



Mercado Petrolero mundial: ¿Se han empezado a alinear los astros?

Jorge Eduardo Navarrete
Grupo de Energía

20 de abril de 2016

FLASH DEL 17 DE ABRIL – EL FIASCO DE DOHA

Tras negociaciones extendidas varias horas más de lo previsto, el anfitrión de la reunión de Doha —el ministro de Energía de Qatar, Mohammed al-Sada—acudió a una fórmula muy socorrida para anunciar el fracaso: se requiere más tiempo, dijo en la conferencia de prensa de cierre, para llevar adelante las consultas entre los países productores de petróleo, dentro y fuera de la OPEP, sobre la iniciativa de congelar el volumen de producción petrolera. Se insinuó que esas consultas desembocarían en la conferencia de verano de la OPEP el próximo junio.

Al inicio de la fallida reunión de Doha numerosos delegados llegaron con la convicción de que sería relativamente sencillo ratificar el acuerdo en principio de mediados de febrero, tras sumar formalmente un número significativo de otros participantes. Fue, por ello, sorprendente que la delegación saudita estableciese desde la sesión matinal, por voz del ministro Alí al-Naimi, como condición del acuerdo la adhesión de Irán al mismo. Se entiende que el resto de la jornada, incluyendo una visita de los ministros al emir de Qatar, se dedicó a encontrar una transacción que permitiese el consenso. A fin de cuentas no fue posible construirla.

También a lo largo de la jornada, se señaló que el mercado interpretaría la falta de acuerdo como el anuncio de una contienda entre los exportadores para conservar o acrecentar sus respectivas posiciones en el mercado, procurando colocar el mayor volumen posible. La apertura del mercado el lunes 18 apuntó a la baja de las cotizaciones para entrega en mayo y junio.



COMPORTAMIENTO DEL MERCADO PETROLERO

Un mes de recuperación de las cotizaciones

OPEP:

“El precio de la canasta de crudos de la OPEP se elevó más de 20% en marzo, distanciándose de los mínimos a los que había caído recientemente. La actitud positiva del mercado surgió del plan de congelamiento de la producción que consideran varios países productores importantes. Influyeron también la caída prevista en la producción de EUA, los más elevados volúmenes refinados, el declive de la producción en diversas áreas y un mayor número de mantenimientos no programados. Sin embargo, hay factores que apuntan a la baja ya que prevalece la sobreoferta y las existencias siguen muy elevadas [...] Los especuladores elevaron casi a niveles máximos sus apuestas a favor del alza de precios. Para finales de marzo, la posición ‘larga’ neta alcanzó a casi 580 Mb.”

OPEP, *Monthly Oil Market Report*, Mar15

AIE:

“Los precios del petróleo crudo subieron a un máximo cuatrimestral a mediados de abril, impulsados por nuevos indicios de más rápida desaceleración de la producción estadounidense y por la expectativa de que la inminente reunión de países productores alcance un acuerdo que ayude a manejar el enorme excedente de oferta. El alza de la demanda global será en 2016 más débil del previsto. La producción de la OPEP se redujo en 90 mil b/d en marzo, al tiempo que la oferta global se redujo en 0.3 Mbd. Se espera que en Abr-Jun el volumen global de refinación se eleve en 0.8 Mbd y la demanda en 1.1 Mbd. Las existencias en países de la OECD han continuado elevándose. En febrero aumentaron, contraestacionalmente, en 7.3 Mb para llegar a 3,060 Mb.”

IEA, *Oil Market Report*, 14Abr16

Los informes mensuales de los dos grandes organismos multilaterales de energía, que se difundieron a mediados de abril, muestran una aparente alineación positiva de los astros en el firmamento del mercado petrolero mundial.

Por primera ocasión en un largo período, los factores de impulso de las cotizaciones parecen pesar más que los que influyen en sentido negativo. En otras palabras, en este inicio de primavera, los *headwinds* parecen soplar con menor fuerza que los *rearwinds*.

Los movimientos de precios: del mínimo al máximo provisional

Conviene revisar, de inicio, la marcha de los precios en lo que va de 2016:

<i>Cotizaciones en Dls/b</i>	<i>Brent</i>	<i>WTI</i>	<i>OPEP</i>	<i>MME</i>
Máxima del actual ciclo (19 o 20 Jun14)	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 enero 2016 (viernes 29)	34.70	33.62	31.58	25.53
Cierre de febrero 2016 (lunes 29)	35.97	33.75	30.13	27.14
Máxima del mes (22 de marzo 2016)	41.79	41.45	36.67	32.16
Cierre de marzo 2016 (jueves 31)	39.60	38.34	34.33	30.75
Máxima hasta ahora en 2016 (12 o 13 Abr)	44.89	42.17	38.62	33.50
Dato más reciente (14 de abril de 2016)	43.84	41.50	38.58	33.14

FUENTE: Brent, WTI y MME – Servicio Geológico Mexicano: <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos/695-seguimiento-precio-del-petroleo-mezcla-mexicana-mme-datos.html>; OPEP – Organization of Petroleum Exporting Countries: http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm

Cómo se recuerda, hacia mediados de enero las cotizaciones llegaron a un mínimo. La pérdida sufrida en diecinueve meses, desde el 19 o 20 de junio de 2014 hasta el 20 de enero de 2016, fue de 75.7% para el Brent, 75.3% para el WTI, 79.7% para la canasta de la OPEP (y 81.5% para la MME). Ahora decirse con cierta seguridad, a la luz de lo ocurrido en los casi dos meses transcurridos desde ese miércoles 20 de enero, cuando los tres crudos marcadores se situaron por debajo de 30 dólares por barril (y la mezcla mexicana por debajo de veinte), que en ese momento las cotizaciones tocarón fondo.

Esta situación parece haber actuado como una poderosa llamada de atención para todos los participantes en el mercado y para los demás *stakeholders*, es decir para los demás directa o indirectamente influidos por su evolución: literalmente para todo el mundo:

- para Arabia Saudí y otros exportadores miembros de la OPEP —que se supone habían seguido una estrategia de mantener o incrementar su participación en el mercado por la vía de una oferta abundante, que deprimiría los precios pero tendría la virtud de ‘expulsar del mercado’ a los productores de alto costo: los de *shale oil* en Estados Unidos, los del Ártico ruso, los del ‘subsals’ brasileño, principalmente— significó advertir que quizá la reducción de precios había sido mucho más drástica y se había mantenido por demasiado tiempo, sin que los resultados esperados se manifestasen de manera inequívoca, sino apenas sólo parcial e insuficientemente;

- para otros exportadores netos de crudo, en especial los ajenos a la OPEP — muchos de los cuales pagaban los costos de una fase prolongada de precios bajos o muy bajos sin tener mayor esperanza de expandir sus exportaciones por limitaciones propias de sus sectores petroleros o de sus disponibilidades financieras y de inversión —significó una renovada urgencia de contribuir en lo posible al retorno a niveles de precios razonablemente remunerativos;
- para los productores de crudo no convencional en Estados Unidos y otras áreas —que habían dado muestras de una extraordinaria habilidad para responder a los precios declinantes con importantes reducciones de costos de operación e importantes innovaciones técnicas, que en ocasiones habían compensado casi totalmente la caída de los precios—significó llevar a primer plano los límites de continuar operando con pérdidas cada vez más difíciles de financiar, con retiro temporal de equipos y despidos de personal y con riesgo creciente de insolvencia financiera; y, para no extender demasiado la enumeración,
- para los gobiernos de países importadores —que, a la par de los organismos financieros internacionales, esperaban que el derrumbe de los precios del crudo actuase, como en el pasado, como un estímulo importante al dinamismo de la actividad económica global, que terminaría por beneficiar a todos—significó advertir que, con un mercado petrolero muy cambiado y una economía mundial atrapada por el estancamiento secular, los circuitos de transmisión del crecimiento económico funcionan de manera diferente.

