



# Mercado Petrolero mundial: Un balance preliminar: El tránsito hacia 2018

*Jorge Eduardo Navarrete  
Grupo de Energía*

*29 de enero de 2018*

## Contenido

|   |    |
|---|----|
| ¡FLASH! EL BOOM DE AÑO NUEVO .....  | 2  |
| EL MERCADO: COMPORTAMIENTO EN 2017 – VISIÓN EN 2018 .....                 | 4  |
| Los altibajos de 2017 .....   | 4  |
| Una ojeada a 2018 y un poco más allá .....                                | 8  |
| La perspectiva del mercado: una visión desde Estados Unidos .....         | 12 |
| EL PULSO DEL MERCADO .....  | 16 |
| La reducción impositiva de Trump y la industria petrolera .....           | 16 |
| Cooperación ruso-iraní en energía y otros sectores .....                  | 17 |
| TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES .....                               | 18 |
| EUA establece aranceles a la importación de paneles solares .....         | 18 |
| Las corporaciones ocupan un espacio reglamentario abandonado en EUA ..... | 19 |
| Noruega: un gobierno más amigo del ambiente que del petróleo .....        | 20 |



## ¡FLASH! EL BOOM DE AÑO NUEVO

En varios momentos de las diez jornadas de mercado de la primera quincena de enero, el Brent –crudo que hace las veces de marcador global– cotizó arriba de 70 dólares por barril. Hubo que esperar hasta el lunes 15 para que la cotización de cierre quedase registrada encima de esa cifra. Se juzga probable que esta fecha marque el final del ciclo de mercado iniciado hace tres años y medio, el 19 de junio de 2014. Entonces el Brent inició, desde la cota de 115.16 dls/b, una larga declinación que lo llevó a un mínimo de 27.88 dls/b el 20 de enero de 2016. Vino después la accidentada cadena de altibajos que ha mantenido en vilo al mercado por un lapso más prolongado que el que hubiesen deseado todos los operadores y analistas, excepto los especuladores –quizá los que más obtuvieron de una situación incierta y revuelta, provocada en gran medida por ellos mismos.

Detrás de la notable alza de año nuevo de las cotizaciones del crudo se encuentran numerosos factores. Es desafortunado que uno de ellos, cuyo aporte parece haber sido importante para la magnitud y oportunidad del aumento, haya sido la fiebre especulativa. “En el momento en que los precios alcanzan niveles no vistos desde el comienzo del desplome de finales de 2014, un mayor número de actores del mercado advierte que los ‘fondos de compensación’ (‘hedge funds’) y las ‘mesas de dinero’, desde Mayfair hasta Connecticut, duplican sus apuestas a favor alza del crudo a pesar del riesgo de que este exceso provoque una precipitada toma de utilidades.” (David Sheppard, “Oil betting funds are having their cake and eating it”, Financial Times, 16 de enero.) Este tipo de especulación es viable y redituable porque los fundamentales del mercado apuntan ahora hacia el equilibrio.

Del lado de la demanda, se espera en 2018 el impulso derivado de la generalizada reactivación económica del momento, que por el momento todos celebran y cuyas fragilidades todos advierten pero, al menos por el momento, pasan por alto. Así, la Agencia Internacional de Energía (AIE) reitera que en el año la demanda mundial de crudo, con alza de 1.3 millones de barriles diarios, alcanzará un promedio de 99.1 Mbd, a corta distancia del mítico nivel de cien mil millones que, de no ser por sus consecuencias sobre el cambio climático, ofrecería un motivo más de regocijo. Esta alza se concentrará casi por completo en las economías emergentes y en desarrollo.

Del lado de la oferta, la mejoría de las cotizaciones provocará aumentos considerables en la producción fuera de la OPEP, en especial en Estados Unidos, Canadá y Brasil. Las continuadas declinaciones en Venezuela, casi catastrófica, y en México, incapaz de superar su prolongada contracción, además de las caídas imprevistas, facilitarán el equilibrio del mercado. La AIE estima para 2018 una oferta total entre 99 y 99.5 Mbd, un tercio de la misma proveniente de la OPEP.

La estadística de producción mexicana de crudo ofrecida por Pemex llega hasta diciembre. Éste fue el sexto mes consecutivo con registro inferior a 2 Mbd, lo que supone una pérdida de más de 250 mil barriles diarios respecto de los volúmenes promedio de 2012 a 2014. Si esta reducción involuntaria contase como contribución al esfuerzo de control de oferta de los productores podría argüirse que México es quizá el exportador de crudo que más ha contribuido al equilibrio del mercado. La cifra de Pemex en diciembre (1,873 mbd) coincide con la de producción nacional de la CNH. Hasta ese mes, la producción de crudo que no provenga de Pemex sigue siendo cero. La CNH celebra, sin embargo, que “se esperan



inversiones por más de 60 mil millones de dólares en contratos petroleros... para los próximos 25 años”. No ofrece cifras de la producción adicional esperada ni de las fechas en que se prevé. En 2018 la declinación continuará.

En 2018-19 Estados Unidos se convertirá en el mayor productor mundial de crudo tras la vía libre, los estímulos fiscales y el desarme regulatorio que Trump ha ofrecido a la industria petrolera. La Agencia de Información de Energía (AIE) prevé que llegue en 2018 a una media anual de 10.3 Mbd –“que marcará el más alto promedio anual en la historia”– y alcance los 11 Mbd en noviembre de 2019, con lo que dejará atrás tanto a Arabia Saudita como a la Federación Rusa. El grueso del aumento provendrá del petróleo no convencional, que parece reaccionar en forma instantánea a las alzas de precios, y de otros estímulos, como la eliminación de restricciones ambientales.

Un tan rápido aumento de la oferta de shale oil estadounidense puede ser el mayor factor específico que demore o incluso impida el equilibrio del mercado y, de materializarse, provoque caídas de las cotizaciones. Para prevenirlas, Arabia Saudita, en nombre de la OPEP y otros productores, formuló el lunes 22 un anuncio importante que mantuvo elevados los precios. El ministro saudita de energía informó que se discute la extensión del acuerdo vigente de restricción de oferta: “Hay disposición para llevar la cooperación más allá de 2018. El mecanismo que se aplicaría aún no se define, pero es claro el consenso de continuar [controlando el volumen de oferta].” (FT, 22Ene18.)

En la actual coyuntura, la pregunta es si será factible estabilizar los precios en la banda de 65 a 75 dls/b, sin provocar aumentos de oferta, sobre todo de shale oil de EUA, que no puedan ser contrarrestados por disminuciones de la OPEP y otros exportadores.



## EL MERCADO: COMPORTAMIENTO EN 2017 – VISIÓN EN 2018

### Los altibajos de 2017

El año recién concluido resultó notablemente incierto para quienes deseaban apreciar la evolución previsible del mercado petrolero mundial y esperaban hallar indicios ciertos de que se retornaría al equilibrio tras no menos de treinta y seis meses de fluctuaciones marcadas dentro de una tendencia que no lograba –como no lo ha conseguido hasta la fecha– remontar la espectacular caída de los precios iniciada a mediados de 2014.

