



Mercado Petrolero mundial: 2018: Un inicio agitado

*Jorge Eduardo Navarrete
Grupo de Energía*

23 de febrero de 2018

Contenido

2018: UN INICIO AGITADO	2
Los altibajos de las cotizaciones	2
La opinión de la OPEP / La opinión de la AIE	7
Balance del primer año de limitación de la oferta	8
 OTROS TÓPICOS DEL MERCADO	9
Cooperación petrolera ruso – saudita	9
El petróleo no convencional contribuirá a la futura inestabilidad de precios del crudo	10
Los avatares de la flotación de Aramco	13
 ASPECTOS GEOPOLÍTICOS	14
Qatar rompe el bloqueo saudita... en Washington	14
 TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES	16
Proyectos sauditas de desarrollo nucleoelectrico	16
El desastre del ‘Sanchi’ en el Mar Oriental de China	17



2018: UN INICIO AGITADO

Los altibajos de las cotizaciones

La primera jornada de mercado de 2018, el martes 2 de enero, los crudos marcadores –Brent, WTI y canasta OPEP– cerraron por encima de los 60 dls/b pero muy distantes de la cota de los 70 dólares, que se había reconocido, desde luego de manera informal, como el nuevo nivel por encima del cual se podrían mantener los precios a lo largo del año. A pesar de esta brecha, respecto de un año antes, es decir de la primera jornada de mercado de 2017, se advertía una nítida mejora: de 11.10 dls/b para el Brent, 8.04 dls/b para el WTI y 11.71 dls/b para la canasta OPEP. Estas diferencias, del orden de los 10 dólares por barril, equivalentes a algo menos del 20%, son una de las medidas del grado de éxito alcanzado por los esfuerzos de recuperación del mercado y de los precios realizados a lo largo del año por los productores de la OPEP y varios otros ajenos a ella. Otro indicador, el diferencial entre el precio por barril del Brent y el WTI, que se había situado en Dls 3.14 al inicio de 2017, se duplicó, al situarse en Dls 6.20 un año después, tornando más atractivas las opciones de arbitraje.

(La mezcla mexicana de exportación, MME, inició el año con cotización cercana a los 60 dls/b, que es el nivel al que se traduciría el ‘piso’ aspiracional arriba señalado para los crudos marcadores. Esta cotización superó en 9.97 dls/b a la registrada un año antes, significando que la MME compartió plenamente los beneficios de la recuperación conseguida por los productores, a los que contribuyó con la ‘caída administrada’ de los niveles de producción mexicana a lo largo del año. Finalmente, el diferencial WTI/MME se situó el 2 de enero de 2018 en Dls 3.65, alrededor de la mitad del nivel de Dls 6.58 observado un año antes, con reducción del margen de competencia de los crudos mexicanos.)

Al analizar el cambio de año y, sobre todo, la recuperación observada hacia finales de 2017, se expresó la esperanza que, tras alrededor de cuarenta meses, habría finalizado el largo lapso de cotizaciones bajas y fluctuantes y de que el mercado hubiese entrado, de hecho, en un nuevo ciclo, caracterizado por una cierta estabilidad de las cotizaciones. En esta hipótesis, las siguientes podrían ser las cifras básicas del anterior y el nuevo ciclos:



Hipótesis de tránsito de ciclo en el mercado petrolero mundial

Cotizaciones en Dls/b	Brent	WTI	OPEP	MME
Ciclo de cotizaciones deprimidas: junio de 2014 a diciembre de 2017				
Máxima del ciclo (19 / 20 junio 2014)	115.06	107.26	110.48	102.41
Mínima del ciclo (20 de enero 2016)	27.88	26.55	22.48	18.90
Pérdida relativa (%)	- 75.8	- 75.2	- 79.7	- 81.5
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
Cierre de 2017 (29 de diciembre)	66.87	60.42	64.47	56.19
Recuperación relativa sobre mínima (%)	139.8	127.6	186.8	197.3
Margen no recuperado respecto máxima (%)	41.9	56.3	59.8	54.9
Ciclo de cotizaciones estabilizadas: desde enero de 2018				
Apertura de 2018 (2 de enero)	66.57	60.37	64.84	56.72
Máxima hasta ahora en 2018 (24, 26, 25 y 26 Ene)	70.53	66.14	68.46	59.75
Mínima hasta ahora en 2018 (12 y 13 de febrero)	62.57	59.19	60.52	53.20
Más reciente (16 de febrero de 2018)	64.84	61.58	62.41	54.86