Apareció así a mediados de enero y parece haberse enraizado desde entonces una actitud proclive a procurar, de manera activa o pasiva, una cierta recuperación del mercado que hiciese menos pesada la carga de costos y desventajas derivada de un derrumbe petrolero sostenido por más de año y medio.

La inercia del largo período de caída y, presumiblemente los factores especulativos, continuaron lastrando las cotizaciones y provocaron, entre el 20 de enero y el 22 de marzo, un bimestre de marcada volatilidad con una más o menos definida tendencia alcista. Las cotizaciones máximas de marzo, alcanzadas el martes 22, significaron una importante recuperación sobre las mínimas de dos meses antes: de poco menos de la mitad a cerca de $\frac{3}{4}$ partes: 49.9% para el Brent, 56.1% para el WTI, 61.8% para la canasta OPEP (y 70.2% para la MME).

Entre finales de marzo y mediados de abril se mantuvo, en condiciones menor volatilidad, la tendencia a la recuperación. Hasta el 14 de abril, las cotizaciones más altas se registraron el 12 o 13 de abril, con alzas adicionales, en términos absolutos y respecto



del 22 de marzo, de 1.07 Dls/b para el Brent, 0.72 Dls/b para el WTI, 1.95 Dls/b para la canasta OPEP (y 1.34 Dls/b para la MME).

En suma, este repunte de primavera de las cotizaciones del crudo ha significado reducir la pérdida total acumulada desde junio de 2014 en 14.8 puntos porcentuales para el Brent, 32.9 puntos para el WTI, 14.7 puntos para la canasta OPEP (y 20.2 puntos para la MME), colocando a los marcadores en una banda entre algo menos de 40 y algo menos de 45 dólares por barril. Como nadie espera una aceleración significativa de este repunte, pareciera integrarse una visión más o menos generalizada de que en los restantes meses del año las cotizaciones podrían situarse entre los “cuarenta altos” y los “cincuenta medios”, dicho sea con todas las precauciones del caso.

Una voz escéptica se manifestó a mediados de abril¹. He aquí la esencia de su argumento:

¹ La de Nick Butler, el editor de energía del *Financial Times*: <http://blogs.ft.com/nick-butler/2016/04/14/too-soon-to-declare-the-end-of-the-oil-downturn/?ftcamp=crm/email/nbe/CompaniesBySector/product>.

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

	Brent				WTI				Canasta OPEP				Mezcla mexicana exportación			
	2015	+ o -	2016	+ o -	2015	+ o -	2016	+ o -	2015	+ o -	2016	+ o -	2015	+ o -	2016	+ o -
Abril																
1	57.10	1.99	38.67	- 0.93	50.09	2.49	36.79	- 1.55	52.48	1.42	34.54	0.21	48.06	2.91	28.96	- 1.79
2/4	54.95	- 2.15	37.69	- 0.98	49.14	- 0.95	35.70	- 1.09	52.93	0.45	33.40	- 1.14	47.37	- 0.69	27.92	- 1.04
3/5	---	---	37.87	0.18	---	---	35.89	0.19	---	---	32.71	- 1.14	---	---	27.62	- 0.30
6	58.12	3.17	39.84	1.97	52.14	3.00	37.75	1.86	53.20	0.27	33.93	1.22	47.37	0.00	28.99	1.37
7	59.10	0.98	39.43	- 0.41	53.98	1.84	37.26	- 0.49	54.61	1.41	34.71	0.78	50.67	3.30	29.04	0.05
8	55.55	- 3.55	41.94	2.51	50.42	- 3.56	39.27	0.01	54.28	- 0.33	36.01	1.30	48.64	- 2.03	31.13	2.09
9/11	56.57	1.02	42.83	0.89	50.79	0.37	40.36	1.09	53.52	- 0.76	37.02	1.01	48.76	0.12	32.09	0.96
10/12	57.87	1.30	44.89	0.06	51.64	0.85	42.17	1.81	54.04	0.52	38.62	1.60	49.69	0.93	33.50	1.41
13	57.93	0.06	44.18	- 0.71	51.91	0.27	41.76	- 0.51	55.86	1.42	38.91	0.29	50.18	0.49	33.38	- 0.12
14	58.43	0.50	43.84	- 0.34	53.29	1.38	41.50	- 0.16	55.91	0.05	38.58	- 0.33	50.88	0.70	33.14	- 0.24

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



Los indicios hasta ahora, son positivos, pero insuficientes. Ciertamente, se ha evitado bajar más allá de las profundidades de mediados de enero. Se subestiman diversos factores: primero, la debilidad de la recuperación económica global y, en particular, la de las economías emergentes y en desarrollo se traducirá en debilidad de la demanda de crudo. El repunte de las compras de China quizá se origina en aprovechar los bajos precios para ampliar inventarios. Las existencias comerciales son muy altas (como se ha dicho que lo subraya la AIE, p 2 *supra*) y será demorado, no menos de dos años, reequilibrar un mercado con existencias de más de 3,000 millones de barriles.

Incluso a los actuales niveles de precios habrá que acomodar la oferta adicional de Irán y otros. Con precios ligeramente mejores, por encima de los 50 Dls/b, habrá prontos retornos de las ofertas de los productores *shale* de EUA, que retiraron 0.5 Mbd en el curso del año pasado, y de varios productores OPEP, ansiosos de elevar sus ingresos. “La realidad es que el potencial de crecimiento de la oferta, incluso con precios de 40 o 50 dólares por barril, es mayor que el aumento de demanda que en realidad cabe esperar.”

Los factores en juego

Además de la perspectiva de concertación entre un grupo significativo de productores, tras el repunte de primavera se mencionan diversos factores que conviene revisar.

