



# Mercado Petrolero mundial: Primer mes de la nueva etapa

*Jorge Eduardo Navarrete  
Grupo de Energía*

*21 de febrero de 2017*

## Contenido

LOS TÓPICOS DEL MES .....	2
El pulso del mercado .....	2
La sorprendente reducción de la OPEP .....	2
Precios del petróleo: la soledad del productor marginal / Nick Butler .....	3
Otros factores en juego .....	4
La apuesta de los especuladores .....	6
Situación de algunas corporaciones al cierre de 2016 .....	11
Exxon Corp / Noble Energy Inc / Total SA .....	11
El diferendo bilateral con EUA: sector energía .....	13
La vulnerabilidad mexicana: dependencia importadora .....	13
El ciclo del mercado: caída y recuperación de las cotizaciones .....	17



## LOS TÓPICOS DEL MES

### El pulso del mercado

#### *La sorprendente reducción de la OPEP*

Quizá el elemento que era esperado con el mayor escepticismo es el que ha resultado el desarrollo más sorprendente en el primer mes de operación del acuerdo de control de oferta de la OPEP: la producción total de los países de la Organización. Este ítem se convirtió en el asunto más destacado por la AIE en su primer informe de mercado del año<sup>1</sup>. “La producción de la OPEP en enero —según estima la Agencia— se elevó a 32.1 Mbd y las reducciones practicadas muestran un grado récord de cumplimiento inicial [de los compromisos anunciados] de 90 por ciento. Parece que algunos socios, notablemente Arabia Saudita, efectuaron cortes mayores a los comprometidos... Lo anterior revela un sólido comienzo de un proceso programado para seis meses. Esta reducción es claramente una de las más profundas en la historia de las iniciativas de control de la oferta de la Organización.”

“No pronosticamos —continúa la AIE— cuál será el nivel de producción de la OPEP en los seis meses cubiertos por el acuerdo. Empero, si se mantiene el grado de cumplimiento observado en enero, la diferencia entre la demanda y la oferta mundiales implicaría una reducción de inventarios de 600 mbd, a partir, debe recordarse, de un nivel extraordinariamente alto. Las existencias comerciales de crudo y productos de los países de la OCDE han caído por cinco meses consecutivos y en el cuarto trimestre de 2016 la reducción media fue del orden de 800 mbd. Hacia el final del año, esas existencias se encontraban todavía 286 Mb por encima de su nivel promedio quinquenal y se espera que al término del primer semestre del año en curso continúen situándose significativamente por encima de los niveles medios.”

La Agencia estima que los niveles de inventarios comerciales explican que el inesperadamente alto grado de cumplimiento y el panorama general de oferta y demanda, que se explican más adelante, hayan sido insuficientes para impulsar los precios más allá de la franja de los 50 dls/b, a la que los llevó un alza de alrededor de Dls 10 por barril observada después de que los acuerdos, el de la OPEP y el de los otros productores, se dieron a conocer hacia finales de noviembre y principios de diciembre.

<sup>1</sup> Véase IEA, “The first cut is the deepest”, Oil Market Report, 10 de febrero de 2017 ([www.iea.org](http://www.iea.org)).



La AIE concluye: “El mercado petrolero se encuentra claramente en un período de expectativa de nuevos acontecimientos: esperar y ver.”

En una nota dedicada a reseñar el informe mensual de febrero de la AIE, aparece una gráfica del comportamiento de la producción de cada uno de los miembros de la OPEP en el mes de enero<sup>2</sup>. Con mucho, la reducción más acusada correspondió a Arabia Saudita. Fueron también considerables los cortes de Kuwait, Emiratos Árabes Unidos y Qatar. La reducción de Iraq fue también importante. Estuvieron cerca de alcanzar las reducciones esperadas Angola, Argelia y Venezuela. Como se acordó, Indonesia, Libia y Nigeria —exentos de reducción— mantuvieron sus niveles de producción. (Una fuente independiente, BMI Research, citada por el *Oil and Gas Journal* el 10 de febrero, indicó que estos dos últimos productores elevaron su producción en enero en un total estimado en 200 mbd.) Irán mostró un ligero incremento y los restantes dos, Ecuador y Gabón, no registraron ningún movimiento.

Sobre el comportamiento del mercado en enero, la OPEP, en su reporte mensual correspondiente a febrero<sup>3</sup>, afirma que éste estuvo determinado por los “ajustes a la producción de la OPEP y de algunos productores no-OPEP [que] apoyaron al mercado, aunque las alzas [de precios] se vieron limitadas por la acrecida actividad de perforación en Estados Unidos”. Todos los crudos marcadores aumentaron su cotización en enero. La canasta OPEP en primer término con alza de Dls 0.73, frente a elevaciones de 0.53 y 0.44 para el Brent y el WTI. Ofrece también una estimación del corte practicado por la OPEP, atribuyéndola a “fuentes secundarias”: 890 mbd, para colocarla en 32.14 Mbd. Este volumen equivaldría al promedio de demanda mundial por el crudo de la OPEP en 2017, que se cifra en 32.1 Mbd. El equilibrio del mercado parece estar al alcance de la mano.

Al aludir esta cifra de producción de la OPEP en enero, una nota informativa<sup>4</sup>, hace notar que la reducción practicada por Arabia Saudita, si se atiende a las cifras que el país trasmite directamente a la Secretaría de la OPEP, parece haber sido mayor que la generalmente reconocida en los mercados.

### **Precios del petróleo: la soledad del productor marginal**

*Nick Butler*

La nueva cuota de la OPEP ha estado en vigor por seis semanas, tiempo suficiente para juzgar qué está ocurriendo con base en hechos más que en especulaciones.