FUENTES:

Brent, WTI y MME – Hasta diciembre de 2016: Servicio Geológico Mexicano: www.sgm.gob.mx

Brent y WTI – Hasta febrero de 2017: U S Energy Information Administration (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>

Adviértase que hasta el cierre de 2017, la recuperación de las cotizaciones, respecto de las máximas de mediados de 2014, había sido solo de alrededor de la mitad. Esta es una de las razones por la que, en realidad, casi nadie espera que se consiga en el futuro previsible un retorno a ese nivel, ahora casi mítico, de los cien dólares por barril. Con todas las salvedades con que deben plantearse las apreciaciones respecto de las perspectivas, la visión que reúne un mayor consenso es la que apunta a una estabilización –que no excluye repetidas fluctuaciones interdiarias– en el rango de los 65 a los 75 dólares por barril. Los tres o cuatro primeros meses de 2018 permitirán poner a prueba esta hipótesis.

Con el comportamiento observado hasta mediados de febrero, podrían formularse señalamientos como los siguientes:

- De las 34 jornadas de mercado habidas entre el comienzo del año y el 16 de febrero, la cotización del Brent se mantuvo dentro del rango arriba señalado



como margen de estabilidad (65 a 75 dls/b) en 27 de ellas, ocurridas de manera constitutiva entre el 2 de enero y el 7 de febrero. En estas 27 jornadas, el margen de variabilidad llegó a Dls 5.02, equivalente a un margen de variabilidad relativa inferior al 10 por ciento.

- En las mismas 34 jornadas, el diferencial entre los marcadores Brent y WTI fue siempre favorable al primero y se mantuvo relativamente amplio, desde un mínimo de 3.9 hasta un máximo de 6.21 dólares. En el caso de la canasta OPEP, el diferencial a favor del Brent fue más estrecho y, en las 34 jornadas se situó entre un mínimo de Dls 1.94 y un máximo de 3.74.
- En estas primeras 34 jornadas del año, la volatilidad siguió estando presente: en 16 de ellas –prácticamente la mitad– las cotizaciones del Brent se movieron a la baja y en las 18 restantes al alza. La caída máxima en los movimientos día a día fue de Dls 2.02, el 9 de febrero, y al alza mayor se registró el 14 de febrero y alcanzó a 1.74 dólares.

Se trató, como se advierte, de un comienzo de año más agitado del que esperaban los países comprometidos con la estabilidad del mercado, aunque las cotizaciones se mantuvieron la mayor parte del tiempo en los niveles esperados o relativamente cerca de ellos, ante un juego complejo de factores que llevó a modificar las previsiones formuladas a mediados de enero por la AIE y la OPEP.

CUADRO 1 – PRECIOS DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: ENERO DE 2017 Y 2018 (Dls por barril y alzas (+) o bajas (-) diarias en Dls)