MODERACIÓN DE LA OFERTA – Tanto la OPEP como la AIE mencionan a la menor tasa de crecimiento de la producción de crudo en Estados Unidos, la no convencional en especial, como el principal factor detrás de la esperada moderación de la oferta en el año en curso. Según la AIE, en el 1T16 la oferta no-OPEP fue 1 Mbd inferior a la del 4T15, mientras que la de OPEP creció 190 mil b/d. En el año, la OPEP espera un aumento de la oferta total (0.7 Mbd) inferior a la mitad del previsto para 2015 (1.45 Mbd). La menor alza se origina en la caída de la producción tierra adentro en China y reducciones en EUA, RU y Colombia, que compensarán las alzas que se esperan en Canadá, Noruega, Rusia y Omán. Las reducciones se originan en la diferición de proyectos debida a los bajos precios, y a la virtual parada de nuevas

MENOR ALZA DE LA DEMANDA – En el 1T16 la demanda mundial de petróleo sufrió una caída que la AIE estima en 0.66 Mbd en relación al 4T15. La expansión en el año será inferior en aproximadamente igual monto. El mayor dinamismo se centrará en India (+0.3 Mbd) que suplirá a China como demandante más dinámico. Éste y otros países en desarrollo no compensan la declinación de demanda en EUA, China y la mayor parte de Europa, resultante de la prevalencia de la debilidad de las tasas de crecimiento de la actividad económica. La incertidumbre sobre las perspectivas de expansión económica arroja dudas sobre el comportamiento de la demanda, esperándose menores aumentos en ALC y China. En cambio, la expansión en India y Corea actúa como compensador. Para el año en su conjunto, se espera, según cifras



inversiones <i>upstream</i> en áreas de alto costo. La AIE añade el dato de que la baja de LTO en Estados Unidos puede ser más acentuada por las dificultades financieras que acosan a los pioneros de la industria shale.	de la OPEP, la demanda mundial alcanzará un promedio de 94.18 Mbd, con aumento de 1.2 Mbd respecto de la cifra estimada en 92.38 Mbd para 2015. El aumento es inferior en cerca de 50 mil b/d al previamente estimado.
MENOR PRODUCCIÓN EN EUA – Dado el peso del auge petrolero, en especial de crudo no convencional, en la situación de sobreabasto del mercado, conviene revisar algunos datos recientes de la Agencia de Información de Energía (AIE) de Estados Unidos. De 2008 a 2015 la producción casi se duplicó, al pasar de 5 a un máximo de 9.7 Mbd. En los últimos doce meses ha declinado en alrededor de 5% y en enero de 2016 se situó por debajo de 9.2 Mbd. Las principales empresas productoras esperan que la caída en el año en curso sea del orden de 4% y que en 2017 se sitúe, según estimación de la AIE, en 8.2 Mbd, 1.5 Mbd por debajo del récord².	CAMPEA LA INCERTIDUMBRE – La AIE y la OPEP subrayan la provisionalidad de sus previsiones de oferta y demanda y la incertidumbre que permea los mercados. Aunque los datos pueden cambiar, no parece haber duda — dice la AIE— de que la dinámica apunta hacia el reequilibrio del mercado quizá en la segunda mitad del año. Más cautelosa, la OPEP destaca que la oferta puede seguirse expandiendo por el continuado apoyo financiero al shale oil y su capacidad para seguir abatiendo costos. Reitera también una situación que ya se había expresado: no son pocas las compañías “que, aún con pérdidas, han preferido mantener la producción”.
CONTINUA ALZA DE STOCKS – La OPEP destaca que los inventarios comerciales de crudo en los países de la OECD se situaron en febrero 351.8 Mb por encima de la media quinquenal, con un total de 3,026 Mb. En días de cobertura esos stocks comerciales equivalen a 66.4 días, entre 7 y 8 por encima del promedio.	APUESTAS ESPECULATIVAS AL ALZA – Se anota un giro en la orientación especulativa en los mercados. “Un enorme volumen de apuestas especulativas (casi en niveles récord) en futuros más altos ayudó a que éstos se acercaran a 40 Dls/b en marzo, a pesar de la persistencia del sobreabasto y los altos inventarios” —señaló la OPEP.
Al discutir la influencia de los hedge funds en los precios del crudo, Sheppard ofrece elementos de enorme interés³. “Las posiciones de los fondos de cobertura han seguido los movimientos de los precios en lo que va de 2016. Después de establecer una apuesta, que casi marcó un récord, contra el crudo a principios de enero, cuando el precio cayó por debajo de los 30 Dls/b por primera vez en trece años, los fondos metieron reversa. Ante el debate sobre una congelación de la producción, los fondos que apostaban contra el precio cerraron sus posiciones al tiempo que otros entraron al mercado apostando por una eventual recuperación [...] Para finales de marzo, la posición neta larga de los fondos —la diferencia entre las apuestas al alza y a la baja de los precios— se encontraba ya al nivel más alto que se haya registrado, del orden de medio millón de barriles de crudo. La posición larga es la mayor de la historia, cercana a los 730 Mb. Pero, como los precios superaron los 40 Dls/b, la marea puede invertirse de nuevo. [En la última semana de marzo] los <i>traders</i> de Brent y, en EUA, del marcador WTI redujeron sus apuestas en precios más altos y aumentaron las de una nueva caída. Aunque las posiciones de los <i>hedge funds</i> no son el único factor determinante de los precios, cambios de consideración en esas posiciones pueden influir en los movimientos a corto plazo de los precios.”	

2 Cifras citadas por David Sheppard en “The five main drivers of oil prices”, Financial Times, 6 de abril de 2016 (www.ft.com/intl/cms/s/0)

3 Ibídem.

También en vísperas de la reunión de Doha, el 12 y 13 de abril se celebró en Lausana la conferencia anual sobre *commodities* que desde hace cinco años organiza el *Financial Times*. De manera inevitable, al menos su segmento sobre hidrocarburos estuvo dominado por la visión de los participantes —en especial las empresas dedicadas a la comercialización— sobre la perspectiva de corto plazo del mercado petrolero, a la luz, entre otros desarrollos, de algún tipo acuerdo de congelación de los volúmenes de producción que se esperaba como resultado de la reunión de Doha. Una muestra de las opiniones expresadas:⁴

“El factor que impulse la recuperación del mercado aparecerá cuando, no si, ocurra el llamado reequilibrio del mercado y la oferta y la demanda vuelvan al balance. Habrá enorme volatilidad, pero de ahora en adelante la tendencia, en mi opinión, será al alza. No tan rápido como algunos especuladores piensan, pero ocurrirá.” Torbjörn Törnqvist, CEO, Gunvor.	“Considero que ya hemos visto el fondo, a menos que una catástrofe ocurra. Pienso que la oferta y la demanda se cruzarán hacia finales del tercero o en el cuarto trimestre.” Jeremy Weir, CEO, Trafigura.
Aunque la oferta y la demanda se equilibren, “para que haya una recuperación digna de su nombre hay que gestionar una acumulación de inventarios desmersurada y eso no se consigue de un momento a otro”. “No espero sorpresas positivas [de Doha]. Una congelación no transforma la dinámica del mercado.” Alex Bend, Glencore.	

Con estos elementos en juego, parece válido preguntarse si han comenzado a alinearse los astros que apuntan a un rebalanceamiento del mercado un poco más pronto del que se esperaba en medio del desplome de año nuevo.

El esfuerzo de concertación de los productores, segunda parte

Desde mediados de febrero —cuando se anunció el acuerdo en principio de cuatro productores para congelar, al nivel alcanzado en enero, la producción del resto del año, si y sólo si otros productores importantes se adherían⁵— se abrió una perspectiva que ha sido tema constante de debate en los círculos petroleros internacionales. Las primeras acciones y reacciones, que fueron muy inmediatas y apuntaron en direcciones diversas —con predominio de las que expresaban reservas respecto de la viabilidad política de la iniciativa o dudas acerca de su eventual efectividad, en caso de ser aprobada— ya se

⁴ Neil Hume et al, “Takeaways from the FT’s commodities conference”: www.ft.com/int/cms/0/).

⁵ Véase, “Flash del 16 de febrero: acuerdo inicial para controlar producción”, Mercado petrolero mundial: se atenúa el derrumbe”, 18 de febrero de 2016 (http://www.pued.unam.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=61).



han reseñado en estos documentos⁶.