No fue sino hasta finales del año cuando pareció despejarse la perspectiva del crecimiento de la economía mundial, con el despunte de una reactivación casi por completo generalizada y con menores ‘vientos en contra’ que en ningún otro momento del largo decenio de la Gran Recesión y sus secuelas. Siendo el crecimiento económico, como lo recuerda la Agencia de Información sobre Energía de Estados Unidos, uno de los determinantes mayores del aumento de la demanda de energía, la perspectiva de que la economía de las naciones emergentes y en desarrollo (medida con paridades de poder adquisitivo) crezca a tasas cercanas al 4% en los próximos quince años, “significaría un crecimiento acelerado del futuro consumo de energía en este importante segmento de países”. “Como la tasa que se prevé para la OCDE es mucho menor, del orden de 1.7%”, el impulso al consumo global de energía provendría sobre todo de los primeros”<sup>1</sup>.

Además del mejoramiento de la perspectiva de crecimiento global, otro elemento determinante del cambio de rumbo del mercado petrolero –que en este caso se mantuvo presente, con algunos altibajos, a lo largo de 2017– fue el alto grado de cumplimiento del compromiso de restricción de la oferta por parte de la OPEP y otros productores, Rusia principalmente. Las cifras trimestrales de producción de crudo de la OPEP, que no incluyen los 700 mbd de líquidos del gas natural, muestran sin embargo un leve ascenso que debe atribuirse al esfuerzo de extracción de los países exentos de reducción, por las circunstancias excepcionales que enfrentan, como Libia y Nigeria. El alza fue compensada por las enormes reducciones involuntarias sufridas por Venezuela, que se agudizaron hacia el final del año.

El cuadro siguiente resume el comportamiento trimestral del mercado:

<sup>1</sup> U S Energy Information Administration, “International Energy Outlook 2017”, 14 de septiembre de 2017 ([www.eia.gov/outlook/ieo](http://www.eia.gov/outlook/ieo))



**Cuadro 1 / Algunos indicadores de la evolución del mercado en 2017**

| Concepto                           | 1er Trm | 2º Trm | 3er Trm | 4º Trm |
|------------------------------------|---------|--------|---------|--------|
| Cotización de cierre (Dls/b) 58.82 | 52.20   | 47.12  | 55.67   | 66.57  |
| Diferencia / cierre anterior (Dls) | - 6.62  | - 5.08 | 8.55    | 10.90  |
| Diferencia / cierre anterior (%)   | - 11.3  | - 9.7  | 18.1    | 19.6   |
| Demanda mundial (Mbd)              | 96.6    | 97.8   | 98.0    | 98.2   |
| OCDE                               | 46.9    | 47.0   | 47.4    | 47.6   |
| Emergentes y en desarrollo         | 49.6    | 50.8   | 50.6    | 50.6   |
| Oferta mundial                     | 96.6    | 96.9   | 97.9    | 97.7   |
| OPEP*                              | 38.9    | 39.2   | 39.6    | 39.3   |
| No-OPEP                            | 57.7    | 57.7   | 58.2    | 58.4   |

\* Incluye líquidos del gas natural (GNL).

FUENTE: Agencia Internacional de Energía y Organización de Países Exportadores de Petróleo.

Se advierte un comportamiento claramente diferenciado entre la primera y la segunda mitades del año. La caída de las cotizaciones (que aquí se ejemplifica con la que corresponde al crudo marcador global: el Brent), sobre todo en el primer trimestre, reflejó que el mercado había ya descontado la mayor parte del efecto de la entrada en vigor de las medidas de restricción de oferta iniciada el 1 de enero. La continuada debilidad en abril-junio, además de la lentitud del ajuste de los montos de producción, refleja la incertidumbre sobre la efectividad real de los controles voluntarios de oferta en un club famoso por no prestarles demasiada atención, así como la relativa flojedad de la demanda derivada de la incertidumbre sobre la perspectiva de crecimiento.

En la segunda mitad del año, en cambio, la fuerte afirmación y alza de las cotizaciones refleja, en primer término, la convicción generalizada de que la OPEP y otros productores no solo están cumpliendo sino yendo más allá en sus compromisos de restricción de oferta. Esto resulta especialmente cierto en el cuarto trimestre, con la catastrófica caída de la extracción y las exportaciones venezolanas. Otros factores contribuyentes fueron el mejoramiento de la perspectiva global de crecimiento, que en realidad no alcanza el grado necesario de certidumbre sino hasta finales de año, como ya se señaló; además, la expansión de la producción de petróleo shale en Estados Unidos solo se afirma también ya bien avanzado el año, tras una serie de altibajos y de rumores sobre su sostenibilidad financiera.

El 21 de enero se reunió en Muscat, Oman, el Comité Ministerial Conjunto de Vigilancia (JMMC), encargado de supervisar el cumplimiento de los Acuerdos de Viena, copresidido



por los ministros de energía de Arabia Saudita y Rusia. En esta, su séptima reunión el JMMC constató que, a lo largo de 2017, se había sobrecumplido el compromiso de restricción de oferta (1.8 Mbd). El Comité pudo comprobar un grado progresivo de cumplimiento, desde 87% en enero de 2017 hasta 129% en diciembre. El grado de cumplimiento promedio para el año en su conjunto se estima en 107 por ciento. Como antes se señaló, el cumplimiento de las acciones de restricción de oferta de 24 productores (14 de la OPEP y 10 ajenos a ella) ha sido uno de los factores de impulso a las cotizaciones a lo largo del año. “El JMMC advirtió con satisfacción que el mercado ha respondido positivamente a las acciones concertadas de los países participantes, en beneficio tanto de los productores como de los consumidores y del conjunto de la economía mundial. Los datos recientes indican que la demanda continuará en trayectoria positiva en 2018, apuntalada por el comportamiento expansivo de la economía mundial”<sup>2</sup>.

**Cuadro 2 / Evolución de las cotizaciones en 2017**

| <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      |
| Cierre de 2016 (30 de diciembre)              | 56.82        | 53.72      | 53.30       | 46.30      |
| Cierre de 2017 (29 de diciembre)              | 66.87        | 60.42      | 64.47       | 56.19      |
| Máxima en 2017 (26, 29, 26 y 29 de diciembre) | 67.02        | 60.42      | 66.07       | 56.19      |
| Mínima en 2017 (20, 22, 23 y 21 de junio)     | 43.98        | 42.53      | 43.02       | 39.20      |
| Máxima hasta ahora en 2018 (15 y 11 de enero) | 70.26        | 64.73      | 67.78       | 59.22      |
| Mínima hasta ahora en 2018 (2 de enero)       | 66.57        | 60.37      | 64.84       | 56.72      |
| Más reciente (23 de enero de 2018)            | 69.96        | 64.47      | 67.32       | 59.09      |

FUENTES:

Brent, WTI y MME – Hasta diciembre de 2016: Servicio Geológico Mexicano: [www.sgm.gob.mx](http://www.sgm.gob.mx)

Brent y WTI – Hasta febrero de 2017: U S Energy Information Administration ([www.eia.gov](http://www.eia.gov))

MME – Hasta febrero de 2017: Petróleos Mexicanos. Datos posteriores: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Brent, WTI y MME – Desde marzo de 2017: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Mezcla OPEP: Organization of Petroleum Exporting Countries: <http://www.opec.org/opec>