	Brent			WTI			Canasta OPEP			Mezcla mexicana exportación			
	2017	+ o -	2018	2017	+ o -	2018	2017	+ o -	2018	2017	+ o -	2018	
ENERO	-	-	66.57	-0.30	-	60.37	-0.05	-	64.84	0.37	-	56.72	
2	55.47	-1.35	67.84	1.27	52.33	61.63	1.26	53.13	-0.17	65.13	0.29	45.75	
3	56.46	0.99	68.07	0.23	53.26	62.01	0.38	52.71	-0.42	66.13	0	46.16	
4	56.89	0.43	67.62	-0.45	53.76	61.44	-0.57	53.02	0.31	65.86	0.73	46.69	
5	57.10	0.21	67.78	0.16	53.99	61.73	0.29	53.50	0.48	65.85	-0.01	46.96	
6 / 8	54.94	-2.16	68.82	1.04	51.96	62.96	1.23	52.85	0.35	66.39	0.54	45.20	
7 / 9	53.64	-1.30	69.20	0.38	50.82	63.57	0.61	51.46	-1.39	67.24	0.85	44.05	
10	55.04	1.40	69.26	0.06	52.25	63.80	0.23	50.98	-0.48	67.38	0.14	44.94	
11	56.01	0.97	69.87	0.61	53.02	64.30	0.50	52.30	1.32	67.17	-0.21	45.99	
12	55.45	-0.56	70.26	0.39	52.37	64.73	0.43	52.64	0.34	67.78	0.61	45.70	
13 / 15	53.15	-2.30	69.15	-1.11	52.52	63.73	-1.00	52.17	-0.47	67.54	-0.24	45.70	
14 / 16	54.30	1.15	69.38	0.23	52.48	63.97	0.24	52.60	0.43	67.07	-0.47	45.88	
17	54.68	0.38	69.31	-0.07	51.08	63.95	-0.02	52.22	-0.38	67.20	0.13	44.77	
18	53.77	-0.91	68.61	-0.70	51.37	63.37	-0.58	51.45	-0.77	66.48	-0.72	44.33	
19	53.18	-0.59	69.03	0.42	52.42	63.49	0.12	51.80	0.35	66.89	0.41	45.56	
20 / 22	55.04	1.86	69.96	0.93	52.75	64.47	0.98	52.10	0.30	67.32	0.43	45.36	
21 / 23	54.80	0.76	70.53	0.57	53.18	65.61	1.14	52.51	0.41	67.61	0.29	45.40	
24	54.70	-0.10	70.42	-0.09	52.75	65.51	-0.10	52.14	-0.37	68.46	0.85	45.17	
25	54.34	-0.36	70.52	0.10	-	66.14	0.63	52.91	0.77	67.94	-0.52	46.19	
26	55.89	1.55	69.46	-1.06	53.17	65.56	-0.58	52.88	-0.03	67.60	-0.34	45.41	
27 / 29	54.80	-0.09	69.02	-0.44	52.63	64.50	-1.06	52.78	-0.10	66.60	-1.00	45.41	
28 / 30	54.77	-0.07	69.05	0.03	52.81	64.73	0.23	52.19	-0.58	66.28	-0.32	45.18	
31	54.97	2.63	66.05	1.89	52.55	60.96	2.95	52.40	0.73	66.85	4.51	45.51	
Media	54.97	2.63	66.05	1.89	52.55	60.96	2.95	52.40	0.73	66.85	4.51	45.51	
												2.85	55.83
													1.67

FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos (<https://portal.cnh.gov.mx/estadisticas.php>) y "OPEC Basket Price" (http://w.ww.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm).

CUADRO 2 – PRECIOS DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: PRINCIPIO DE FEBRERO DE 201 Y 2019 (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	+ o -
FEBRERO	55.25	0.48	69.65	53.88	1.07	65.80	52.76	1.07	66.88	45.23	0.05	59.44	1.05
1	55.79	0.54	68.55	53.54	-0.34	65.45	53.93	-0.35	67.11	45.60	0.37	58.76	-0.68
2	55.94	0.15	67.62	53.83	0.29	64.15	54.24	-1.30	65.75	46.10	0.50	58.02	-0.74
3 / 5	55.92	-0.02	66.86	53.01	-0.82	63.39	53.77	-0.76	64.89	46.10	0.00	57.20	-0.82
4 / 6	55.02	-0.90	65.51	52.17	-0.84	61.79	52.78	-1.60	64.36	44.50	-1.60	55.97	-1.23
7	55.12	0.10	64.81	52.34	0.17	61.15	52.13	-0.64	62.74	44.72	0.22	54.94	-1.03
8	55.53	0.41	62.79	53.00	0.66	59.20	52.76	-1.65	61.57	45.14	0.42	53.41	-1.53
9	56.70	0.23	62.59	53.86	0.86	59.29	53.23	1.09	61.04	46.14	1.00	53.46	0.05
10 / 12	55.59	-1.11	62.72	52.93	0.07	59.19	53.47	-0.10	60.52	45.36	-0.78	53.20	-0.26
11 / 13	55.97	0.38	64.36	53.20	0.23	60.60	53.31	1.41	60.62	45.71	0.35	54.03	0.83
14	55.83	-0.14	64.33	53.11	-0.09	61.34	53.10	0.74	62.09	45.51	-0.20	54.74	0.81
15	54.16	-0.67	64.84	53.36	0.25	61.58	53.14	0.34	62.41	45.34	-0.17	54.86	0.12
16													

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).



La opinión de la OPEP

En enero, quinto mes consecutivo de alza, los precios del crudo se vieron apoyados por el acuerdo de contención de oferta de la OPEP y otros productores. Además, la caída de los inventarios comerciales se ha mantenido por diez semanas consecutivas. Los hedge funds (fondos de compensación aumentaron el número de sus posiciones largas netas en el Brent y el WTI a 1.08 millones de contratos, cifra que marca un máximo histórico.