A lo largo de marzo y a principios de abril, la iniciativa ha continuado su marcha hacia una reunión en Doha, programada para el domingo 17 de abril, y sus derivaciones económicas y geopolíticas han seguido siendo tema de animado debate.

En realidad, el proceso institucional hacia Doha, por llamarlo de algún modo, ha sido en extremo informal y ha dependido, más que de una conducción única—del país sede, Qatar, o de los cuatro proponentes—de acciones independientes, carentes de coordinación. Entre otras, destacaron las actitudes de los dos protagonistas:

- Los funcionarios saudíes o sus voceros han enviado señales contradictorias. En algún momento se han mostrado favorables a admitir que Irán no forme parte del acuerdo de congelación; al menos por algún tiempo, mientras reconstruye su participación en el mercado, siempre que no vaya demasiado lejos o demasiado rápido. A principios de abril, sin embargo, el poderoso vice-príncipe heredero declaró al *Financial Times* (10 de abril) que la colaboración de Irán era una condición *sine qua non* para el acuerdo. Ha habido también informaciones de que el gobierno saudí o las empresas de almacenaje y transporte de crudo han puesto discretos obstáculos al movimiento de crudo iraní, con el objetivo no confesado de disminuir o demorar el regreso al mercado de esos suministros.
- El ministro y otros funcionarios iraníes han sido también confusos, quizá de manera deliberada. Con el argumento de que han iniciado apenas su retorno al mercado, después de las sanciones, en un primer momento, al tiempo que expresaban simpatía por la iniciativa, declaraban no estar en condiciones de sumarse a la misma, por la razón ya citada. Más adelante, alegaron sentirse acosados y endurecieron su posición de rechazo. En vísperas de la reunión de Doha, se anunció que el ministro de Irán no acudiría a la misma, aunque no se descartó la presencia de una delegación iraní.

La única reunión formal, preparatoria del encuentro de 17 de abril en Doha, fue algo muy parecido a un fracaso. Tuvo lugar a principios de abril en Quito, a instancias tanto de Ecuador como de Venezuela. El ministro ecuatoriano visitó los exportadores latinoamericanos para convocarlos. A la cita de Quito acudieron sólo tres delegaciones presididas por ministros—las de los dos convocantes, Ecuador y Venezuela, así como la de Colombia—y dos más encabezadas por funcionarios de menor rango: Bolivia y México. La propia prensa ecuatoriana no pudo ocultar el desencanto: “En una escueta y

⁶ Véase “El esfuerzo de concertación de los productores”, *Mercado petrolero mundial: luz al final del túnel, ¿otro espejismo?* 18 de marzo de 2016, pp 8-12 (http://www.pued.unam.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=61)



ambigua declaración... [se exhortó] a los participantes en la reunión de Doha a adoptar ‘todas las acciones necesarias a fin de estabilizar el mercado mundial del petróleo, para mejorar los precios en beneficio de países productores y consumidores’. Tras dos horas de reunión, el encuentro terminó con una declaración de cuatro párrafos en la que se omite la palabra ‘congelamiento’ y no se especifican las medidas que se proponen...”⁷

En México, la Secretaría de Energía divulgó un boletín informativo con el anuncio de que “asiste México a reunión de ministros de Energía en Quito en calidad de observador”. Es curiosa esta precisión pues es evidente que se trataba de un encuentro informal en el que no había ‘miembros’ u ‘observadores’. El boletín contiene una ‘confesión no pedida’, que pone de relieve si no la ‘culpabilidad manifiesta’, al menos la ambivalencia con que las autoridades mexicanas abordan la relación con los gobiernos de otros exportadores de petróleo. Reza el boletín:

Es importante destacar que la producción nacional de crudo disminuyó más de 1 millón de barriles al día (mmbd) en los últimos once años, para situarse hoy cerca de los 2.22 mmbd, en contraste con los 3.38 mmbd registrados en 2004. Adicionalmente, los ajustes presupuestales y la situación actual de los precios del crudo implicarían una reducción adicional de aproximadamente 100 mil barriles día al cierre de 2016. Por estas razones se considera que México no ha impactado la sobre-oferta que actualmente se observa en el mercado mundial de crudo.⁸

Con esta coartada se presentará México en Doha—en caso de que se haya decidido acudir. Que no se le pidan mayores reducciones del volumen de producción, ya ha hecho suficientes, aunque de forma involuntaria.

El Ministerio de Energía e Industria de Qatar informó que se espera la participación en el encuentro de Doha de alrededor de 15 países, tanto de la OPEP como de fuera de ella, “que aportan aproximadamente el 73% de la producción mundial”⁹. Se entiende que, además del país sede, asisten: Argelia, Arabia Saudí, Bahréin, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irak, Kuwait, Nigeria, Omán, Rusia y Venezuela.

En vísperas del encuentro de Doha han predominado las previsiones negativas respecto sobre todo de la posibilidad de que un número suficiente de exportadores importantes asuma la iniciativa de congelación de la producción—al nivel de enero o de otro momento que se convenga—así como del efecto real que congelarla más que abatirla, tendrá sobre el comportamiento del mercado y los precios.

7 “Tímido pedido de Latinoamérica a Doha: estabilizar el mercado de crudo”, El Comercio, Quito, 8 de abril de 2016 (<http://www.elcomercio.com/actualidad/latinoamerica-pide-doha-estabilizar-petroleo.html>).

8 Secretaría de Energía, Boletín de prensa 043, México, 8 de abril de 2016 (<http://www.gob.mx/sener/prensa/asiste-mexico-a-reunion-de-ministros-de-energia-en-quito-en-calidad-de-observador>)

9 “Qatar says mood ‘positive’ ahead of April 17 oil producers meet in Doha”, Gulf Times, 13 de abril de 2016 (http://www.gulf-times.com/story/488619/Qatar-says-mood-positive-ahead-of-April-17-oil-pro#section_178).



En este sentido, la AIE apuntó:

Parte del reciente repunte de los precios ha resultado de las expectativas ante la reunión de importantes productores de petróleo programada para el 17 de abril en Doha, Qatar. No podemos saber cuál será su resultado, pero si se decide congelar la producción, más que reducirla, será limitado el impacto sobre los suministros físicos de aceite.¹⁰

A su vez, el conocido y prestigiado experto Daniel Yergin considera, por una parte, que en tanto Irán no aclare su posición respecto del volumen que desea exportar será muy difícil acordar una congelación. Por otra, considera que la actitud de Arabia Saudí respecto del petróleo se ha transformado:

Recuerdo cuando la palabra de orden era: preservar el petróleo para nuestros nietos. Ahora, los nietos se han hecho cargo y ven las cosas de manera muy diferente. Ya no lo consideran un recurso precioso, sino que se preguntan cuál es la mejor manera de monetizarlo.