Medido por la cotización del Brent, utilizado como marcador global, en los tres años y medio transcurridos desde el desplome de las cotizaciones en el mercado de mediados

<sup>2</sup> OPEC, “Participating countries conclude successful year with record-breaking conformity level”, press release 2/2018, 21 de enero de 2018 ([www.opec.org/opec\\_web/en/press\\_room/4792.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/4792.htm)).



de 2014, el crudo cierra 2017 con un precio equivalente a bastante menos de dos tercios (58.1%) del nivel máximo previo al derrumbe. De hecho, este grado de recuperación es similar al de los otros crudos marcadores que aparecen en el cuadro 2: WTI, algo más de la mitad (56.3%) y canasta de la OPEP, 58.3%, también distante de los dos tercios. Así como en la economía mundial se estima que un crecimiento ‘por debajo de la curva’, respecto de los años previos a la Gran Recesión, constituye la ‘nueva normalidad’, en el mercado petrolero habrá que pensar en una ‘nueva normalidad’ con precios equivalentes a alrededor de dos tercios de los máximos alcanzados antes del colapso. En este sentido, como ya se ha dicho algunos analistas hablan ahora de una banda entre 65 y 75 dólares por barril en la que se espera que los precios se muevan en el resto del año que se inicia.

El terreno recorrido a partir del derrumbe de los precios también puede apreciarse por el grado de recuperación de las cotizaciones conseguido a partir de los niveles mínimos registrados a principios de 2016, hace poco menos de dos años. Al cierre de 2017, en el caso del Brent, tal recuperación ha sido de una vez y un tercio (139.8%); la cifra correspondiente al WTI se eleva un poco menos, a 127.6%, y para la canasta de la OPEP el grado de recuperación ha sido de casi dos veces: 186.8 por ciento. Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que en los tres casos la mayor parte de la recuperación se consiguió en 2016. En 2017 el alza fue mucho más pausada.

Otros hechos destacados de la evolución del mercado hacia el final de 2017 se destacan en el Informe Petrolero Mundial de la AIE correspondiente a diciembre:

La lista de factores que explican, como antes se dijo, el boom de año nuevo incluye, desde luego, la caída de la producción en Venezuela, donde la producción “ha declinado por largo tiempo y está ahora a un nivel que más o menos equivale a la mitad del recibido por el presidente Chávez en 1999”. La caída de diciembre de 2016 a diciembre de 2017 es del orden de 490 mbd y el monto ahora extraído es de 1.61 Mbd. “Es razonable suponer que la declinación continuará, si bien es difícil precisar su magnitud o velocidad”<sup>3</sup>.

¿Podría escribirse un párrafo similar referido a México? Desde un máximo histórico cercano a los 4 millones de barriles diarios en 2004 (3.825 Mbd, incluye condensados y líquidos del gas), la producción había declinado a menos de 3 millones (2.937 Mbd) en 2012 al inicio del gobierno del presidente Peña. La caída de diciembre de 2015 a diciembre de 2016 fue de 248 mbd y en el año siguiente de otros 221 mbd, para un total de 469 mbd en dos años y el monto extraído el último año fue de 1.9 Mbd de petróleo crudo. Equivale a la mitad (49.9%) de la extracción de 2004: la reducción en los trece

3 IEA, *Oil Market Report, Highlights*, 19 de enero de 2018 ([www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic](http://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic))



años ha sido de algo más de un millón de barriles diarios (1.037 Mbd)<sup>4</sup>.

La AIE destaca también que el mercado marcha hacia el equilibrio: en tres trimestres consecutivos, del segundo al cuarto de 2017, las existencias comerciales de crudo de la OCDE han disminuido en 630 mbd en promedio. En el pasado, las reducciones significativas de inventarios han coincidido con alzas también considerables de los precios. Ello ocurre en la actual coyuntura.

### Una ojeada a 2018 y un poco más allá

Con la recuperación de los precios, cuyo alcance ya se discutió, todo mundo espera que la oferta se vea estimulada en el presente año:

- La AIE, por ejemplo, espera que el aumento de los suministros globales en el año se concentre fuera de la OPEP –constreñida por su acuerdo de restricción de oferta – y alcance a un aumento del orden de 1.3 Mbd, “cifra conservadora que reconoce la actual percepción de una saludable actividad económica global, pero también tiene en cuenta el hecho de que los precios de los crudos marcadores se han elevado en 55% desde junio, lo que no ha dejado de ejercer un efecto desalentador sobre la demanda”<sup>5</sup>
- Por su parte, la OPEP espera un crecimiento aún mayor de la oferta en 2018, de hasta 1.53 Mbd, de los que 1.24 Mbd corresponderían a los productores no-OPEP. Así, de manera implícita pronostica un aumento de 290 mbd en la oferta propia, que no se concilia con el propósito de aplicar a lo largo del año el esquema de limitación de la producción.

Del lado de la demanda el panorama se advierte un poco más incierto, si bien se coincide en admitir que la recuperación económica generalizada, si se mantiene y generaliza, supondrá un estímulo importante a la demanda global en 2018, sobre todo en las economías emergentes y en desarrollo cuyo avance en la necesaria desvinculación entre el crecimiento económico y el aumento del uso de combustibles fósiles ha sido menor que en buen número de las avanzadas.

La OPEP espera que en 2018 la demanda mundial de crudo registre un alza promedio de 1.53 Mbd, cuatro quintas partes de ella (1.24 Mbd) en los países fuera de la OCDE,

4 La información estadística proviene de los anuarios estadísticos de Petróleos Mexicanos y de los “Indicadores petroleros” de diciembre de 2017 disponibles en el portal de internet de la empresa: [www.pemex.com](http://www.pemex.com)

5 IEA, *Oil Market Report*, *loc cit.*



**CUADRO 1 – PRECIOS DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: DICIEMBRE DE 2016 Y 2017 (Dis por barril y alzas (+) o bajas (-) diarias en Dis)**