2 Anjli Raval, “OPEC beats oil output expectations, says watchdog”, *Financial Times*, 10 de febrero de 2017 ([www.ft.com](http://www.ft.com))

3 OPEC, *Monthly Oil Market Report*, febrero de 2017 ([www.opec.org](http://www.opec.org)).

4 Anjli Raval, “Oil production cuts working quicker than expected, signals OPEC”, *Financial Times*, 13 de febrero de 2017 ([www.ft.com](http://www.ft.com))



El elevado grado de cumplimiento de los compromisos asumidos llevó al ministro saudita de Energía e Industria a declarar que es probable que los acuerdos no necesiten extenderse más allá de los seis meses inicialmente previstos.

Cabe destacar la coincidencia —que no es frecuente— entre las cifras de producción reportadas por la OPEP y las que provienen de 'fuentes secundarias'. Al respecto, como lo expresó una revista especializada, "el 13 de febrero la OPEP informó que en enero la producción del cartel cayó en 890 mbd respecto de la registrada en diciembre. Otras fuentes<sup>5</sup> situaron la producción de la OPEP en enero en 32.139 Mbd, frente a 33.029 Mbd en diciembre".

### ***Otros factores en juego***

Es aún insuficiente la información acerca del grado de cumplimiento del acuerdo de restricción de producción adoptado por exportadores que no pertenecen a la OPEP. En su ya mencionado reporte de enero, la AIE señala: "Rusia declaró, en el momento de adopción del acuerdo, que la reducción de su producción —por 300 mbd, es decir, más de la mitad de la reducción de la OPEP en su conjunto, establecida en 558 mbd— sería aplicada de manera paulatina. La información preliminar apunta a una reducción del orden de 100 mbd en enero. Omán no ha dado a conocer información,

Las preguntas clave son, primero, si los límites a la producción que se acordaron en noviembre último se respetan o no, y segundo, si el régimen que entró en vigor a principios de enero es sostenible hasta junio, como se previó.

El precio del petróleo ha mostrado una notable estabilidad alrededor de Dls 54 a 56 por barril, para el Brent. Es decir, un 15% más alto que antes del acuerdo de noviembre pero apenas la mitad del prevaleciente hace tres años. ¿Van a aumentar más los precios o el nivel alcanzado representa un tope? Veamos los hechos.

Tres asuntos están claros: La mayor parte de la reducción acordada se ha logrado, aunque las respuesta país por país dista de ser uniforme. Tres países—Argelia, Venezuela e Irak—no han reducido o lo han hecho por debajo de lo prometido. Fuera de la OPEP, la situación en Rusia es confusa. Parte de la producción ha sido cortada, pero los informes más recientes apuntan a un aumento de producción y exportaciones, sobre todo en los Urales. Los demás han cumplido sus cuotas y Arabia Saudí ha ido más allá—con una baja de producción a menos de 9.8 Mbd, casi 300 mil por debajo de la cuota convenida. Sin ella, la cuota habría sido excedida.

Todo lo anterior explica el movimiento de los precios—un movimiento al alza pero muy lejos de los Dls 70 que algunos predijeron. Entonces, ¿qué cabe esperar?

Las predicciones exactas son inútiles. La

5 "Market Watch", Oil and Gas Journal, 14 de febrero de 2017 (www.ogj.com).



pero se estima un recorte de 45 mbd, conmensurable con su compromiso. Por el contrario, se informa que Kasajastán ha producido por encima de lo comprometido.”

Para los productores ajenos a la OPEP y que no son parte del acuerdo de Viena, la información preliminar para enero muestra algunos incrementos de cierta consideración, que se espera continúen a lo largo del año. Tal sería el caso, según la AIE, de Brasil y Canadá.

Los diversos análisis coinciden en que el factor que puede alterar un nuevo equilibrio del mercado es un fuerte aumento de la producción de Estados Unidos, en especial la de crudos no convencionales, sobre todo si los precios se mantienen en una banda cuyo límite inferior sea el de Dls 55/b. Al respecto, la AIE indica: “Para el crudo no convencional de Estados Unidos, los aumentos recientes en la actividad de perforación sugieren que la producción se recuperará<sup>6</sup>. La Agencia prevé un aumento de 175 mbd para el conjunto de 2017, a partir de un nivel en diciembre de 2016 superior en 520 mbd sobre el de un año antes<sup>7</sup>.” También la OPEP considera que el mayor aumento que ahora se espera en la oferta no-OPEP en 2017, que alcanza a 240 mbd y que duplica la anterior previsión, se origina

mejor manera de aproximarse a la cuestión es ponderar las presiones en cada sentido y las señales que deben observarse.

La primera es la situación del mercado petrolero mundial.

Del lado de la demanda, se espera un modesto crecimiento, cuyo mayor impulso vendría del alza de la inversión en infraestructura prometida por el gobierno de Trump en Estados Unidos. Los planes de Donald Trump para alentar la producción de hidrocarburos tomarán algún tiempo antes de fructificar. A corto plazo, el alza estará motivada por la evolución de los precios. La EIA, principal fuente informativa en EUA, espera un aumento de 100 mbd este año y de 550 mbd en 2018. Algunos analistas prevén un aumento más rápido de la producción de EUA—hasta 500 mbd para finales de 2017. Mientras esto ocurre, dependerá de las importaciones, como muestra lo ocurrido en enero.

Europa sigue atrapada en el estancamiento que ella misma se impuso y la demanda petrolera de China solo creció 2.5% en 2016. Los puntos a observar en los próximos meses son: oferta en EUA—que puede crecer si los productores shale reaccionan rápido—y demanda en China.