OTROS DAMNIFICADOS POR EL DERRUMBE

Angola: un salvavidas del FMI

Ante las innumerables dificultades de pagos provocadas por un derrumbe de precios sostenido a lo largo de más de veinte meses y apoyados, sobre todo, en sus reservas de divisas, los países exportadores de petróleo, que han resentido reducciones muy considerables tanto en sus ingresos por exportación como en la recaudación de su hacienda pública, han sido reticentes a acudir al instrumental de apoyo del FMI para las crisis de pagos externos. Se sugiere que han actuado así temerosos de que la condicionalidad aneja a los programas de apoyo a la balanza de pagos, por lo general centrada en el abatimiento del gasto público, resulte onerosa o incluso negativa en términos de opciones de restauración del crecimiento, diversificación de la actividad económica y fomento o preservación del empleo. En épocas de prosperidad, algunos de esos países acudieron incluso a la terminación anticipada de sus programas con el Fondo, para liberarse de obligaciones derivadas de la condicionalidad. Ahora, Angola —el segundo mayor exportador de África— ha decidido pedir al FMI que le arroje un salvavidas en la forma de un ‘programa de facilidad ampliada’.

¹⁰ IEA, Oil Monthly Report, 14 de abril de 2016 (<https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/>).



Desde su divulgación misma, a principios de abril, la solicitud del gobierno de Angola al Fondo, presentada a través del Ministerio de Finanzas, fue motivo de controversia. Caracterizada por algunos como solicitud de un ‘paquete de rescate’ —por ejemplo, el *Financial Times* informó que “Angola solicitó un rescate [*bailout*] del Fondo que podría montar a más de Dls 1,500 millones”¹¹ — otros, como el *Jornal de Angola*, órgano oficioso del gobierno, señaló que se había solicitado un programa de financiamiento ampliado, “que no constituye un ‘plan de rescate’ como se ha difundido en Portugal”¹². El propio Fondo se refirió a “una solicitud formal de las autoridades de Angola... para un programa económico que pueda ser apoyado por asistencia financiera del FMI”¹³. En el mismo comunicado, el Fondo conecta en forma inequívoca la solicitud con el colapso de los precios del crudo: “La aguda declinación de los precios del petróleo desde mediados de 2014 representa un desafío mayor para los exportadores de petróleo, en especial aquellos cuyas economías no se han diversificado.” Tal es, desde luego el caso de Angola, como lo reconoce su propio gobierno. El Ministerio de Finanzas ha señalado que “los sectores de agricultura, pesca y minería son prioritarios para la diversificación a corto plazo de la economía”¹⁴. El gobierno angolano y el Fondo señalaron también que las conversaciones sobre la solicitud se iniciarán en la oportunidad de las reuniones de primavera del Fondo y el Banco en Washington a mediados de abril.

Las previsiones más recientes del FMI sobre la economía angolana datan del otoño de 2015¹⁵. En ese momento se destacó:

- El impacto del shock petrolero sobre la economía, a través de fuertes declinaciones de la recaudación y las exportaciones. Las caídas de los ingresos fiscales del gobierno central se estiman en 14.6% en 2014 y 20.2% en 2015 —y se prevé se mantenga estancado en 2016. Por su parte, el valor de las exportaciones de hidrocarburos se contrajo en 13.9% en 2014 y en 39.5% el año siguiente. La reducción reflejó sobre todo los menores precios, pues el volumen producido se contrajo en 2.6% en 2014 y se expandió en 6.8% en 2015. Para el año en curso se esperan modestos aumentos de extracción y exportaciones.

11 Shawn Donan, “Angola turns to IMF for bailout amidst oil Price fallout”, *The Financial Times*, 6 de abril (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/732e5b5a-fc24-11e5-a31a-7930bacb3f5f.html?ftcamp=crm/email//nbe/beyondbricksNewYork/product#axzz45ARYL5ap>)

12 “Angola sem um”, *Jornal de Angola*, Luanda, 11 de abril de 2016 (http://jornaldeangola.sapo.ao/politica/angola_sem_um)

13 “Statement by IMF Deputy Managing Director Min Zhu on Angola”, Press release 16/155, 6 de abril de 2016 (<http://www.imf.org/external/np/sec/pr/2016/pr16155.htm>)-

14 “IMF to support Angola amid financial crisis”, Agência Angola Press, 6 de abril de 2016 (http://www.portalangop.co.ao/angola/en_us/noticias/economia/2016/3/14/IMF-support-Angola-amid-financial-crisis,677b161b-d674-4a2a-bae5-334927ba3a8f.html)

15 “IMF Executive Board Concludes 2015 Article XV Consultation with Angola”, Press release 15/487, 29 de octubre de 2015 (<http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2015/cr15301.pdf>).

- Otros resultados esperados en 2015 son los siguientes: desaceleración a sólo 2.1% en la tasa de crecimiento de los sectores no petroleros; inflación del orden de 14% al cierre de 2015, bien por encima del objetivo de 7 a 9 por ciento; caída a 3.5 puntos del PIB del déficit del gobierno central, frente a 6.4% en 2014; alza significativa de la deuda pública, hasta 57.4 puntos del PIB, 13.7 de los cuales corresponden a Sonangol, la empresa petrolera paraestatal; y el déficit de cuenta corriente se elevó a 7.6% respecto del PIB, en tanto que las reservas internacionales se abatirían a DIs 22,300 millones—equivalentes a seis meses de importaciones.
- “Es probable que situación económica continúe siendo desafiante en 2016 pues no se espera que se recuperen los precios internacionales del petróleo y los riesgos a la baja de la actividad económica son considerables. Se prevé que el crecimiento se conserve en 3.5% en 2016, con un crecimiento del orden de 4% en el sector petrolero. Se espera también un ligero mejoramiento del sector no petrolero, con crecimiento de 3.4% de año a año, impulsado sobre todo por el mejoramiento de la agricultura. Para finales de 2016 se espera que la inflación se haya moderado a 13%, pues el efecto de las medidas recientes de contracción monetaria se dejará sentir sobre todo en la segunda mitad del año.”

En balance, Angola acude al FMI en condiciones de afectación media de su economía, respecto de los descalabros sufridos por otros países petroleros: se ha conservado alguna parte del dinamismo de la economía, tanto en el sector petrolero como en el resto de la economía. Cabe esperar que las condiciones anejas al acuerdo de facilidad ampliada que finalmente se convengan no impongan un sobreajuste que termine por afectar el crecimiento y la ocupación.

Canadá: la industria no recupera el optimismo

La Asociación Canadiense de Productores de Petróleo señaló las abruptas reducciones en los gastos de inversión en el sector de hidrocarburos del país provocadas por el derrumbe de los precios del crudo a partir de mediados de 2014. En este año, el gasto de capital alcanzó a CDIs 81,000 millones, marcando un máximo histórico; en el siguiente se situó en CDIs 48,000 millones, con caída de poco más de dos quintas partes (41.7%) y para 2016 se prevé un nivel de CDIs 31,000 millones—un tercio (35.4%) menos que un año antes y alrededor de dos tercios (63.1%) por debajo del registrado en 2014. Caídas



de esta magnitud no se habían observado desde mediados del siglo pasado¹⁶.

La caída del gasto de capital en el sector de hidrocarburos ha afectado las inversiones y el empleo en otros sectores y ramas de actividad, en especial en Alberta y otras provincias petroleras. Ha elevado la tasa nacional de desocupación a 7.3% —temiéndose aumente a 7.5% en el segundo semestre— y ha sido la principal motivación del programa de gasto deficitario en infraestructura del gobierno federal, y de las medidas de estímulo fiscal a la inversión y el crecimiento.

