\_link\\_article\\_email/editorial#axzz435uuU57S](http://www.ft.com/intl/cms/s/0/ef707724-e6bd-11e5-a09b-1f8b0d268c39.html?ftcamp=engage/email/emailthis_link/ft_articles_share/share_link_article_email/editorial#axzz435uuU57S)).



## TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES

### Estados Unidos: no se expedirán licencias de E&P en el Atlántico medio y sur

El anuncio del nuevo programa multianual (2017-2022) de asignación de áreas para trabajos de exploración y producción (E&P) costa afuera en Estados Unidos, divulgado el 15 de marzo por el Departamento del Interior (DOI),<sup>25</sup> contuvo, por así decirlo, una sorpresa muy grata para los ambientalistas y sumamente desagradable para los intereses de la industria petrolera estadounidenses. En una de sus decisiones más controvertidas, el gobierno de Obama había anunciado, en enero último, la disposición a permitir la E&P de hidrocarburos en el litoral del Atlántico medio y sur, frente a las costas de cinco estados: Virginia, Carolina del Norte, Carolina del Sur, Georgia y Florida (litoral atlántico). Ahora dicha disposición se revoca.

El programa 2017-2022 incluye seis áreas con hasta trece zonas adjudicables: 10 en el Golfo de México y 3 en las costas de Alaska. “El programa no prevé —dice la comunicación del DOI— ninguna venta de asignaciones en el área del Atlántico medio y sur debido a la actual dinámica del mercado, la fuerte oposición de las comunidades locales y el conflicto con usos potenciales alternativos, para fines comerciales y militares, de las áreas oceánicas.” Sin embargo, el programa ahora anunciado no es todavía el definitivo: habrá nuevos períodos de comentarios y consultas, tras la difusión oficial de las propuestas: de noventa días sobre el programa mismo y de 45 días acerca de los estudios de impacto ambiental en que se apoya.

La exclusión de áreas para E&P en el Atlántico medio y sur fue explicada en los siguientes términos, en el mismo comunicado de prensa: “Hemos escuchado voces de muy diversas procedencias en el sentido de que éste no es el momento de poner en venta licencias de E&P petrolera en la costa atlántica. Si se tienen en cuenta los conflictos de interés en materia de defensa nacional, de actividades económicas como la pesca y el turismo y la oposición de muchas comunidades locales, pierde sentido seguir adelante con la licitación de áreas en los próximos cinco años”. La alusión al conflicto de interés en cuestiones de defensa se refiere, según aclaró la prensa estadounidense, al posible impacto de actividades de E&P en las inmediaciones de la base naval de Norfolk, Va —la mayor del mundo.

En un comentario se hizo notar que la negativa a permitir la explotación de hidrocarburos en el Atlántico medio y sur se suma a otras acciones —entre ellas, la negativa de autorización al oleoducto Keystone XL y la moratoria a la extracción de carbón en tierras

<sup>25</sup> Véase U.S. Department of Interior, “Interior Department Announces Next Step in Offshore Oil and Gas Leasing Planning Process for 2017-2022”, Press Releases, 15 de marzo de 2016 (<https://www.doi.gov/pressreleases/interior-department-announces-next-step-offshore-oil-and-gas-leasing-planning-process>).



federales, como parte de un programa de generación eléctrica limpia<sup>26</sup> — que dejan en claro la orientación ambientalista de la política de energía que Obama desea dejar como herencia.<sup>27</sup>

Fue furiosa, como cabía esperar, la reacción de los dirigentes del Partido Republicano. Davenport, en la nota citada, ofrece un ejemplo: “El presidente Obama se halla tan determinado a apuntalar su radical legado climático que no ha dudado en dar la espalda a su compromiso con una amplia coalición de líderes estatales y locales de los dos partidos —declaró el speaker de la Cámara de Representantes, Paul D Ryan. Esos estados sólo desean explorar su propio potencial de energía, pero el giro del presidente los ha privado de esta opción. Es una oportunidad perdida para nuevos empleos y crecimiento económico en los estados costeros.”<sup>28</sup>

La misma periodista aclara que, si bien los gobiernos de los estados implicados, dominados mayormente por republicanos, veían con buenos ojos la apertura de la E&P de petróleo, por sus contactos con la industria, fue en las comunidades, en especial las costeras, de esos estados donde se manifestó la mayor oposición. La experiencia del desastre de la plataforma Deepwater Horizon en el pozo Macondo de BP está muy presente en el ánimo de las poblaciones de la costa atlántica.

## Obama—Trudeau: temas de energía y ambiente

A diferencia de la impresión ofrecida por la prensa estadounidense—que en general consideró que los asuntos más destacables del encuentro bilateral en la cumbre entre Canadá y Estados Unidos, a principios de marzo, habían sido el hecho de que ambas ‘primeras damas’ lucieron ataviadas por diseñadores canadienses y ambos líderes intercambiaron frases ingeniosas sobre la coyuntura electoral y el encanecimiento de uno de ellos—el presidente y el primer ministro se ocuparon de temas sustantivos, en especial de los relacionados con la energía y el ambiente.<sup>29</sup>

26 Véase “El Plan de Generación Eléctrica Limpia de Estados Unidos” en Jorge Eduardo Navarrete, *Aspectos del derrumbe—el mercado petrolero mundial en 2015* (versión preliminar), pp 81-83, disponible en [www.pued.unam.mx](http://www.pued.unam.mx)

27 Coral Davenport, “In Shift, Obama Won’t Open Southeast Atlantic Coast to Drilling”, *The New York Times*, 15 de marzo de 2016 ([www.nytimes.com/2016/03/16/us/politics/](http://www.nytimes.com/2016/03/16/us/politics/)).