El otro asunto importante que afectará el precio es el comportamiento de los otros

6 La cuenta más reciente de los pozos perforados en actividad en EE UU, dada a conocer por Baker Hughes el 13 de febrero mostró un cuarto aumento semanal de dos dígitos, para llegar a 741, 200 más que hace un año. Del total, 591 unidades están dedicadas a la extracción de crudo no convencional. En Canadá, el número total llegó a 352, 130 más que en febrero de 2016 ([www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com))

7 IEA, “The first cut is the deepest”, *loc cit.*



en “los aumentos en las inversiones y en la actividad de perforación en Estados Unidos.”<sup>8</sup>

Por su parte, el *Oil and Gas Journal* cita a los analistas del BNP Paribas, quienes consideran que “la cuestión clave es la medida en que se recuperará el sector estadounidense de petróleo shale, dada el alza continua de la actividad de perforación desde mayo de 2016”. Días después, la misma revista agregó que en los mercados se manifestó preocupación por la extracción creciente en países que no participan en los acuerdos, como Estados Unidos”. Además, los países de la OPEP a los que no se demandó reducir la producción, en especial Libia y Nigeria, puedan diluir la efectividad del esquema en su conjunto. “Si se incluye a estos dos países, el grado de cumplimiento se reduce a 77%, según cifras del BNP Paribas, y si la producción nigeriana sigue aumentando, ese índice podría caer a 66 por ciento.” Además, “en palabras de Helina Croft, estratega de comercialización del banco canadiense RBC Capital Markets, ‘el pánico proviene de que [los acuerdos de la OPEP] se conviertan en un salvavidas de la producción *shale*’.” (www.ogj.com - 10 y 14 Feb17).

### **La apuesta de los especuladores**

Al último día de enero de 2017, tras un mes de la entrada en vigor de los acuerdos

miembros de la OPEP y el de sus aparentes aliados, como Rusia. No hay razón alguna para esperar que los que no han cumplido hasta ahora, empiecen a cumplir de pronto. A fin de cuentas, Arabia

Saudita ha compensado las reducciones faltantes y, si uno fuera el ministro de Petróleo de Irak, Nigeria, Libia o Irán bien podría suponer que puede compensar algo más.

Todos los miembros de la OPEP y Rusia están urgidos de ingresos adicionales. También hay fuertes presiones para conseguir aumentos de cuota en Irán, Irak y Libia—que no acaban de recuperarse de problemas que situaron su producción por debajo de sus niveles normales. El tema de aumento de cuotas aparecerá en la reunión de fines de primavera de la OPEP, al discutirse la extensión del acuerdo por otro semestre.

Todo lo anterior apunta a una perspectiva de modesto crecimiento de la demanda, aumento limitado de la oferta y quizá pequeño declive de los inventarios mundiales. Así se configura el actual consenso que desemboca en un precio de alrededor de Dls 55 por barril.

Todo muy bien. Entonces, llega Arabia Saudita.

De nuevo, empecemos por los hechos. Primero, la estrategia saudita de 2014 ha sido olvidada a favor de la estabilización de los precios. No está claro si este cambio obedece a las presiones de otros

<sup>8</sup> OPEC, *Monthly Oil Market Report*, loc cit.



de la OPEP y de otros productores, el comportamiento del ‘mercado de papel’ —es decir, el mercado de los contratos a futuros, dominado por los *hedge funds*— parecía llamar más la atención que los movimientos físicos de crudo en los mercados petroleros.

Sobre estos últimos, existía la impresión generalizada —que acaba de subrayarse— de que se estaba cumpliendo con la contención de la oferta acordada; es decir, de que los productores de la OPEP y otros comprometidos —Rusia, principalmente— habían adoptado las acciones para ajustar a la baja sus volúmenes de producción en magnitudes cercanas a las convenidas.<sup>9</sup>

Respecto de los mercados a futuros, se reportó que al 31 de enero “los *hedge funds* acumularon una apuesta de volumen sin precedente a favor de los precios al alza... que ha puesto en manos de los inversionistas especuladores una posición larga neta —la diferencia entre las apuestas por el alza y por la baja de cotizaciones— del orden de 885 millones de barriles en contratos de futuros de Brent y WTI y opciones<sup>10</sup>”. El volumen mencionado representa la diferencia entre las posiciones largas brutas, estimadas en alrededor de 1,000 millones de barriles, y las cortas, limitadas a unos 111 millones. Posiciones especulativas de

productores muy presionados o resulta de un nuevo alineamiento político de la familia real saudí, que condujo al abandono del enfoque adoptado por el vice-príncipe heredero, Mohammed bin Salman, y el antiguo ministro de Petróleo, Alí al-Naimi, y a la adopción de un enfoque más convencional. Cualquiera que sea la razón, los hechos de los últimos tres meses muestran que los sauditas harán lo que resulte necesario para mantener un piso de precios.

Segundo, las acciones sauditas son más importantes que en cualquier otro momento para definir el mercado. Arabia Saudita está pagando los costos.

La conclusión convencional a derivar es que los precios pueden permanecer más o menos en su actual nivel, siempre que Arabia Saudita acepte ser el ‘productor marginal’— el *swing producer*. La incertidumbre mayor es si aceptará ese rol.