En paralelo, el número de pozos perforados en la región occidental de Canadá, que llegó a 10,400 en 2014, habrá de declinar, según se espera, a sólo 3,500 en el año en curso, con reducción del orden de 66 por ciento.¹⁷

China: las empresas petroleras en dificultades

De acuerdo con informaciones de la prensa financiera internacional, las consecuencias del desplome de los precios del petróleo han alcanzado a las empresas productoras de China, orientadas esencialmente a satisfacer la demanda interna del segundo mayor importador neto mundial de crudo, gran beneficiario teórico de los bajos precios internacionales del producto.

Uno de los reportajes subraya que, ante la magnitud y duración de la caída de las cotizaciones del crudo, no fue suficiente la estrategia inicialmente adoptada —consistente en que las petroleras chinas redujesen sus gastos en el exterior— y ha sido necesario también afectar el nivel de gasto en sus operaciones en el mercado nacional¹⁸. Las empresas petroleras enfrentan, además, presiones sobre sus costos de operación derivados de campos en fase de declinación y de instalaciones y equipos antiguos y en ciertos casos obsoletos. Las reducciones en los gastos de inversión de las empresas, el despido de trabajadores y los menores gastos en salarios y otras remuneraciones se suman, en las áreas relativamente deprimidas del norte y el noreste del país, ya afectadas por la contracción de las actividades de la industria carbonífera.

Un experto de la Academia de Ciencias Sociales de China, citado en el reportaje,

16 Simon Doyle, “Canada oil and gas spending falls 62% since ‘14”, Financial Times, 7 de abril de 2016 (www.ft.com/fastt).

17 “Capital investment in Canada’s oil and gas industry down 62% in two years”, Canadian Association of Petroleum Producers, 7 de abril de 2016 (www.capp.ca/media/news-releases).

18 Lucy Hornby, “China’s oil majors skash costs”, Financial Times, 25 de marzo de 2016 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/6f0ca064-f246-11e5-aff5-19b4e253664a.html#axzz45YS81D3E>).



hizo notar que ha habido “un menor crecimiento de la producción nacional de crudo y en algunos casos aumentos de los costos de producción. Aunque el empleo en las áreas de extracción puede verse afectado, no se espera que ocurra lo mismo en las de refinación y procesamiento.”

Se alude también a la situación específica de las mayores empresas:

La Corporación Nacional de Petróleo de China (CNOC) informó, a través de PetroChina, su filial listada en bolsa, haber registrado por primera vez una reducción en su volumen de producción, así como una reducción de 67% en sus utilidades, lo que la llevará a abandonar campos de gas y petróleo en los que la producción ha dejado de ser redituable y operan con pérdida. La empresa acude a esquemas de retiro anticipado de trabajadores y ha suspendido las nuevas contrataciones. En algunos casos los trabajadores redundantes han sido transferidos a otras áreas de la empresa,

Al presentar un informe preliminar de sus resultados en 2015, PetroChina¹⁹ —que se describe a sí misma como “el más grande e importante productor y distribuidor de petróleo y gas y jugador dominante en el sector de hidrocarburos de China— destaca indicadores como los siguientes:

- La cifra de negocios (¥ 1.725 billones – Dls 267,400 millones) fue inferior en 24% a la del año anterior, “a pesar de una reducción de casi 50% en los precios del crudo y continuas reducciones en los precios internos de los refinados y el gas natural.
- El segmento de exploración y producción continuó sus estrategias de reducción de costos y gastos operativos asociados, obteniendo una utilidad operativa de ¥ 33,961 millones – Dls 5,250 millones. Los volúmenes de producción nacional fueron de 2.2 Mb/d de petróleo (reducción de 2.1% sobre 2014) y 8.07 millones de pies cúbicos diarios de gas natural. Hay que sumar la producción obtenida en el exterior, en Kazajstán y Rumania, por 0.556 Mb/dpe, con aumento de cerca de 40% sobre la cifra de 2014.

Sinopec, la segunda gran empresa petrolera y petroquímica del Estado chino, no había dado a conocer hasta principios de abril sus resultados de 2015.

CNOOC (China National Oil Off-shore Corporation), la tercera gran empresa petrolera de China, que se había preparado para las épocas de precios bajos con una agresiva política de reducción de costos, tuvo un desempeño menos afectado. De acuerdo a su

¹⁹ “PetroChina achieved steady development in 2015”: <http://www.petrochina.com.cn/ptr/xwxx/201603/28fb0db7c31742d4aa2810f524b9dd70.shtml>



informe sobre 2015²⁰, destacaron los siguientes aspectos:

La empresa evaluó 23 estructuras de petróleo y gas e hizo 16 nuevos descubrimientos. En aguas de China algunos descubrimientos fueron de estructuras medianas a grandes, entre ellas el campo Linhua 20-2. En el exterior, los descubrimientos fueron en Argelia y Nigeria, aunque en Brasil se hicieron evaluaciones promisorias. La restricción de los gastos de capital provocó una reducción a sólo 67% de la tasa de reposición de reservas. Se estima que las reservas de la empresa, al fin del año, se elevaron a 4,320 millones de barriles de petróleo equivalente.

La producción en el año se estima en 1.4 Mb/dpe, con alza de 14.6% sobre el anterior.

Otras cifras destacadas de 2015 son las siguientes:

- Precio promedio recibido: petróleo, 51.27 Dls/b, caída de 46.6%; gas natural, 6.39 Dls/millar pies cúbicos, caída de 0.8%.
- Ingresos por ventas; ¥ 146,600 millones – Dls 22,700 millones, caída de 32.8%.
- Gastos de capital: ¥ 66,500 millones – Dls 10,300 millones, caída de 37.9%
- Costo total incurrido: 39.83 Dls/bpe, caída de 5.9%.
- Utilidad neta: ¥ 20,250 millones – Dls 3,140 millones, caída de 66.4%.

El reportaje arriba citado concluye con la siguiente reflexión de Yanh Hua, el presidente de la CNOOC: “ En un ambiente de bajos precios del petróleo, la empresa ha conseguido mucho. Hemos reducido los gastos de capital y manejado con extremo cuidado nuestro flujo de caja. Todo el mundo la está pasando mal y en tiempos difíciles debemos ser pacientes.”

Víctimas colaterales: las empresas de transporte por ductos

Todo mundo está familiarizado con la división de la industria petrolera en dos segmentos: *downstream* (a menudo traducido ‘corriente abajo’), al que corresponden las actividades de refinación y otras formas de transformación industrial de los hidrocarburos, y *upstream* (o ‘corriente arriba’), referido a las actividades de producción primaria de los hidrocarburos,

²⁰ “CNOOC Limited announces 2015 annual results”: http://www.cnooc.com.cn/art/2016/3/24/art_6261_2306671.html



alrededor de la exploración y extracción de petróleo y gas. Menos comunes son las referencias al segmento denominado *midstream* ('corriente media', podría decirse), al que corresponde las actividades de transporte de hidrocarburos, cada vez más por medio de ductos y a cargo de empresas independientes, así como las de almacenamiento y comercialización²¹.

En un reportaje reciente, en el que se basa este apartado, se examinan con cierto detalle algunas de las tribulaciones que la industria del *midstream*, en especial la relacionada con el auge del presente siglo de los líquidos no convencionales, ha sufrido en Estados Unidos²².