“En la primera semana de febrero los futuros del crudo perdieron alrededor de 6 dls/b respecto de finales de enero, en coincidencia con un desliz generalizado de los mercados de valores y una declinación del dólar, paralelos a aumentos mayores que los previstos de oferta y de inventarios en Estados Unidos.”

Se corrigió al alza la estimación de oferta no-OPEP, “debido a mayor extracción en Estados Unidos, Reino Unido y Brasil y declinaciones menores a las previstas en México y China”, para situarla en 59.3 Mbd. A lo que hay que sumar los 32.9 Mbd que producirá la OPEP, de acuerdo a fuentes secundarias. Total: 92.2 Mbd.

Ante la perspectiva en general positiva para la economía mundial, se revisó al alza la estimación de demanda, en 1.6 Mbd, para un promedio anual de 98.6 Mbd en 2018.

“La demanda por el crudo de la OPEP debe haberse situado en 32.8 Mbd en promedio en 2017, aproximadamente 0.6 Mbd por encima de la de 2016. Para el año en curso se espera que se demande de la OPEP 32.9 Mbd, monto prácticamente igual al del año anterior.”

El esperado equilibrio del mercado se alcanzaría y rebasaría en el curso de 2018.

En el presente año y al menos en el corto plazo seguirá manifestándose una estrecha vinculación entre el crecimiento de la economía y el aumento de la demanda de petróleo –a pesar de las preocupaciones ambientales.

La opinión de la AIE

A comienzos de 2018, de acuerdo con datos nuevos y revisados, se produjo un leve acercamiento al equilibrio del mercado. La característica destacada de su comportamiento fue la rapidez del aumento de la producción en los países ajenos a la OPEP.

“La oferta mundial de petróleo en enero se estrechó a 97.7 Mbd, pero se mantuvo en 1.5 Mbd por encima de la de un año antes, pues el incremento de la extracción en EUA compensó la estabilidad mostrada por la oferta de la OPEP.”

Ésta se mantuvo estable en relación con el mes anterior en 32.16 Mbd, ya que el aumento en Nigeria compensó las reducciones de los demás, que excedieron en 37% la reducción de producción en términos del Acuerdo de Viena.

“La producción no-OPEP se contrajo en 175 mbd en enero, situándose en 58.6 Mbd, por encima en 1.3 Mbd de la de enero de 2017.”

En 2018, la producción estadounidense superará a la saudita y quizá también a la de Rusia.

Con este ritmo de aumento, cabe esperar que la oferta exceda a la demanda y vuelva a presionar los precios. Será más difícil volver a alcanzar el rango de los 70 dls/b y mantenerse por encima de él.

Puede tenerse confianza en que la demanda aumente en 1.4 Mbd en 2018 respecto del año anterior, cuando creció en 1.6 Mbd, debido a la fortaleza de la reactivación económica y, en menor medida y sólo en algunos casos, a la depreciación del dólar. En sentido inverso actuaran los cambios en los patrones de demanda en China y en el uso de combustibles en economías emergentes y en desarrollo.

Ha sido notable la reducción de las existencias comerciales de crudo en los países de la OCDE: tras superar en 264 Mb el promedio quinquenal, ahora lo exceden en sólo 52 Mb. “Con una caída tan dramática de los excedentes, el éxito del acuerdo de [contención de la] producción parece estar a la mano”.



OPEC, Monthly Oil Market Report, 18 de febrero de 2018 (www.opec.org)

IEA, Oil Market Report, 13 de febrero de 2018 (www.iea.org)

Balance del primer año de limitación de la oferta

La OPEP aprovechó la séptima reunión del Comité Ministerial Conjunto de Supervisión (JMMMC), celebrada en Muscat, la capital del sultanato de Omán, para realizar un balance del primer año de funcionamiento de los acuerdos de limitación de oferta. Al dar cuenta de este hecho,¹ se destaca que “en diciembre de 2017, tras varios meses de excelente funcionamiento, los países de la OPEP y los no miembros participantes alcanzaron un nivel de conformidad de 129% de los ajustes voluntarios” de su producción. “El promedio mensual del nivel de conformidad a lo largo del primer año de vigencia de la ‘Declaración de Cooperación’ alcanzó a un notable 107 por ciento.”