‘Productor marginal’ es una caracterización que Arabia Saudita siempre ha desdeñado y la política de 2014 tuvo como fin específico pasar a otros la carga de equilibrar el mercado mientras los sauditas mantenían su participación en él. Al ver que otros, incluyendo la industria shale en EUA, elevaban su producción mientras ellos la reducían significaba una humillación para los sauditas. Si la política está dictada por el sentimiento, los sauditas bien pueden decidir que no se extienda el acuerdo. Si ello ocurre, los precios caerían estrepitosamente.

9 Véase “Arranque de una nueva etapa”, *Mercado petrolero mundial, memorándum 48*, enero de 2017, pp 3-11.

10 Anjli Raval y Dan McCrum, “Hedge funds make record bet on rising oil prices”, *Financial Times*, 6 de febrero de 2017 ([www.ft.com](http://www.ft.com)).



esta magnitud, equivalentes a alrededor de nueve días de consumo mundial de crudo, provocan “la preocupación de que los precios puedan caer, si los hedge funds optan por realizar sus ganancias mediante grandes ventas adelantadas de sus posiciones”.

Tras el enorme volumen de las posiciones a futuros puede hallarse también una fuerte participación de grandes inversionistas institucionales, que emplean al petróleo como instrumento para protegerse ante contingencias en otros sectores o ante las presiones inflacionarias en general.

Pero hay también un cálculo económico. Para felicidad de los bancos del mundo, los sauditas van a seguir adelante con la venta de una parte de Aramco. Nada está decidido: puede ser una flotación abierta de 5% o más de la empresa o una transacción cerrada con unos cuantos socios internacionales. También es incierto el monto que se obtendría, aunque se vería muy afectado si el precio del petróleo está en baja acelerada. Para salvar este riesgo, los sauditas tendrán que reducir más y por mucho más tiempo que lo que habían previsto. Ser productor marginal en un mercado sobreabastecido es un papel poco envidiable.

*Financial Times*, Londres, 19 de febrero de 2017

“La energía es probablemente el único producto básico que proporciona una protección real contra la inflación inesperada”, en opinión de Richard Robinson, directivo del Global Energy Fund de la sociedad de inversión Ashburton Investments —citado en la nota antes referida. Agregan: “Los futuros de petróleo resultan atractivos para los inversionistas europeos inquietos por la inflación, debido a que se comercializan de manera muy amplia y permiten integrar a las carteras de los inversionistas papeles que permiten beneficiarse tanto de precios más altos de los productos básicos como de un dólar más fuerte”.

Además de la impresión generalizada de que el acuerdo de la OPEP y otros productores se está cumpliendo —lo que aumenta las probabilidades de que el mercado vuelva al equilibrio en el presente año, incluso si se produce una recuperación de la producción de aceite no convencional (shale oil) en Estados Unidos— están presentes otros factores positivos, en especial la reducción de los inventarios comerciales. “Prevedemos una reducción importante de las existencias en los próximos meses y los precios no han aumentado lo suficiente como para estimular nuevas inversiones —dijo el ejecutivo de un fondo. Lo que nos preguntamos, es por qué los precios no han aumentado más”.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> *Ibidem*.

**CUADRO 1 — PRECIO DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: ENERO DE 2016 Y 2017 (Dls por barril y alzas (+) o bajas (-) diarias en Dls)**

	Brent			WTI			Canasta OPEP			Mezcla mexicana exportación				
	2016	+ o -	2017	+ o -	2016	+ o -	2017	+ o -	2016	+ o -	2017	+ o -		
Enero	---	---	55.47	- 1.35	---	---	52.33	- 1.39	---	---	---	45.75	- 0.55	
1 / 3	---	---	55.47	- 1.35	---	---	52.33	- 1.39	---	---	---	45.75	- 0.55	
4	37.22	- 0.12	56.46	0.99	36.76	- 0.28	53.26	0.93	31.79	0.52	52.71	- 0.42	27.04	- 0.55
5	36.42	- 0.80	56.89	0.43	35.97	- 0.79	53.76	0.50	31.21	- 0.58	53.02	0.31	26.26	- 0.78
6	34.23	- 2.19	57.10	0.21	33.97	- 2.00	53.99	0.23	29.71	- 1.50	53.50	0.48	24.75	- 1.51
7 / 9	33.75	- 0.48	54.94	- 2.16	33.27	- 0.70	51.96	- 2.03	27.85	- 0.51	52.85	0.35	24.11	- 0.64
8 / 10	33.55	- 0.20	53.64	- 1.30	33.16	- 0.11	50.82	- 1.14	28.47	0.52	51.46	- 1.39	23.65	- 0.46
11	31.55	- 2.00	55.04	1.40	31.41	- 1.75	52.25	1.43	27.07	- 1.40	50.98	- 0.48	22.07	- 1.58
12	30.86	- 0.69	56.01	0.97	30.44	- 0.97	53.02	0.77	25.76	- 1.31	52.30	1.32	21.50	- 0.57
13	30.31	- 0.55	55.45	- 0.56	30.48	0.04	52.37	0.25	25.69	- 0.07	52.64	0.34	21.38	- 0.12
14 / 16	31.03	0.74	53.15	- 2.30	31.20	0.72	52.52	0.15	25.00	- 0.69	52.17	- 0.47	21.70	0.32
15 / 17	28.94	- 2.09	54.30	1.15	29.42	- 1.78	52.48	0.11	24.74	- 0.26	52.60	0.43	20.70	- 1.00
18	28.45	- 0.49	54.68	0.38	---	---	51.08	- 1.40	23.58	- 1.16	52.22	- 0.38	---	---
19	28.76	0.31	53.77	- 0.91	28.46	- 0.96	51.37	0.29	23.85	0.27	51.45	- 0.77	20.02	- 0.68
20	27.88	- 0.88	53.18	- 0.59	26.55	- 1.91	52.42	1.05	22.48	- 1.37	51.80	0.35	18.90	- 1.12
21 / 23	29.25	1.37	55.04	1.86	29.53	3.08	52.75	0.33	22.89	0.41	52.10	0.30	20.32	1.42
22 / 24	32.18	2.93	54.80	0.76	32.19	2.66	53.18	- 0.57	25.50	2.71	52.51	0.41	22.77	2.45
25	30.50	- 1.68	54.70	- 0.10	30.34	- 1.75	52.75	0.43	25.58	0.08	52.14	- 0.37	21.87	- 0.90
26	31.80	1.30	54.34	- 0.36	31.45	1.11	---	---	25.11	- 0.47	52.91	0.77	22.55	0.68
27	33.10	1.30	55.89	1.55	32.30	0.85	53.17	0.42	26.40	1.29	52.88	- 0.03	23.38	0.83
28 / 30	33.89	0.79	54.80	- 0.09	33.23	- 0.07	52.63	- 0.54	28.28	1.88	52.78	- 0.10	25.04	1.76
29 / 31	34.70	0.81	54.77	- 0.07	33.62	0.39	52.81	0.18	31.58	- 0.33	52.19	- 0.58	25.53	0.49