En la primera semana de marzo, el oleoducto Cushing Marketlink —una de las arterias troncales del mercado estadounidense de hidrocarburos, que une el centro de almacenamiento de Cushing Okh con la costa de Texas, construido por TransCanada en 2014 con inversión de Dls 2,300 millones— anunció una reducción adicional de 10% en su tarifa para el transporte de crudo ligero, situándola en Dls 2.5/b. Por su parte, algunos transportistas se mostraron dispuestos a ofrecer espacio de transporte en el ducto por Dls 0.5/b. Las empresas de transporte por ductos solían verse a ellas mismas como 'recolectoras de tarifas', fundamentalmente a salvo de los altibajos del mercado. Esta situación no refleja ya la realidad.

Con la declinación de los volúmenes producidos, provocada por la fuerte y sostenida caída de los precios, el crudo movido por los ductos ha disminuido y, además, una parte del mismo se ha colocado en almacenamiento, en espera de mejores precios en el mercado. Actualmente se estima que el Marketlink está operando a sólo el 60% de su capacidad.

Por su parte, la mayor operadora de oleo- y gasoductos de EUA, Kinder Morgan, anunció desde fines del año pasado que reduciría en 75% su dividendo por el año, tras cinco jornadas de mercado en que el valor de sus acciones cayó en 30% y los ejecutivos renunciaron a seguir financiando a la empresa con nuevas emisiones de acciones, cuyo atractivo se había visto muy disminuido por la caída de las cotizaciones. "La caída de los precios del petróleo y el gas natural desde el verano del año pasado [2014] ha hecho perder valor de mercado a muchas empresas del negocio de transporte y otros aspectos de logística de hidrocarburos. Entre ellas, Energy Transfer Partners, Enterprise Products Partners, TransCanada y Enbridge."²³

21 Véase World Petroleum Council Canada, "About the Industry: Upstream, Midstream and Downstream" (<http://www.wpccanada.com/yc/industry-info/about-the-industry/upstream-midstream-downstream.html>).

22 Gregory Mayer, "Oil crash takes heavy toll on midstream energy companies", Financial Times, 3 de marzo de 2016 (http://www.ft.com/intl/cms/s/0/011a3f16-e0c7-11e5-8d9b-e88a2a889797.html?ftcamp=engage/email/emailthis_link/ft_articles_share/share_link_article_email/editorial#axzz45YS81D3E).

23 Ed Kroocks, "Kinder Morgan slashes dividend by 75%", Financial Times, 8 de diciembre de 2015 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/8a5499ac-9df6-11e5-8ce1-f6219b685d74.html#axzz45YS81D3E>).



Otro dolor de cabeza para las empresas midstream se derivó de una poco publicitada decisión judicial alrededor del tipo de contrato que constituye la columna vertebral de las relaciones entre productores y transportistas: los contratos ‘take or pay’. Se trata de contratos que obligan al comprador a aceptar la entrega, en un momento o a lo largo de un período establecidos, de un volumen determinado de bienes o servicios ofrecido por el vendedor a un precio preestablecido, o bien, en caso de no aceptar la entrega, pagar una penalidad al vendedor. Se supone que estos contratos ofrecen al vendedor flujos de caja estables que le permiten operar en condiciones de alto apalancamiento. El 8 de marzo, una corte de quiebras mercantiles en Nueva York decidió que un grupo de compañías productoras de energía, caído en la insolvencia, conocido como Sabine Oil & Gas Corp., podía rechazar sus contratos de servicio con las unidades de recolección de gas de Cheniere Energy, por lo que algunas obligaciones contractuales, incluyendo penalidades por Dls 35 millones previstas en cláusulas ‘take or pay’, dejaban de ser deudas aseguradas y se convertían en adeudos no asegurados. “El shock en el mundo de los inversionistas en activos midstream fue considerable”, aunque después se aclaró que la decisión no sería aplicable a los contratos relativos al transporte por ductos, que representan tres cuartos del total. “Quedó claro, sin embargo, la facilidad con la cual incluso inversionistas muy sofisticados pasan de la complacencia al terror.”²⁴

La visión más completa de los perjuicios sufridos por las empresas del midstream en Estados Unidos la ofrece el Alerian MLP Index, que mide el rendimiento de 50 compañías, con capitalización promedio de Dls 5,345 millones y máxima de Dls 51,307 millones, que representan alrededor de $\frac{3}{4}$ de la capitalización total del sector, calculado a partir de finales de 1995 (29Dic95 = 100.00). En 2015 el índice perdió 32.6% (que se compara, por ejemplo, con un alza anual de 1.4% del índice SP500), aunque se mantuvo en terreno positivo si se contabilizan los últimos cinco (1.5%) o diez (8.7%) años, como reflejo del largo auge de la energía no convencional en Norteamérica. Después de mantener una tendencia firmemente ascendente, con muy escasas fluctuaciones, entre el 4 de abril de 2013 (500.68) y un máximo de 1,886.65 el 9Mar14, el índice inició un prolongado desplome, con algunos altibajos importantes, que lo llevó a un mínimo de 792.80 el 11Feb16, tras lo cual se ha recuperado, en la lectura más reciente, a 1,038.58 el 30Mar16²⁵.

Es pues evidente que las empresas del *midstream* deben contarse entre las víctimas colaterales del desplome de los precios de los hidrocarburos.

²⁴ John Dizard, “Oil pipeline contracts sink into an ‘unspeakable quagmire’ “, Financial Times, 11 de marzo de 2016 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/b230c11c-e798-11e5-a09b-1f8b0d268c39.html#axzz45YS81D3E>).

²⁵ Véase Alerian, “Alerian MLP Index”: <https://www.alerian.com/indices/amz-index/>



Víctimas colaterales: la educación pública en Alaska

Ya se ha examinado en estos documentos la en extremo difícil circunstancia fiscal en que el desplome de los precios del petróleo ha colocado al gobierno de Alaska, uno de los estados petroleros de la Unión Americana²⁶. Un reportaje reciente ilustra uno de los aspectos más lamentables de esta situación: el impacto sobre la educación pública en el estado²⁷.

El rediseño y la ampliación del sistema de educación pública de Alaska data de las épocas del auge petrolero y no se escatimaron recursos al imaginarlo y ponerlo en operación. Esta característica ha hecho más dolorosos y espectaculares los recortes que ahora se han introducido, en respuesta al déficit en las finanzas estatales, estimado para el año en curso en Dls 3,500 millones: Algunos de los señalamientos del reportaje citado:

Afectaciones a todos los niveles:

La Universidad de Alaska ha anunciado un programa de reorganización de sus sedes, que implica importantes reducciones del personal académico. En previsión de ello, muchos profesores han ido a buscar oportunidades de trabajo en los estados del sur. Con la portabilidad de las pensiones, llevan con ellos los fondos acumulados.

El distrito escolar de Anchorage, el mayor del estado, ha reducido las plazas de enseñanza y ampliado el número de alumnos por grupo. La pequeña escuela rural de Nightmute, con 80 alumnos en una población de 3,000, está al borde de la parálisis: cinco de los seis profesores han anunciado su retiro al fin del año escolar.

A mediados de los '70, cuando la situación de las escuelas rurales era muy precaria, se asumió el compromiso oficial de borrar las diferencias entre los distritos escolares ricos y urbanos y los pobres, aislados y remotos. Para cumplir la promesa se ha llegado a erogar Dls 60,000 anuales por alumno en estos últimos. El material didáctico y el combustible de calefacción deben a menudo ser trasladados por avión a estas escuelas alejadas. Este gasto ya no es sostenible.