Otros puntos de interés del comunicado informativo del JMMMC son los siguientes:

- De acuerdo con una amplia gama de indicadores, el primer año de funcionamiento del acuerdo de limitación de producción ha tenido un éxito notable.
- El mercado respondió en forma positiva a las acciones concertadas de los países participantes, que han beneficiado a los productores, a los consumidores y al conjunto de la economía mundial.
- Los datos más recientes confirman que el crecimiento de la demanda mundial de petróleo se mantendrá en una trayectoria positiva, alentado por el fuerte comportamiento de la economía mundial.

Todos los países participantes se esforzarán por mantener o exceder la plena conformidad con los acuerdos a lo largo de 2018.

¹ Véase, OPEP, “Participating countries conclude successful year with record-breaking conformity level”, press release 2/2018, Muscat, 21 de enero de 2018 (www.opec.org/opec_web/en/press_room/4792.htm).



OTROS TÓPICOS DEL MERCADO

Cooperación petrolera ruso – saudita

Más allá de que la cooperación entre la Federación Rusa y el reino de Arabia Saudita –expresada en la insólita visita del monarca saudí a Moscú hacia finales del año pasado– ha sido quizá el fulcro del acuerdo de contención de la oferta de la OPEP y los productores ajenos a la Organización que ha permitido la recuperación de las cotizaciones, ha habido otras manifestaciones importantes de un entendimiento creciente entre estos dos países, que en el curso del año, de acuerdo con los pronósticos de la AIE, perderán la primacía entre los productores de petróleo a favor de Estados Unidos. Una nota del *Financial Times*² resume los principales desarrollos en esta materia, relativos también a la cooperación técnica y científica, y concluye que:

Rusia y Arabia Saudita han forjado, en los últimos dieciocho meses, una alianza energética que hubiese parecido improbable habida cuenta de encontrarse en trincheras opuestas en otros asuntos, como el conflicto en Siria.

El entendimiento se debe, en buena parte, a la excelente relación que han construido los ministros de energía de ambos países: Khalid al-Falih y Alexander Novak. El ministro saudita declaró al *FT*, de acuerdo con la nota citada, que la alianza entre los dos países --que producen entrambos una quinta parte del crudo extraído en el mundo– “encierra el potencial de convertirse en una de las asociaciones energéticas de mayor fortaleza”.

El nuevo fondo soberano de inversión de Arabia Saudita ha reservado el equivalente de Dls 10,000 millones al financiamiento de proyectos de inversión en Rusia, de los que ya se ha desembolsado una décima parte. Del lado del reino, se ha decidido participar en diversos proyectos tecnológicos con Rusia, con cargo a un fondo conjunto dotado de Dls 1,000 millones.

El ministro de Energía de los Emiratos Árabes Unidos, Suhail al-Mazrouei, formuló la hipótesis de que la cooperación entre Arabia Saudita y Rusia –y más ampliamente entre Rusia y el conjunto de la OPEP– es “la nueva norma” en el mercado petrolero mundial. Se trata, en opinión del ministro, de establecer una estructura institucional para la cooperación a largo plazo entre los 24 productores de la OPEP y ajenos a ella que ha estado en operación por más de un año. En la International Petroleum Week en Londres, el ministro declaró: “Vivimos con arreglo a una nueva norma. La OPEP, por ella misma,

² Anjli Raval et al, “Russia and Saudi Arabia put aside differences to forge energy pact”, *Financial Times*, 6 de febrero de 2018 (www.ft.com/content/7af38c26-0801...).



no puede asumir la responsabilidad completa de la restauración del mercado. Sin Rusia y sin el grupo de productores que Rusia trajo consigo sería muy difícil tener éxito”³.

El petróleo no convencional contribuirá a la futura inestabilidad de precios del crudo

Robert McNally

Es confortante la noción de consenso de que los precios del crudo se mantendrán alrededor de los Dls 60/b en los próximos años, pues la producción de aceite no convencional (*shale oil*) de Estados Unidos actuará como productor de ajuste (“*swing producer*”) para evitar saltos bruscos.

Nadie –ni la industria, ni los gobiernos, ni los consumidores, ni los inversionistas– se ha sentido cómodo con el regreso a los ciclos de alza y caída de los precios del crudo a lo largo de los últimos quince años.

La probabilidad de que el nivel de 60 dólares se convierta en la “nueva normalidad” no es mayor de la que hace cinco años se atribuyó al nivel de 100 dólares.

La experiencia reciente, las características propias del *shale oil* y las tendencias subyacentes de la oferta y la demanda sugieren claramente que es más probable que el aceite no convencional contribuya a acentuar la inestabilidad de precios que a atemperarla.