Las diferencias absolutas (+ o -) se calculan contra el lapso comparable inmediato anterior: día o mes.

NOTA: Desde el 15 de enero el Servicio Geológico Mexicano dejó de publicar las cotizaciones diarias del Brent, el WTI y la MME.

FUENTE: Del 1 al 13 de enero: Brent, WTI y MMM: Servicio Geológico Mexicano ([portalweb.sgm.gob.mx](http://portalweb.sgm.gob.mx)).

Después: Brent y WTI: Energy Information Administration ([www.eia.gov](http://www.eia.gov)) y MME: Petróleos Mexicanos ([www.pemex.com](http://www.pemex.com)).

Canasta 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 — PRECIO DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: PRINCIPIOS DE FEBRERO DE 2016 Y 2017 (DIs por barril y alzas (+) o bajas (-) diarias en DIs)**

	Brent			WTI			Canasta OPEP			Mezcla mexicana exportación						
	2016	+ o -	2017	+ o -	2016	+ o -	2017	+ o -	2016	+ o -	2017	+ o -				
Febrero	34.24	- 0.50	55.25	0.48	31.62	- 2.00	53.88	1.07	29.73	0.62	52.76	0.57	25.82	0.29	45.23	0.05
1	32.72	- 1.52	55.79	0.54	29.88	- 1.74	53.54	- 0.34	28.40	- 1.33	53.93	0.23	24.47	- 1.35	45.60	0.37
2	35.04	2.32	55.94	0.15	32.28	2.40	53.83	0.29	28.65	0.25	54.24	0.31	26.15	1.68	46.10	0.50
3	34.46	- 0.58	55.92	- 0.02	31.72	- 0.56	53.01	- 0.82	29.93	1.28	53.77	- 0.47	26.34	- 0.64	46.10	0.00
4 / 6	34.06	- 0.40	55.02	- 0.90	30.89	- 0.83	52.17	- 0.84	29.30	- 0.63	52.78	0.01	25.73	- 0.61	44.50	- 1.60
5 / 7	32.88	- 1.18	55.12	0.10	29.69	- 1.20	52.34	0.17	29.00	- 0.30	52.13	- 0.65	---	---	44.72	0.22
8	30.32	- 2.56	55.53	0.41	27.94	- 1.75	53.00	0.66	28.53	- 0.47	52.76	0.63	---	---	45.14	0.42
9	30.84	0.52	56.70	0.23	27.45	- 0.49	53.86	0.86	25.93	- 2.60	53.23	0.47	22.82	- 2.91	46.14	1.00
10	30.06	- 0.78	55.59	- 1.11	26.21	- 1.24	52.93	0.07	25.21	- 0.72	53.47	0.24	22.08	- 0.74	45.36	- 0.78
11 / 13	33.36	3.30	55.97	0.38	29.44	3.23	53.20	0.23	26.74	1.53	53.31	- 0.16	24.11	- 2.03	45.71	0.35
12 / 14	33.39	0.03	55.83	- 0.14	---	---	52.99	- 0.21	28.44	1.70	53.10	- 0.21	---	---	45.51	- 0.20

Las diferencias absolutas (+ o -) se calculan contra el lapso comparable inmediato anterior: día o mes.

FUENTE: Brent y WTI: Energy Information Administration ([www.eia.gov](http://www.eia.gov))

MME: Petróleos Mexicanos ([www.pemex.com](http://www.pemex.com))

Canasta 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))



## Situación de algunas corporaciones al cierre de 2016

Convine elaborar un breve mosaico que muestre la información, divulgada en las últimas semanas, sobre cómo operaron las empresas petroleras transnacionales en el último trimestre de 2016 y la perspectiva general que vislumbran en el año recién iniciado, en especial en materia de gastos de capital.<sup>12</sup>