Algunas propuestas de recorte en el gasto en educación son muy drásticas: cierre de docenas de las escuelas rurales más pequeñas; práctica desaparición de los programas de investigación en las universidades, para concentrarlas en la docencia, como los colegios comunitarios; reducción del subsidio a la conexiones de internet de banda ancha en zonas rurales.

26 Véase "Algunos damnificados: [...] Alaska y otros estados productores de EE UU: pérdida de ingresos e impacto sobre actividad", Mercado petrolero mundial—el derrumbre de año nuevo, pp 7-11 (www.pued.unam.mx)

27 Kirk Johnson, "Alaska's Schools Face Cuts at Every Level Over Oil Collpase", The New York Times, 14 de marzo de 2016 (<http://www.nytimes.com/2016/03/15/us/oil-collapse-drains-alaskas-wide-ranging-education-system.html?emc=eta1>).



En algunas instituciones educativas la experiencia se está viviendo como un retorno a la realidad, tras años en que parece haberse pensado que el gasto en educación siempre podría financiarse.

TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES

Las quiebras en la industria del carbón en Estados Unidos

Entre los elementos que están llevando a la quiebra a un cierto número de empresas carboníferas en Estados Unidos —al que acaba de sumarse Peabody Energy, la mayor empresa privada dedicada a la extracción de carbón en el mundo, que a mediados de abril solicitó protección federal al declararse en bancarrota— se cuentan, cuando menos, el modesto ritmo de crecimiento de la actividad económica, la abundante oferta de gas natural a bajo precio proveniente en buena medida de yacimientos no convencionales, la menor demanda de carbón importado por parte de China y, desde luego, la regulación ambiental más estricta orientada a limitar las emisiones de gases efecto invernadero. Quizá es demasiado pronto para enumerar estos cinco factores en orden de la importancia de su contribución a la quiebra de Peabody y otras empresas de la industria del carbón, pero se acepta que el último, el vinculado a la regulación ambiental, no cede en importancia ante ninguno de los primeros cuatro.

“Se trata, sin duda, de un cambio estructural”, declaró una vocera de la ambientalista Greenpeace USA. “Más que tratar de enlistar los desafíos que enfrenta el sector carbonífero, es más sencillo tratar de determinar qué factores actúan a su favor y la respuesta es sencilla: ninguno.”²⁸

Al dar a conocer su solicitud de protección bajo el Capítulo 11, la empresa señaló que espera que el procedimiento—con el que suspende de inmediato las transacciones con acciones de la compañía en la Bolsa de Valores de Nueva York—le permita “encontrar una salida judicial a la sustancial carga de la deuda que la afecta en un ambiente sectorial que plantea desafíos históricos” y, por este medio, fortalecer la liquidez y reducir la deuda, lo que le permitirá participar con éxito en la oferta de combustible para generación eléctrica y siderurgia en muchas décadas en el futuro²⁹.

28 Citado en Keith Jhonson, “King Coal is Losing His Throne”, Foreign Policy, 13 de abril de 2016 (www.foreignpolicy.com/2016/04/13).

29 “Amid Prolonged Industry Downturn, Peabody Energy Takes Major Step to Strengthen Liquidity and Reduce Debt Through Chapter 11 Protection”: http://www.prnewswire.com/news-releases/amid-prolonged-industry-downturn-peabody-energy-takes-major-step-to-strengthen-liquidity-and-reduce-debt-through-chapter-11-protection-300250678.html?tc=eml_cleartime



La consultoría Rhodium Group ha hecho notar que el valor de mercado de los cuatro mayores productores de carbón en Estados Unidos, que aportan la mitad de la producción del país —Peabody, Arch Coal, Alpha Natural Resources y Cloud Peak Energy—, que en 2011 se estimaba en Dls 34,000 millones, se ha abatido ahora a sólo Dls 150 millones. Las tres primeras ya han iniciado sus procesos de protección por bancarrota, caso en el que se encuentran otras empresas de menor producción, aunque importantes en el sector carbonífero, como Patriot Coal y Walter Energy³⁰.

Las expectativas de un repunte de la demanda de carbón, tanto térmico como metalúrgico, en China e India se ven afectadas por las propias necesidades de estos países de reducir el uso de combustibles fósiles, en especial del carbón, a la luz de los compromisos de reducción de emisiones de GEI asumidos en la Conferencia de París y, en el caso de China, en función de las presiones políticas internas a favor de regulaciones ambientales más estrictas.

Otro analista añadió un elemento adicional, relevante para la evolución de Peabody Energy y de otras empresas carboníferas, más allá de la administración protegida de la bancarrota. “La visión a largo plazo es fea. Estados Unidos está comprometido a reducir las emisiones de carbono. El carbón es el combustible más sucio. Y Peabody está condenada a cubrir costos de limpieza ambiental por Dls 1,500 millones, una carga de importancia incierta pero desde luego crítica en el desenlace de su quiebra.”³¹

En este sentido, se ha hecho notar que costos casi inimaginables de restauración ambiental constituyan la verdadera herencia que leguen las empresas del carbón que ahora buscan protección frente a sus acreedores. El costo de la limpieza ambiental, que antes solía estar asegurado pero que se permitió fuera asumido directamente por las empresas en los años de bonanza, se estima en Dls 3,600 millones a escala nacional. Es urgente que se restablezca la obligación de las empresas, aún las que se han declarado en quiebra, de asumir los costos de limpieza ambiental que les corresponden³².

Ciudad Universitaria, 18 de abril de 2016

30 Trevor Hauser y Peter Marstres, “The Hidden Cause of America’s Coal Collapse”, Rhodium Group, 26 de febrero de 2016 (<http://rhg.com/notes/the-hidden-cause-of-americas-coal-collapse>).

31 “Peabody: reanimator”, *Financial Times*, 13 de abril de 2016 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/11d71a6e-017d-11e6-ac983c15a1aa2e62.html?ftcamp=crm/email/nbe/CompaniesBySector/product#axzz45oMSfIMw>).

32 Tom Zansillo et al, “After Bankruptcies, Coal’s Dirty Legacy Lives On”, *The New York Times*, 14 de abril de 2016 (http://www.nytimes.com/2016/04/14/opinion/after-bankruptcies-coals-dirty-legacy-lives-on.html?emc=edit_ty_20160414&nl=opinion&nliid=61996603&_r=0).



Contenido

COMPORTAMIENTO DEL MERCADO PETROLERO.....	2
Un mes de recuperación de las cotizaciones.....	2
Los movimientos de precios: del mínimo al máximo provisional.....	3
Los factores en juego.....	8
El esfuerzo de concertación de los productores, segunda parte.....	10
OTROS DAMNIFICADOS POR EL DERRUMBE.....	13
Angola: un salvavidas del FMI.....	13
Canadá: la industria no recupera el optimismo.....	15
China: las empresas petroleras en dificultades.....	16
Víctimas colaterales: las empresas de transporte por ductos.....	18
Víctimas colaterales: la educación pública en Alaska.....	21
TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES.....	22
Las quiebras en la industria del carbón en Estados Unidos.....	22