|           | Brent |       |       | WTI   |       |       | Canasta OPEP |       |       | Mezcla mexicana exportación |       |       |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|-------|-------|-----------------------------|-------|-------|
|           | 2016  | + o - | 2017  | 2016  | + o - | 2017  | 2016         | + o - | 2017  | 2016                        | + o - | 2017  |
| DICIEMBRE | 53.94 | 3.47  | 63.73 | 53.94 | 3.47  | 58.36 | 49.28        | 4.48  | 61.71 | 43.12                       | 2.18  | 54.40 |
| 1         | 54.46 | 0.48  | 62.45 | 54.46 | 0.48  | 57.47 | 50.42        | 1.14  | 61.45 | 43.68                       | 0.56  | 53.42 |
| 2 / 4     | 54.94 | 0.48  | 62.86 | 51.79 | 0.11  | 57.62 | 51.25        | 0.83  | 60.87 | 44.57                       | 0.89  | 53.24 |
| 3 / 5     | 53.93 | -0.99 | 61.22 | 50.93 | -0.86 | 55.96 | 50.98        | -0.27 | 60.73 | 44.08                       | -0.49 | 51.84 |
| 6         | 53.00 | -0.93 | 62.20 | 49.77 | -1.16 | 56.69 | 50.22        | -0.78 | 60.12 | 43.32                       | -0.76 | 54.13 |
| 7         | 53.89 | 0.89  | 63.40 | 50.84 | 1.07  | 57.36 | 50.04        | -0.18 | 61.03 | 43.81                       | 0.49  | 54.19 |
| 8         | 54.33 | 0.44  | 64.69 | 51.50 | 0.66  | 57.99 | 50.95        | 0.91  | 61.94 | 44.28                       | 0.47  | 54.25 |
| 9 / 11    | 55.59 | 1.26  | 63.34 | 52.83 | 1.33  | 57.14 | 53.24        | 2.29  | 62.75 | 45.82                       | 1.54  | 53.69 |
| 10 / 12   | 55.72 | 0.13  | 62.44 | 52.98 | 0.15  | 56.60 | 52.39        | -0.85 | 61.50 | 45.70                       | -0.12 | 52.74 |
| 13        | 53.90 | -1.82 | 63.31 | 51.04 | -1.94 | 57.04 | 51.83        | -0.56 | 60.87 | 44.80                       | -0.90 | 53.07 |
| 14        | 54.02 | 0.12  | 62.23 | 50.90 | -0.14 | 57.30 | 50.96        | -0.87 | 61.48 | 44.00                       | -0.80 | 53.17 |
| 15        | 55.21 | 1.19  | 63.41 | 51.90 | 1.00  | 57.16 | 51.29        | 0.33  | 61.64 | 45.08                       | 1.08  | 53.38 |
| 16 / 18   | 54.92 | -0.29 | 63.80 | 52.12 | 0.22  | 57.46 | 52.18        | 0.89  | 61.72 | 44.94                       | -0.14 | 53.57 |
| 17 / 19   | 55.35 | 0.43  | 64.56 | 52.23 | 0.11  | 58.09 | 51.99        | -0.19 | 62.16 | 45.10                       | 0.16  | 54.43 |
| 20        | 54.46 | -0.90 | 64.90 | 52.49 | 0.26  | 58.36 | 52.25        | 0.26  | 62.66 | 44.70                       | -0.40 | 54.71 |
| 21        | 55.05 | 0.59  | 65.25 | 52.95 | 0.46  | 58.47 | 51.73        | -0.52 | 62.66 | 44.92                       | 0.22  | 54.60 |
| 22        | 55.16 | 0.11  | --    | 53.02 | 0.07  | --    | 51.74        | 0.01  | --    | 44.69                       | -0.23 | --    |
| 23 / 25   | --    | --    | 67.02 | --    | --    | 59.97 | --           | --    | 66.07 | --                          | --    | --    |
| 24 / 26   | 56.09 | 0.93  | 66.44 | 53.90 | 0.88  | 58.64 | 52.25        | 0.51  | 64.24 | --                          | --    | 55.74 |
| 27        | 56.22 | 0.13  | 66.72 | 54.06 | 0.16  | 59.84 | 53.39        | 1.14  | 64.17 | 46.53                       | 1.84  | 55.63 |
| 28        | 56.14 | -0.08 | 66.87 | 53.77 | -0.29 | 60.42 | 53.46        | 0.07  | 64.47 | 46.38                       | -0.15 | 56.19 |
| 29        | 56.82 | 0.68  | --    | 53.72 | -0.05 | --    | 53.30        | -0.18 | --    | 46.30                       | -0.08 | --    |
| 30 / 1    | --    | --    | 66.57 | --    | --    | 60.37 | --           | --    | 64.84 | --                          | --    | 56.72 |
| 31 / 2    | 52.34 | 6.19  | 64.16 | 52.44 | 7.00  | 58.01 | 51.67        | 8.45  | 62.34 | 42.66                       | 4.90  | 54.16 |
| Media     | 52.34 | 6.19  | 64.16 | 52.44 | 7.00  | 58.01 | 51.67        | 8.45  | 62.34 | 42.66                       | 4.90  | 54.16 |

9 FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos (<https://portal.cnh.gob.mx/estadisticas.php>) y "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: ENERO DE 2017 Y 2018 (Dis por barril y alzas (+) o bajas (-) diarias en Dis)**

|              | Brent        |             |              | WTI          |             |              | Canasta OPEP |             |              | Mezcla mexicana exportación |              |              |
|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|-------------|--------------|-----------------------------|--------------|--------------|
|              | 2017         | + o -       | 2018         | 2017         | + o -       | 2018         | 2017         | + o -       | 2018         | 2017                        | + o -        | 2018         |
| ENERO        |              |             |              |              |             |              |              |             |              |                             |              |              |
| 2            | --           | --          | 66.57        | --           | -0.30       | 60.37        | --           | --          | 64.84        | 0.37                        | --           | 56.72        |
| 3            | 55.47        | -1.35       | 67.84        | 52.33        | -1.39       | 61.63        | 53.13        | -0.17       | 65.13        | 0.29                        | 45.75        | 57.67        |
| 4            | 56.46        | 0.99        | 68.07        | 53.26        | 0.93        | 62.01        | 52.71        | -0.42       | 66.13        | 0                           | 46.16        | 57.88        |
| 5            | 56.89        | 0.43        | 67.62        | 53.76        | 0.50        | 61.44        | 53.02        | 0.31        | 65.86        | 0.73                        | 46.69        | 57.31        |
| 6 / 8        | 57.10        | 0.21        | 67.78        | 53.99        | 0.23        | 61.73        | 53.50        | 0.48        | 65.85        | -0.01                       | 46.96        | 57.50        |
| 7 / 9        | 54.94        | -2.16       | 68.82        | 51.96        | -2.03       | 62.96        | 52.85        | 0.35        | 66.39        | 0.54                        | 45.20        | 58.19        |
| 10           | 53.64        | -1.30       | 69.20        | 50.82        | -1.14       | 63.57        | 51.46        | -1.39       | 67.24        | 0.85                        | 44.05        | 58.68        |
| 11           | 55.04        | 1.40        | 69.26        | 52.25        | 1.43        | 63.80        | 50.98        | -0.48       | 67.38        | 0.14                        | 44.94        | 59.22        |
| 12           | 56.01        | 0.97        | 69.87        | 53.02        | 0.77        | 64.30        | 52.30        | 1.32        | 67.17        | -0.21                       | 45.99        | 59.21        |
| 13 / 15      | 55.45        | -0.56       | 70.26        | 52.37        | 0.25        | 64.73        | 52.64        | 0.34        | 67.78        | 0.61                        | 45.70        | --           |
| 14 / 16      | 53.15        | -2.30       | 69.15        | 52.52        | 0.15        | 63.73        | 52.17        | -0.47       | 67.54        | -0.24                       | 45.70        | 58.60        |
| 17           | 54.30        | 1.15        | 69.38        | 52.48        | 0.11        | 63.97        | 52.60        | 0.43        | 67.07        | -0.47                       | 45.88        | 58.69        |
| 18           | 54.68        | 0.38        | 69.31        | 51.08        | -1.40       | 63.95        | 52.22        | -0.38       | 67.20        | 0.13                        | 44.77        | 59.03        |
| 19           | 53.77        | -0.91       | 68.61        | 51.37        | 0.29        | 63.37        | 51.45        | -0.77       | 66.48        | -0.72                       | 44.33        | 58.39        |
| 20 / 22      | 53.18        | -0.59       | 69.03        | 52.42        | 1.05        | 63.49        | 51.80        | 0.35        | 66.89        | 0.41                        | 45.56        | 58.47        |
| 21 / 23      | 55.04        | 1.86        | 69.96        | 52.75        | 0.33        | 64.47        | 52.10        | 0.30        | 67.32        | 0.43                        | 45.36        | 59.09        |
| 23           | 49.96        | 0.86        | 52.31        | 48.10        | 1.05        | 48.45        | 45.34        | -0.70       | 49.49        | -0.01                       | 41.27        | 45.64        |
| 24           | 49.05        | -0.95       | 51.43        | 46.77        | -1.33       | 47.24        | 45.25        | -0.09       | 49.76        | 0.27                        | 40.46        | 45.50        |
| 25           | 49.67        | 0.62        | 51.87        | 47.33        | 0.56        | 47.65        | 45.28        | 0.03        | 49.93        | 0.17                        | 40.90        | 45.75        |
| 26 / 28      | 49.92        | 0.25        | 51.87        | 47.64        | 0.31        | 46.40        | 45.75        | 0.47        | 49.86        | -0.07                       | 41.45        | 45.75        |
| 27 / 29      | 49.26        | 0.01        | 52.43        | 46.98        | -0.66       | 46.41        | 45.44        | -0.31       | 49.51        | -0.35                       | --           | 45.05        |
| 30           | 48.37        | -0.89       | 52.58        | 46.35        | -0.63       | 45.91        | 45.25        | -0.19       | 49.41        | -0.10                       | 40.35        | 44.86        |
| 31           | 47.04        | -1.33       | 53.48        | 44.70        | -1.65       | 47.21        | 43.91        | -1.34       | 49.36        | -0.05                       | 38.96        | 45.62        |
| <b>Media</b> | <b>47.16</b> | <b>1.01</b> | <b>51.79</b> | <b>44.84</b> | <b>0.46</b> | <b>48.03</b> | <b>43.10</b> | <b>0.77</b> | <b>49.60</b> | <b>2.55</b>                 | <b>35.24</b> | <b>45.54</b> |

FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos (<https://portal.cnh.gob.mx/estadisticas.php>) y "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))



es decir en las economías emergentes y en desarrollo.<sup>6</sup> En cambio, desde el punto de vista de la AIE el aumento esperado de la demanda global en el presente año será más moderado: solo 1.3 Mdb en promedio, “debido al impacto de los niveles de precios más altos, el cambio en los patrones de consumo de petróleo en China, el debilitamiento de la demanda en algunas economías avanzadas y una más rápida sustitución de petróleo por gas natural en buen número de países en desarrollo”<sup>7</sup>.

Adviértase la coincidencia o cercanía de las estimaciones de incremento de demanda y oferta en 2018. Este elemento avala la perspectiva de que el mercado vuelva a encontrar el equilibrio en 2018.

---

6 OPEC, *Monthly Oil Market Report*, *loc cit.*

7 IEA, *Oil Market Report*, *loc cit.*



## La perspectiva del mercado: una visión desde Estados Unidos

### ***El boom petrolero otorga ventaja a EUA en energía y diplomacia***

*Clifford Krauss\**

El importante aumento de precios registrado en los últimos meses ha conducido a un resurgimiento de la producción petrolera estadounidense, que coloca al país a desafiar el dominio de Arabia Saudita y contrarrestar en alguna medida las presiones sobre los precios al consumidor de la gasolina.

Tal resurgimiento aparece a pesar de los esfuerzos de Arabia Saudita y sus aliados de aminorar el auge de la producción de petróleo no convencional en Estados Unidos. Esta estrategia saudita no logró tal objetivo sino que concluyó fortaleciendo a la industria petrolera estadounidense.

Sobrevivir a tres años de precios a la baja demostró la resiliencia del auge del *shale oil*. Las compañías petroleras y las entidades financieras que las respaldan se las arreglaron para gestionar el desorden del mercado –y las acciones del cartel petrolero– modificando las tecnologías de exploración y extracción.

Después de un costoso proceso de ajuste de la industria, que incluyó docenas de quiebras y una reducción significativa del número de empleos, surge de nuevo una industria de perforación *shale*, anclada en compañías mejor financiadas.

Con el precio del crudo West Texas Intermediate por arriba de 65 dólares por barril, cota que no se alcanzaba en cerca de tres años, Estados Unidos se torna en un productor dominante. Se sitúa en posibilidad de superar a sus competidores en el abasto de mercados globales, en especial China e India, al tiempo de abatir sus propias importaciones desde el Medio Oriente y Noráfrica.

Se espera que en el presente año Estados Unidos supere a Arabia Saudita y rivalice con Rusia como el mayor productor mundial, con una extracción récord de más de 10 millones de barriles diarios, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía.

‘Se trata de un giro de 180 grados para Estados Unidos y sus consecuencias alcanzan al conjunto del mercado mundial’, considera Daniel Yergin, historiador económico y autor de *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money and Power*. ‘Esto contribuye no solo a la seguridad energética de Estados Unidos, sino también a la seguridad energética global, al aportar nuevos suministros al mercado global’.

Al mismo tiempo, Estados Unidos se ha convertido en un gran exportador de gas natural, otra manifestación de la revolución *shale*, contrarrestando el dominio energético de Rusia sobre el oriente de Europa.

Esta perspectiva mejorada para la industria petrolera estadounidense coincide con el intento del gobierno de Trump de estimular la perforación en áreas marinas y desmantelar la reglamentación sobre la producción de combustibles fósiles. Del mismo modo que el surgimiento de la producción de petróleo y gas en campos no convencionales durante el gobierno de

\*Aparecido en The New York Times el 28 de enero de 2018 ([www.nytimes.com](http://www.nytimes.com)).



Obama tuvo poco que ver con las acciones gubernamentales, el crecimiento de la producción en los meses recientes es resultado de la respuesta de empresas privadas a la evolución de los mercados globales.

Los yacimientos *shale* pueden ser puestos en operación en forma comparativamente rápida y a costos modestos en relación con los proyectos gigantescos, sean costa afuera o en tierra, que solían ser favorecidos por las grandes empresas petroleras. Esto facilita la gestión al alza o a la baja de las inversiones y de los volúmenes de producción en función de las fluctuaciones del mercado. Grandes corporaciones, como ExxonMobil y Chevron, canalizan cada vez mayores gastos de capital a los campos *shale*, particularmente en el occidente de Texas y en Nuevo México.

Los resultados van más allá del ámbito económico, lo que pone a disposición de Washington herramientas estratégicas en las que no solía pensarse. Estados Unidos y sus aliados disponen ahora de un margen de suministro en momentos en que las tensiones en Venezuela, Libia y Nigeria amenazan con interrumpir el abasto a los mercados.

Hace unos cuantos años, amenazas de esta naturaleza –junto con el reciente cierre de un sistema de ductos en el Mar del Norte o las tormentas en el Golfo de México– habrían disparado al alza los precios internos de la gasolina. En cambio, ahora la reacción ha sido moderada y el precio en las gasolineras estadounidenses se mantiene por debajo de 2.60 dólares por galón en la mayor parte del país.