28 Por su parte, Pat McCrory, gobernador republicano de Carolina del norte, dijo que “el giro de Obama solo puede describirse como un favor político especial a países de extrema izquierda hostiles a Estados Unidos”. (*Ibidem*).

29 El 10 de marzo expidieron la “Declaración conjunta Canadá-Estados Unidos sobre liderazgo en clima, energía y el Ártico”. Su texto aparece en el portal de la Presidencia de EUA con el siguiente URL: <https://www.whitehouse.gov/the-press-office/2016/03/10/us-canada-joint-statement-climate-energy-and-arctic-leadership>.



Al dar a conocer un comunicado conjunto extenso, se ofreció también la siguiente síntesis del mismo:

El presidente Barack Obama y el primer ministro Justin Trudeau comparten la visión común de una economía norteamericana próspera y sostenible y de las oportunidades que ofrecen los avances del crecimiento limpio. Destacan y celebran la relación especial entrabmos países y su historia de colaboración estrecha en desarrollo energético, protección del ambiente y liderazgo en el Ártico. Los dos líderes ven el Acuerdo de París como un punto de flexión en los esfuerzos mundiales para combatir el cambio climático y anclar el crecimiento económico en el desarrollo limpio. Resuelven que a Estados Unidos y Canadá corresponde asumir un rol de liderazgo internacional en una economía global baja en carbono y están dispuestos a jugarlo en las próximas décadas, incluyendo acciones, con apoyo en la ciencia, para proteger el Ártico y sus pueblos. Estados Unidos y Canadá continuarán respetando e impulsando los derechos de los pueblos indígenas en todas las decisiones relacionadas con el cambio climático. Aún más, los líderes subrayan la importancia de que Estados Unidos y Canadá continúen cooperando en forma estrecha con México en acciones sobre el clima y la energía y se comprometen a fortalecer una asociación norteamericana sobre clima y energía amplia y robusta.

El resto de la declaración tiene más bien el tono y contenido de un documento técnico de trabajo que el de un escrito diplomático. Prevé acciones en cinco ámbitos: implementación del Acuerdo de París; acciones bilaterales sobre cambio climático; avances de la acción climática global; cooperación en energía limpia, y en el Ártico.

<p><b>Implementación del Acuerdo de París</b> Además de cumplir sus compromisos nacionales, ambos auxiliarán a países en desarrollo en mitigación y adaptación. Darán prioridad a diseñar y aplicar sus 'presupuestos de carbono', en especial para evitar la doble contabilidad de emisiones y construir sistemas de precios efectivos.</p>	<p><b>Acción bilateral en cambio climático</b> Acordaron una nueva meta de reducción de emisiones de metano del sector de hidrocarburos: 40 a 45 por ciento por debajo de los niveles de 2012 en 2025. Invitarán a otros países a asumir este objetivo o adoptar otros equivalentes. Se detallan las acciones a adoptar para alcanzar el objetivo señalado.</p>
<p><b>Avances de la acción climática global</b> Conseguir en 2016 la enmienda del Protocolo de Montreal para el 'phasedown' (abandono gradual) de HFC y elevar el apoyo financiero a países en desarrollo para este proceso. Otorgar prioridad a la reducción de emisiones en transporte aéreo, vehículos de carga pesados y otros segmentos. Atender la interacción entre cambio climático y seguridad nacional.</p>	<p><b>Cooperación en energía limpia</b> Facilitar la integración de renovables a las redes integradas Estandarizar las normas y el etiquetado de eficiencia energética Acelerar la innovación tecnológica en energía limpia Desarrollar una estrategia conjunta para fortalecer la resiliencia de la red de transporte y distribución eléctrica en Norteamérica</p>



**En el Ártico se perseguirá:**

- Conservar la biodiversidad mediante acciones con base científica sólida
- Incorporar a las decisiones la ciencia y los conocimientos tradicionales autóctonos
- Construir una economía ártica sostenible

Los acuerdos Obama – Trudeau<sup>30</sup> de mediados de enero contienen numerosos elementos que podrían ser trasladados al plano trilateral. México podría aprovechar los recursos técnicos y financieros que se anuncia se pondrán a disposición de terceros.

Ciudad Universitaria, 18 de marzo de 2016

---

30 Véanse también Geogg Dyer *et al*, “US and Canada to cut methane emissions by 40-45%”, *Financial Times*, 10 de marzo de 2016 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/a6b7b286-e6e5-11e5-bc31-138df2ae9ee6.html#axzz435uuU57S>) y Andrew G Revkin, “The Obama-Trudeau Climate Pledge Contains Overdue Steps to Fix Natural Gas Leaks”, *The New York Times*, 10 de marzo de 2016 ([http://dotearth.blogs.nytimes.com/2016/03/10/the-obama-trudeau-climate-pledge-contains-overdue-steps-to-fix-natural-gas-leaks/?emc=eta1&\\_r=0](http://dotearth.blogs.nytimes.com/2016/03/10/the-obama-trudeau-climate-pledge-contains-overdue-steps-to-fix-natural-gas-leaks/?emc=eta1&_r=0)).



## Contenido

COMPORTAMIENTO DEL MERCADO PETROLERO.....	1
¿Han tocado fondo los precios?.....	1
El esfuerzo de concertación de los productores.....	6
PROCESOS DE REFORMA ENERGÉTICA EN EL MUNDO.....	10
Brasil: otra vuelta de tuerca a la reforma.....	10
Reforma petrolera: al estilo de la India.....	13
Nigeria: reestructuración controvertida de la NNPC.....	16
TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES.....	18
Estados Unidos: no se expedirán licencias de E&P en el Atlántico medio y sur.....	18
Obama—Trudeau: temas de energía y ambiente.....	19