**CHEVRON CORP (ESTADOS UNIDOS)** – En 2016, la corporación continuó viéndose afectada por el nivel de precios de los hidrocarburos. “Las utilidades en 2016 reflejaron los bajos niveles de precios del petróleo y el gas que enfrentamos a lo largo del año”, en palabras del presidente y CEO, John Watson. “Respondimos agresivamente, con reducciones por Dls 14,000 millones en los gastos de operación y de inversión. Estamos en buena posición para obtener en 2017 tanto un flujo de caja equilibrado y mejorar los resultados, a través del control de costos y gastos y de la obtención de ingresos adicionales derivados del aumento de la producción”. En 2016, la pérdida arrojada por las actividades upstream —que llegó a Dls 2,637 millones, superó a la incurrida en el año anterior, cifrada en 1,961 millones— fue ampliamente compensada por las utilidades de las operaciones downstream —que, sin embargo, se contrajeron drásticamente de un año a otro, al pasar de Dls 7,601 millones en 2015 a 3,435 millones en 2016. El resto de las actividades de la corporación contribuyó a la pérdida total registrada en medida similar al año anterior. El resultado neto fue, entonces, una pérdida de Dls 497 millones, en agudo contraste con la utilidad de 4,587 millones del año precedente. El precio medio de venta del crudo y los líquidos del gas natural se situó, en el cuarto trimestre de 2016, en Dlw 44 por barril, 5 dólares por encima del registrado en ese lapso de 2015. Entre esos mismos períodos, la producción total de hidrocarburos de la corporación aumentó en 33 mdbpe para promediar en octubre-diciembre de 2016 1.99 Mbdpe. Los gastos en exploración e inversiones se redujeron en Dls 11,800 millones, para situarse en 12,800 millones en 2016. (www.chevron.com)

**EXXONMOBIL CORP (ESTADOS UNIDOS)** Los bajos precios del crudo y los menores márgenes de refinación afectaron el desempeño en 2016, año en que la utilidad obtenida se situó en Dls 7,800 millones —descontando un cargo de 2,000 millones por deterioro de activos de producción— muy por debajo de la cifra de 16,200 millones correspondiente al año anterior. Darren D Woods, presidente y CEO de la empresa señaló que los resultados financieros del año se vieron afectados por la prolongada declinación de los precios y por el cargo extraordinario, en el que se incurrió en el último trimestre del año. Gracias a cinco proyectos mayores —en Australia, Kazajstán y Estados Unidos— la compañía aumentó

<sup>12</sup> Para una primera aproximación al tema, véase “Regresa el dinamismo a la expansión upstream”, Memorandum 47, Mercado petrolero mundial: Arranque de una nueva etapa, pp 12-14.



en 250 mbdpe su capacidad de producción. Realizó tres descubrimientos importantes en Guyana, Nigeria y Papúa Nueva Guinea y “ha ampliado su cartera de proyectos con la adición de 16 bloques exploratorios en el año, que podrían aumentar en tres más en 2017”. En 2016 la producción total se mantuvo en el rango de 4.1 Mdpe, de los que 2.4 millones corresponden a petróleo crudo. Las alzas de producción se observaron en Canadá, Indonesia y Nigeria, aunque en el primero y el último se registraron afectaciones por incendios forestales y disturbios político-sociales. La producción de gas natural alcanzó a 10,100 millones de pies<sup>3</sup> diarios, algo inferior a la del año anterior por, entre otros factores, el impacto de medidas regulatorias en Países Bajos. Los gastos de capital y exploratorios se situaron en Dls 19,300 millones, 38% menos que en el año precedente. ([www.exxonmobil.newshq.businesswire.com](http://www.exxonmobil.newshq.businesswire.com)).

**NOBLE ENERGY INC** (ESTADOS UNIDOS) Esta compañía, activa en el sector no convencional, espera duplicar sus gastos de capital en 2017, llevándolos a entre Dls 2,300 y 2,600 millones, frente a Dls 1,300 millones en el año recientemente concluido. Cuatro quintas partes de esa inversión se realizarán en diversas zonas con formaciones *shale* tierra adentro en Estados Unidos y el quinto restante se dirigirá al proyecto Leviathan, costa afuera en Israel. Hacia finales del año se espera que otro proyecto costa afuera, en Suriname, entre en operación. La empresa prevé producir entre 415 y 420 mbdpe en 2017, alrededor de 10% de la extracción media realizada el año anterior. ([www.ogj.com](http://www.ogj.com) - 14Feb17).

**TOTAL SA** (FRANCIA) — En 2016 se registró un aumento de 4.5% en el volumen de producción de hidrocarburos, hasta 2.5 Mbdpe. La mayor parte de los campos activos de la empresa contribuyeron al aumento, que habría sido mayor de no haber ocurrido incidentes de seguridad en Nigeria y Yemen y operaciones de mantenimiento extendido en diversas instalaciones de producción. La situación de los precios continuó deprimiendo el ingreso neto de operación en el segmento upstream, que se abatió en Dls 1,100 millones respecto de 2015, compensado por un incremento prácticamente de igual magnitud en el segmento de refinación y petroquímica. La utilidad de la empresa pasó de Dls 5,087 millones en 2015 a 6,196 en el año recién concluido. En 2017 continuará la declinación de las inversiones de la compañía. El gasto de capital, incluyendo adquisición de reservas, se situó en Dls 28,033 millones en 2015; se redujo a 20,530 el año siguiente y, para 2017, se prevé que alcance a entre 16 y 17 miles de millones de dólares. Se espera, sin embargo, mantener al alza la producción, alcanzando un nuevo incremento de 4 por ciento. (*Oil and Gas Journal*, 9 de febrero – [www.ogj.com](http://www.ogj.com))



## El diferendo bilateral con EUA: sector energía

### *La vulnerabilidad mexicana: dependencia importadora*

El ascenso de Donald Trump a la presidencia de Estados Unidos materializó un cúmulo de tensiones en la relación bilateral con México. Sus diversas manifestaciones se discuten con amplitud en los dos países, pero, naturalmente, el alcance y las repercusiones del debate son mucho mayores en México. En los primeros días tras la toma de posesión el 20 de enero —y, de hecho, en los días y semanas anteriores a ésta— los tópicos centrales de preocupación correspondieron sobre todo a tres ámbitos:

- a los asuntos migratorios y laborales, ante las amenazas de deportaciones en masa de emigrados mexicanos no documentados y el endurecimiento general del trato a los extranjeros en situación irregular, enfocado sobre todo en los precedentes de México;
- un segundo ámbito abarca las muy diversas cuestiones, políticas y humanitarias, relacionadas con la intención del presidente Trump, que se confirmó formalmente mediante orden ejecutiva ad-hoc, de construir una barrera física, un muro, a lo largo de la frontera sur, y,
- el tercero, a los temas comerciales y, en general, económicos, alrededor de la demanda de renegociación del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) y de su eventual denuncia por parte de EUA, así como a la interferencia directa del presidente, aún antes de tomar posesión, en las decisiones de inversión en México de empresas estadounidenses y de terceros países, conminándolas a situarlas en Estados Unidos y amenazando con establecer aranceles punitivos a las importaciones que sus matrices pretendieran realizar a territorio estadounidense.

El sector de la energía no figuró de manera explícita entre los motivos centrales de preocupación hasta que, al agudizarse las tensiones, se hizo notar, en diferentes análisis, que el mismo constituía una de las mayores áreas de vulnerabilidad mexicana respecto de Estados Unidos. Naturalmente, el mayor factor de vulnerabilidad se encuentra en la extrema dependencia mexicana de energéticos producidos en Estados Unidos, siendo el gas natural y las gasolinas automotrices los ejemplos más relevantes, pero desde luego no los únicos.

Es interesante revisar de manera detallada un trabajo reciente en que se pasa revista a algunos aspectos de esta vulnerabilidad, sobre todo en lo referido a los suministros



de gas natural y la operación de la generación eléctrica en México.<sup>13</sup>

Texto	Comentarios
<p>Las mismas preocupaciones están ganando importancia en el caso de otro país que rápidamente se ha tornado dependiente en materia de energía de un suministrador único que, de pronto, aparece como un nuevo riesgo político. Preocupa a México que, con la política de energía ‘Estados Unidos primero’, Estados Unidos pueda actuar como una nueva Rusia.</p> <p>El comercio de gas natural entre EUA y México ha crecido mucho en los últimos cinco años como resultado del auge del shale gas, que ha convertido a EUA en exportador neto de ese combustible. Este auge ha sido muy oportuno para México, que a pesar de sus diversas reformas energéticas, enfrenta una producción declinante de gas natural.</p> <p>Como resultado, México depende más de importaciones de gas natural barato. En los últimos cinco años se dobló la capacidad de los ductos entre los dos países y volverá a duplicarse para finales de 2018... La parte del gas en la mezcla para generación eléctrica en México pasó de 34 a 54 por ciento de 2005 a 2015 y el crecimiento industrial de México está ligado a la disponibilidad de gas barato.</p> <p>México no ha sido el único beneficiario de este intercambio. También los productores estadounidenses de energía que enfrentan limitaciones de infraestructura que les impiden llevar el gas en forma económica a otras áreas del mundo. Aunque EUA ha iniciado la exportación de GNL, pasarán años antes de que haya capacidad suficiente para mover los volúmenes que ahora se dirigen a México.</p> <p>Estas interdependencias positivas también crean riesgos en caso de interrupciones de los suministros desde EUA. A diferencia del petróleo y el carbón, puede ser movido a diferentes puertos con cierta facilidad, el transporte de gas es menos flexible. Se efectúa sobre todo</p>	<p>El antecedente que los autores tienen en mente es, desde luego, el de Ucrania—y, más ampliamente, Europa centro-oriental—respecto de los suministros de gas natural desde Rusia y las presiones y tensiones asociadas a ellos desde hace años.</p> <p>La declinación de la extracción de gas en México no podía ser revertida por una reforma orientada, en forma casi exclusiva, a aumentar la oferta de crudo de exportación.</p> <p>Suele pensarse que la dependencia afecta solo a la generación eléctrica, por lo que debe tenerse en cuenta que se extiende al sector industrial moderno en su conjunto.</p> <p>Es una dependencia desequilibrada en todo caso. La capacidad de los ductos destinados a satisfacer la demanda mexicana es quizá lo que más rápido ha crecido en años recientes—quizá lo único que ha crecido en el sector de energía de México.</p> <p>Esta realidad evidente no fue tomada en cuenta al diseñar una política de generación eléctrica y de desarrollo industrial—que de hecho no existió—tan dependientes de suministros de energía importados.</p>

13 Jason Bordof y Tim Boersma, “For Mexico, US could become the new Russia”, Bookings Institution, Washington



por ductos entre puntos fijos, que dan lugar a riesgos únicos de seguridad energética para países usuarios de gas que dependen en gran medida de suministros desde países vecinos.

México tiene pocas opciones para sustituir el gas natural que importa de EUA. La capacidad de importar GNL es limitada e inferior a la mitad de los volúmenes importados de EUA. Sería costoso, sucio y no hay capacidad bastante para regresar al combustóleo en las plantas antiguas.

Hasta ahora, el riesgo de seguridad energética asociado al abasto de gas desde EUA parecía remoto. Las amenazas del presidente Trump de gravar las importaciones desde México, de forzarlo a financiar el muro fronterizo y de abrir a renegociación el TLCAN han llevado a las relaciones bilaterales a su punto más bajo en décadas.