Esta nueva capacidad estratégica también reduce la presión para que se responda con acciones militares si, por ejemplo, las tensiones entre Irán y Arabia Saudita conducen a un enfrentamiento bélico. Permite también que Washington disponga de margen para aplicar sanciones a otros productores –como lo ha hecho en el caso de Rusia y podría hacerse en los de Irán o Venezuela– con menos riesgo para la economía internacional.

Adviértase el marcado contraste con la situación de los años setenta, cuando el boicot árabe provocó líneas enormes de automovilistas alrededor de las estaciones de servicio y la economía entró en recesión. Incluso en periodos más recientes, durante la presidencia de George W Bush, la producción nacional estadounidense se hallaba en declinación y el país parecía orientado a utilizar masivamente combustibles de remplazo, como los biocombustibles y el etanol.

Buen número de ambientalistas arguye que la mayor disponibilidad de abasto de petróleo y gas y la reducción de los precios a los consumidores derivadas de la producción *shale*, ha extendido la vida de los combustibles fósiles, con daño al ambiente y retraso del desarrollo de energías limpias.

La revolución shale ha transformado el mercado global de energía. Las importaciones de EUA provenientes de la Organización de Países Exportadores de Petróleo se abatieron en 20 por ciento entre finales de 2016 y finales de 2017. Al mismo tiempo, las exportaciones se elevaron a varios millares de barriles al día.

Casi ningún elemento de la situación actual resultaba predecible a finales de 2014, cuando el aumento de la producción estadounidense empezó a influir en los precios internacionales.

En respuesta, Arabia Saudita condujo a la OPEP hacia una nueva estrategia. En lugar de frenar la extracción para apoyar los precios, como tantas veces lo había hecho en el pasado, se decidió no interferir con el mercado y se permitió un aumento generalizado de los volúmenes producidos.



Los precios cayeron por debajo de los 40 dólares por barril y los sauditas y sus aliados alentaron la esperanza de expulsar del mercado a los productores *shale* de Estados Unidos eliminando la redituabilidad de su operación. La exploración y producción en Estados Unidos se desplomó rápidamente, pero el apretón de precios hizo más innovadoras las tecnologías de perforación y extracción, a través de procesos automatizados para maximizar la producción y reducir los costos.

Al tiempo que docenas de empresas se vieron forzadas a suspender operaciones, las que sobrevivieron perfeccionaron la perforación horizontal para que se extrajeran mayores volúmenes y se utilizaron estrategias más efectivas de perforación y de cobertura financiera para recuperar utilidades incluso con bajos niveles de precios.

Esta respuesta sorprendió a la comunidad petrolera global. La OPEP, Rusia y otros productores aliados modificaron su estrategia y volvieron a controlar los montos de oferta desde principios de 2016.

‘La OPEP se equivocó’, declaró René Ortiz, antiguo secretario general de la OPEP y ministro de energía de Ecuador. ‘Consideró que podría recobrar mercado en Estados Unidos provocando la baja de los precios. Ahora, este país ha recuperado el liderazgo del mercado petrolero mundial, con independencia de las acciones de la OPEP.’

‘Nadie previó’, concluye el señor Ortiz, ‘este desplazamiento del petróleo saudita, nigeriano, libio y venezolano.’

A mediados de enero, los ministros de la OPEP se reunieron en Omán para discutir una posible extensión a 2019 de las reducciones a la producción para sostener los precios. Su mayor obstáculo es Estados Unidos.

Los avances tecnológicos que permiten extraer petróleo de rocas *shale* han conducido a una fiebre de perforación que permitió duplicar el volumen de producción en un decenio, convirtiendo a sitios tan improbables como Dakota del Norte y Nuevo México en centros petroleros de clase mundial. Se construyeron ductos a través de Texas para llegar a puertos donde el petróleo se carga en buque-tanques destinados a China, India y otros mercados.

El año pasado la producción estadounidense de petróleo promedió 9.3 millones de barriles diarios y el Departamento de Energía prevé que la cifra se elevará a 10.3 millones de barriles al día en este año, superando el récord establecido en 1970. En 2015 se levantó una prohibición de exportaciones, que se había mantenido por unos cuarenta años, y las exportaciones estadounidenses de petróleo llegaron a alrededor de 2 millones de barriles diarios –más que buen número de los miembros de la OPEP.

El Departamento espera un incremento adicional de la producción de Estados Unidos del orden de 500,000 barriles diarios en 2019.

La preocupación por el cambio climático, así como la creciente popularidad de los automóviles eléctricos y el eventual agotamiento de los mejores campos shale, probablemente acotarán tanto la producción como la demanda en las próximas décadas. En el corto plazo, sin embargo, el boom ha modificado el paisaje.

El Departamento de Energía prevé que el alza reciente mantendrá el precio del crudo Brent, el marcador global, en Dls 60 por barril en 2018 y en Dls 61 en 2019 –un incremento modesto sobre el promedio de Dls 54 del año último. (El precio del Brent superó los Dls 70 por barril en



enero, pero casi nadie estima probable un retorno al petróleo de más de cien dólares.)

El orden que parece surgir en el mundo de la energía es un equilibrio de poder estable. Arabia Saudita, que para todo propósito práctico gobierna a la OPEP, ha establecido un límite inferior al precio del barril –quizá del orden de Dls 50 por barril– con los límites a la producción y a las exportaciones en años recientes. Ahora, Estados Unidos, por el vigor de su potencial de producción, su supremacía tecnológica y una infraestructura insuperable de ductos de transporte y almacenamiento y refinación, ha colocado un límite superior al precio.

Los expertos han advertido que cuando el precio del petróleo alcanza los 60 dólares por barril o más, como ocurre ahora, se reanuda la fiebre perforadora –el número de aparejos de extracción activos se elevó en más de un tercio en 2016– con lo que se abre una recuperación de los inventarios de petróleo tanto en EUA como en el mundo. Solo una guerra o alguna otra disrupción importante podría provocar una espiral al alza de los precios.

‘Todos hemos sufrido los precios deprimidos de los últimos años y vemos con gran expectativa la recuperación de los precios, ante la que responderemos como corresponde’, declaró Harold Jordan, vicepresidente de ingeniería de Peak Energy, un productor establecido en Colorado. ‘Presenciaremos un continuado incremento de la actividad de perforación.’



## EL PULSO DEL MERCADO

### La reducción impositiva de Trump y la industria petrolera

Poco a poco, conforme se conocen y estudian los detalles de la reducción de impuestos propuesta por el gobierno de Trump y aprobada en forma atropellada por el Congreso estadounidense en diciembre último, se va al pozo el gozo que muchas empresas experimentaban. Tal es el caso de numerosas corporaciones del sector de combustibles fósiles, hidrocarburos y carbón, en especial aquellas que, como las que explotan recursos no convencionales, trabajan con muy altos niveles de endeudamiento y enfrentan, por tanto, importantes costos financieros por el pago de intereses.

La formalmente denominada Ley de Empleo y Reducción de Impuestos (Tax Cuts and Jobs Act) produjo júbilo generalizado entre las corporaciones al tener como su componente más publicitado una reducción de 35 a 21 por ciento en la tasa marginal máxima del impuesto sobre el ingreso de las empresas. Éste empezó a convertirse en preocupación cuando se conocieron los efectos de las disposiciones que limitan la deducibilidad de pagos por intereses. En efecto, la ley establece que, entre 2018 y 2021, la deducción de los pagos por intereses no podrá exceder del 30% del EBTIDA (ingresos antes de impuestos, intereses, deducciones y amortizaciones) de la empresa. De 2022 en adelante ese límite será inferior a 30% de los ingresos antes de impuestos e intereses. Estos límites dan lugar a que las empresas con EBTIDA inferior al doble de sus pagos por intereses recibirán “muy poco o nulo beneficio” del paquete de reformas fiscales aprobado, según un análisis de Standard & Poor.

“En la actividad de exploración y extracción de petróleo, una de las más afectadas, si los límites a la deducción de intereses previstos para 2018-21 se hubieran aplicado en 2016, las empresas sólo habrían podido deducir el 39% de sus pagos por intereses [...] El límite previsto para 2022 y más adelante habría impedido la deductibilidad del 97% de esos pagos”<sup>8</sup>.

También se ha advertido que estas limitaciones a la deducción de intereses—que igualmente afectan a otras actividades, desde los servicios de salud hasta los casinos— tendrán un claro efecto procíclico, lo que aumentará la presión sobre las empresas altamente endeudadas que enfrentan dificultades financieras —como es el caso de muchas de las que explotan el petróleo y el gas no convencionales. Las nuevas disposiciones fiscales también afectarán las calificaciones crediticias de numerosas empresas.

<sup>8</sup> Véase la nota en cuya información se basa este apartado: Ed Crooks, “Gas and oil producers among hardest hit by US tax reforms”, The Financial Times, 15 de enero de 2018 (<https://www.ft.com/content/165ddbde-fa11-11e7-9b32-d7d59aace167?desktop=true&segmentId=7c8f09b9-9b61-4fbb-9430-9208a9e233c8#myft:notification:daily-email:content>).





## Cooperación ruso-iraní en energía y otros sectores

De acuerdo con una nota publicada por el *Financial Times*, frente a la hostilidad manifiesta del gobierno de Estados Unidos, la Federación Rusa –como muestra una reciente visita a Teherán del presidente Putin– se apresta a intensificar su cooperación con la República Islámica, en especial en el sector de la energía<sup>9</sup>.

Rusia e Irán firmaron acuerdos bilaterales, valuados en Dls 30 mil millones, para impulsar su cooperación estratégica en materia de energía, con participación de empresas rusas como Rosneft y Gazprom.

Desde el punto de vista de Rusia, estos entendimientos forman parte de una vasta operación para fortalecer su presencia e influencia económica en la zona del Oriente próximo. Se considera que esta estrategia busca, por una parte, contrarrestar la creciente influencia de China como gran consumidor de hidrocarburos del área y como inversionista y proveedor, a través de las muy publicitadas operaciones de alcance multinacional del gobierno chino. Por otra, en el caso particular de Irán, se manifiesta empatía y solidaridad en claro contraste con la posición estadounidense.

Las empresas estatales rusas de petróleo –Rosneft– y gas –Gazprom– hallan un socio natural en la Compañía Nacional Iraní de Petróleo –NIOC– con la que se firmaron los entendimientos, que contemplan, tras varios años de operación, elevar la producción conjunta a 55 millones de toneladas anuales de petróleo equivalente (alrededor de 1.2 millones de barriles diarios).

Previamente, Rusia e Irán habían establecido un acuerdo de trueque de petróleo iraní a cambio de servicios técnicos y equipos rusos por hasta Dls 20 mil millones.

Hasta ahora, subraya la nota, tras el retiro de las sanciones, Irán ha procurado establecer acuerdos de producción conjunta con varias de las grandes corporaciones petroleras de Occidente. Sin embargo, ante el riesgo de que Estados Unidos, después de denunciar el acuerdo del G5+1 (los miembros permanentes del Consejo de Seguridad y Alemania) con Irán respecto de su programa nuclear, decida volver a imponer sanciones unilaterales a Irán, éste busca acercamientos con Rusia y China que puedan sustituir la previsible pérdida de inversiones de las corporaciones.

Se estima que, en el horizonte de 2021, Irán requerirá alrededor de Dls 200 mil millones en inversiones en su industria petrolera, tanto en actividades de exploración y extracción como, downstream, en refinación y procesamiento. Las sanciones se levantaron hace ya más de un año e Irán solo ha asegurado una operación de gran magnitud, con la francesa Total, por Dls 4,800 millones, en julio de 2016.

<sup>9</sup> Véase, Henry Foy et al, “Russia and Iran sign \$30 billion energy agreements”, *Financial Times*, 1 de noviembre de 2017 (<https://www.ft.com/content/...>).



## TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES

### EUA establece aranceles a la importación de paneles solares

En lo que podría constituir la primera escaramuza de la tan temida guerra comercial entre Estados Unidos y China, el gobierno de Trump decidió, a mediados de enero, imponer un arancel *ad valorem* de 30% a la importación de paneles y otros equipos e insumos para la generación de energía solar. Aunque la medida, que se adoptó en paralelo con un impuesto de importación aplicable a las lavadoras de ropa de gran capacidad, afectará a las importaciones de paneles fotovoltaicos y otros de cualquier origen geográfico, tiene por objeto afectar las importaciones procedentes específicamente de China, que es el mayor productor mundial de equipos y materiales para la generación de electricidad solar, una de las fuentes de energía renovable de más rápido crecimiento, que en 2017 atrajo inversiones del orden de Dls 160 mil millones, y mayor evolución técnica a escala mundial. Su propósito declarado es el de defender a los productores estadounidenses [que para todo propósito práctico son dos productores que han presentado queja formal] de la competencia representada por China –una batalla que los primeros tienen perdida desde hace varios años<sup>10</sup>.

“Este arancel contribuirá muy poco a restaurar la posición de competencia de los productores estadounidenses frente a sus contrapartes de China y puede, más bien, desalentar sus inversiones en innovación tecnológica, elemento clave de una eventual revitalización de la manufactura en EUA de equipos para generación solar. En adición, el arancel desencadenará daños colaterales al frenar la instalación de paneles solares en Estados Unidos, destruyendo un mayor número de puestos de trabajo del que eventualmente contribuya a crear, y dar lugar a acciones de represalia y a disputas comerciales.” La instalación de paneles solares es la actividad específica de la que se ha derivado en años recientes el mayor número de nuevos empleos en el país.

A principios del decenio, cuando la industria solar estadounidense se vio diezmada por la competencia china, fuertemente subsidiada en ese tiempo, la respuesta consistente en imponer aranceles a la importación, como lo hizo en 2012 y 2014 la administración Obama. Las exportaciones de paneles fabricados en China ya no dependen del apoyo oficial, que fue retirado ante las presiones internacionales, sino de su notable evolución tecnológica. El arancel ahora impuesto expirará en cuatro años y no hay garantía de que se prorrogue, lo cual dificulta la recuperación de las elevadas inversiones necesarias

<sup>10</sup> La información usada en este apartado procede de Varun Sivaram, “How U. S. Tariffs Will Hurt America’s Solar Industry”, The New York Times, 24 de enero de 2017 ([www.nytimes.com/2018/01/24/opinion...](http://www.nytimes.com/2018/01/24/opinion...)).



en factorías con alto grado de automatización, que generan un número relativamente limitado de empleos.