La última de estas amenazas toca de manera directa a la vulnerabilidad del gas natural. La ley en EUA establece el requisito de permiso previo a las exportaciones de gas y prevé que éste se conceda “sin modificación ni demora” a los asociados de acuerdos de libre comercio (ALC). A los que no lo sean, el permiso sólo se otorga después de que se determine que corresponde al interés público, tras oír comentarios públicos y de una revisión ambiental.

Si México se convierte en un país no-ALC o si el ALC que surja de la renegociación no incluye el trato nacional para el comercio de gas natural, las exportaciones de gas se sujetarían al proceso burocrático más engorroso. Los permisos no-ALC no solo llevan más tiempo, sino que están sujetos a mayor riesgo político. Acaba de vivirse la experiencia de controversia política sobre la exportación de GNL, que provocó una demora de dos años para que el gobierno de Obama accediera a conceder nuevos permisos.

Los riesgos para la seguridad energética de México no se limitan a esto. Imagínese un escenario en que diversos factores —como el tiempo frío y las limitaciones al transporte o

El país no sólo entró en una situación de dependencia, sino de dependencia rígida, que resulta difícil, costoso y demorado tratar de romper.

El supuesto mayor que ha resultado irreal es el relativo a la constante y extendida buena disposición del gobierno estadounidense hacia México.

Como lo vivieron los exportadores de crudo, los permisos de exportación, que ya se derogaron, de hecho invalidaban la posibilidad de realizar ventas al exterior. Las probabilidades de que la renegociación del TLCAN concluya en su denuncia por parte de EUA parecen cada vez mayores.

En caso de que la renegociación del TLCAN fracase —que se considera la hipótesis más probable— en México parece pensarse que la opción mejor es colocar el comercio bilateral bajo las reglas generales de la OMC, con el argumento de que los aranceles de nación más favorecida de EUA son relativamente bajos. Este argumento pasa por alto los muchos tratamientos preferenciales vinculados al status de parte de un ALC, varios de los cuales atañen al intercambio comercial de productos energéticos.



almacenamiento de gas— dan lugar a un alza de precios del combustible en EUA. Con la estrategia de energía ‘EUA primero’, no sería inimaginable que alguien objetara el envío de recursos escasos a otros países.

Si se juzga por la retórica reciente, no podría suponerse que el presidente se abstendría de amenazar con cortar suministros de energía esenciales a fin de conseguir que México acceda a pagar el muro o a renegociar el TLCAN. Aunque tales riesgos parecen aún improbables, hay preocupación entre los funcionarios mexicanos.

El gas natural no es la única vulnerabilidad mexicana. El comercio de crudo también plantea riesgos. Si bien México exporta unos 600 mbd a EUA, refinerías de este país lo transforman en gasolina y diésel y lo exportan a México para su uso por los consumidores y empresas mexicanos.

México importa alrededor de la mitad de la gasolina y diésel que consume. Si se establecen nuevas barreras comerciales, como los aranceles, se elevaría el costo del suministro de crudo para los refinadores estadounidenses, se obligaría a México a vender crudo con descuento en otros mercados y se podría afectar la oferta de refinados en México — aunque el petróleo es mucho más flexible que el gas natural y sus productores y consumidores pueden ajustarse con cierta facilidad.

Mientras México espera a ver cómo funcionaría la política de energía ‘EUA primero’, sería útil estudiar la experiencia europea y prepararse para un día lluvioso.

En efecto, no es inconcebible que Trump —y su ministro de Comercio, Wilbur Rose— acudan a tácticas de chantaje y amenaza al negociar con México, en especial si sus objetivos de rectificación comercial con otros países menos vulnerables, como China o las mayores naciones europeas, no ofrecen los resultados que ellos esperan.

En circunstancias como las que aquí se describen sería aún más urgente elevar la producción nacional de gasolinas y otros derivados del petróleo. Ha empezado a rumorarse que una de las asociaciones de Pemex con empresas privadas podría permitir resucitar el proyecto de construir en Tula una nueva refinería.

Varios comentaristas mexicanos han señalado que las acciones de Trump, más que presagiar un día lluvioso, equivalen a llover sobre mojado.



### El ciclo del mercado: caída y recuperación de las cotizaciones

<i>Cotizaciones en Dls/b</i>	<i>Brent</i>	<i>WTI</i>	<i>OPEP</i>	<i>MME</i>
Máxima del actual ciclo (19 / 20 junio 2014)	115.06	107.26	110.48	102.41
Mínima del actual ciclo (20 de enero 2016)	27.88	26.55	22.48	18.90
Tras anuncio del acuerdo OPEP (29 Sep 2016)	49.24	47.83	44.34	39.69
Tras el Acuerdo de Viena (1 Dic 2016)	53.94	51.06	49.35	43.12
Máxima en 2016 (30, 28 y 29 Dic)	56.82	54.06	53.46	46.53
Cierre de diciembre de 2016 (viernes 30)	56.82	53.72	53.30	46.30
Cierre de enero de 2017	54.77	52.81	53.19	45.18
Máxima hasta ahora en 2017 (6Ene/3Feb)	57.10	53.99	54.24	46.96
Dato más reciente (15 de febrero de 2017)	55.83	52.99	52.19	45.18

FUENTE: Brent, WTI y MME Hasta diciembre de 2016: – Servicio Geológico Mexicano: <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos/695-seguimiento-precio-del-petroleo-mezcla-mexicana-mme-datos.html>;

Desde 2017: Brent y WTI: Energy Information Administration ([www.eia.gov](http://www.eia.gov)) MME: Petróleos Mexicanos

OPEP – Organization of Petroleum Exporting Countries: [http://www.opec.org/opec\\_web/en/data\\_graphs/40.h](http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.h)