Posibles víctimas colaterales del arancel son las empresas estadounidenses productoras de paneles solares establecidas en el exterior y que los envían a EUA, que verán muy afectado su flujo de caja en una industria que suele trabajar dentro de márgenes financieros muy estrechos.

“En suma, imponer aranceles es sencillo y, quizá, satisfactorio, pero de ninguna manera útil para promover la innovación que la industria de la energía solar desesperadamente necesita para volver a ser competitiva.”

### **Las corporaciones ocupan un espacio reglamentario abandonado en EUA**

En el primer año de funciones del gobierno de Trump fueron muchos los analistas que hicieron notar la forma en que se multiplicaron, a lo largo del periodo, los espacios políticos y reglamentarios que su administración decidió descuidar o, de plano, abandonar. Muchos de ellos correspondieron a la esfera ambiental. Esos mismos analistas se preguntaron, con insistencia, quiénes ocuparían esos espacios. Uno de ellos, particularmente notorio, fue el relacionado con la reglamentación aplicable a la industria petrolera para evitar o disminuir el daño o impacto ambiental de sus actividades. Ha sido creciente la lista de disposiciones ambientales que la administración considera innecesarias, excesivas o gravosas para las empresas petroleras y ha procurado su pronta eliminación, sin dejar de enfrentar oposición y de verse sujeta a procesos legales iniciados por defensores de la protección ambiental. Tal es el caso de una serie de disposiciones orientada a reducir y eventualmente evitar las fugas de metano, un gas cuyo efecto invernadero es mucho mayor, por ejemplo, que el CO<sub>2</sub>. De manera un tanto inesperada, ha sido un grupo de corporaciones petroleras el que se ha movido para ocupar el espacio reglamentado creado por la actitud gubernamental.

A mediados de noviembre se anunció que ocho grandes corporaciones petroleras globales –entre las que figuran ExxonMobil, Total, BP, Statoil, ENI y Royal Dutch Shell– han suscrito una serie de lineamientos para reducir las fugas de metano de sus instalaciones de extracción, recolección, transporte y manejo de hidrocarburos. Se trata de mostrar que la producción y movimiento de gas natural, en especial, puede ser sustentable, al eliminar una fuente importante de contaminación: las fugas de metano<sup>11</sup>.

11 Véase, Andrew Ward et al, “Oil majors move to cut methane emissions”, Financial Times, 22 de noviembre de 2018 (<https://www.ft.com/content/75bd8114-cf9c-11e7-b781-794ce08b24dc>).



“La iniciativa conjunta de las corporaciones –señala la nota– subraya que la industria energética misma reconoce que debe encontrarse la manera de abatir las fugas de metano si es que quiere consolidarse un papel de importancia para el gas natural como combustible fósil compatible con el combate al cambio climático”.

Debe tenerse en cuenta también que el gas natural emite la mitad de GEI que el carbón, al emplearse en la generación de electricidad. Sin embargo, siendo el metano su principal componente, el riesgo de que éste se libere a la atmósfera es mucho más severo pues, como generador de efecto invernadero, es 30 veces más potente que el CO<sub>2</sub>, en un plazo de cien años.

Es cada vez más evidente que las preocupaciones respecto del calentamiento global constituyen una amenaza para el modelo usual de negocios de la industria de combustibles fósiles, que ha realizado enormes inversiones en la localización de reservas de hidrocarburos y en la infraestructura relacionada con ellas.

En la nota se hace notar también la importancia de que ExxonMobil se una en esta iniciativa a las grandes corporaciones europeas, tras un largo período en que, bajo la dirección de Rex Tillerson, el actual secretario de Estado de EUA, las vio con desinterés e incluso hostilidad.

### **Noruega: un gobierno más amigo del ambiente que del petróleo**

Integrar un gobierno en Europa se ha tornado una tarea difícil y demorada... muy demorada. Las elecciones generales en Noruega tuvieron lugar en septiembre, la coalición tripartidista que gobernará al país, desde una posición minoritaria en el Storting (Parlamento) con 80 de 169 escaños, fue anunciada cuatro meses después, el 17 de enero.<sup>12</sup> La encabeza el Partido Conservador, de Erna Solberg, quien obtuvo una apretada pluralidad y prolongará de este modo la posición de jefa de gobierno, que detenta desde 2013. La primera ministra estará acompañada por dos otros partidos: el Partido del Progreso, derechista e antiinmigrante, y el Partido Liberal, centrista, con sólo 8 curules. Se cuenta con el apoyo implícito del Partido Demócrata Cristiano, que prefirió no sumarse a la coalición por la presencia en la misma de los ultranacionalistas de Progreso.

La víspera de la presentación de la nueva coalición de gobierno, el ministro de Energía, Terje Soeviknes, anunció el otorgamiento de 75 licencias de exploración en la plataforma

<sup>12</sup> AP, “Norway’s Conservative PM Presents New Govt, No EU Party”, *The New York Times*, 17 de enero de 2018 ([https://www.nytimes.com/aponline/2018/01/17/world/europe/ap-eu-norway-politics.html?\\_r=0](https://www.nytimes.com/aponline/2018/01/17/world/europe/ap-eu-norway-politics.html?_r=0)).



continental a 34 empresas, 19 de las cuales actuarán como líderes de los proyectos. Se trata del mayor número de licencias asignado hasta ahora en las rondas anuales de áreas predefinidas, que se han venido efectuando desde 2003. De las 75 licencias, 45 corresponden al Mar del Norte, 22 al Mar de Noruega y 8 al Mar de Barents. Las corporaciones más favorecidas fueron Statoil, que obtuvo 31 licencias, 17 de ellas como operador líder, y Aker BP, con 23 licencias y 14 lideratos de proyecto<sup>13</sup>.

La coalición tripartita se construyó sobre la base de dos concesiones a los partidos menores: el Partido del Progreso consiguió, como demanda de su posición antiinmigrante, la desaparición del Ministerio de Integración Europea, al que consideraban como una cabeza de playa de los partidarios de que Noruega se asocie eventualmente a la UE. La concesión obtenida por el minúsculo Partido Liberal, de acuerdo con sus convicciones ambientalistas, fue más significativa: obtuvo la exclusión de vastas zonas del Ártico noruego de las áreas susceptibles de ser abiertas a la exploración petrolera.

De este modo, se anunció que el gobierno de coalición prohibirá la exploración de petróleo en el archipiélago Lotofen, Vesteralen y Senja en el Ártico noruego por cuatro años más, al menos hasta 2021. Otras áreas marítimas con actividades de pesca y turismo también quedarán protegidas. “La noticia significa un golpe para la industria petrolera noruega, que se encuentra ya a la defensiva tras varias desalentadoras campañas de exploración en el Ártico y ante una creciente oposición pública a las actividades de perforación”<sup>14</sup>.

---

13 Véase, Reuters, “Norway Awards Record 75 Oil Exploration Licences”, *The New York Times*, 16 de enero de 2018 (<https://www.nytimes.com/reuters/2018/01/16/business/16reuters-norway-oil.html>).

14 Véase, Richard Milne, “Norway’s coalition deal dashes oil exploration hopes”, *Financial Times*, 15 de enero de 2018 (<https://www.ft.com/content/027cb250-f9d2-11e7-9b32-d7d59aace167>).