Es importante distinguir entre la producción de ciclo corto y la producción de ajuste (*swing*).

La producción *shale* de ciclo corto puede frenarse o fluir más rápido que la de aceite convencional –trimestres en lugar de años.

La industria del petróleo no convencional de Estados Unidos comprende a docenas de empresas idiosincráticas, que cotizan en bolsa o son particulares, que compiten entre ellas para elevar al máximo reservas y producción.

Frenar o hacer fluir la producción *shale* de ciclo corto puede estabilizar los precios, pero sólo por coincidencia y en función de los fundamentales más amplios que prevalezcan en el mercado.

³ Véase, Anjali Raval, “Opec co-operation with Russia is ‘new norm’ – UAE energy minister”, *Financial Times*, 22 de febrero de 2018 (www.ft.com/content/8a0ef5d4...)



Por ejemplo, el arribo galopante del shale después de 2010 fue fortuito, pues llegó justo a tiempo para compensar un mercado muy tenso –exacerbado por la disrupción de la oferta de Libia– y ayudó a colocar un tope de alrededor de 100 dólares a los precios del petróleo.

Apenas tres años más tarde, el imparable aumento de la producción *shale* ayudó al espectacular derrumbe que llevó los precios desde Dls 100 a alrededor de 30 dólares, después de que los productores de la OPEP se negaron a abrir espacio al *shale* abatiendo su propia producción.

La producción *swing*, bien entendida, es un fenómeno por completo diferente: los productores *swing* suelen comprender a un número relativamente pequeño de entidades con apoyo de sus gobiernos que controlan el grueso de la producción de bajo costo y que se coluden, en observancia de un mandato de política, para estabilizar los precios del petróleo.

Los ejemplos históricos incluyen a Texas –con la Comisión de Ferrocarriles– y a otros estados productores, a las Siete Hermanas y a la OPEP. Los productores *swing* subordinan la maximización de utilidades a la estabilización de precios y absorben el costo de mantener capacidad ociosa para poder hacer frente tanto a disrupciones [de oferta] como a alzas inesperadas de demanda.

Ajustan la producción de manera proactiva, a velocidad relampagueante para los estándares de la industria –semanas– y por tiempo indefinido hasta reducir la volatilidad de los precios y anclar sus expectativas de largo plazo.

No hay duda de que el *shale* ha afectado los precios mundiales, la mezcla de calidades y las corrientes de comercio del crudo. Pero el shale es demasiado pequeño, demasiado lento y demasiado competido (si los ejecutivos de las firmas shale trataran de coludirse podrían ir a la cárcel) para jugar el rol de productor *swing*. Además de su horror ante los ciclos de auge y derrumbe de precios, los productores *shale* y los productores *swing* no tienen nada en común.

Viendo hacia el futuro, se antoja improbable que el shale crezca de manera sostenida lo suficiente para satisfacer la creciente sed global de petróleo. Tres años de precios bajos han estimulado la demanda y la publicitada transición energética del petróleo a los automóviles eléctricos llegará más tarde de lo que se proclamaba.

Una economía mundial que crezca a cerca del 4%, como proyecta el FMI, requerirá que la oferta neta de petróleo aumente en 2 millones de barriles por día al año, lo



que equivale a un aumento bruto de entre 4 y 5 Mbd, si se considera la declinación de los campos existentes. Incluso si el *shale* crece en 1 Mbd al año, será incapaz de satisfacer por sí mismo las necesidades globales.

De esta suerte y en ausencia de una recesión económica, para principios del próximo decenio la economía mundial necesitará de nueva producción de aceite convencional proveniente de proyectos de ciclo largo, pero carecerá de ella debido a los proyectos cancelados o diferidos tras el colapso de los precios de 2014.

Los inventarios tenderán a normalizarse en una situación de excedentes de capacidad de producción mínimos (que por el momento se sitúan en alrededor de 2.5 Mbd, es decir, menos de 3% de la oferta mundial, con tendencia a reducirse), muy inferiores al monto de producción en riesgo por posibles disturbios geopolíticos (estimados en la actualidad en cerca de 4.5 Mbd). Los precios se elevarán drásticamente, regresando probablemente a los tres dígitos, para desalentar el consumo y reflejar muy diversas primas de riesgo.

Los productores del Grupo de Viena (la OPEP y sus nuevos aliados fuera de la Organización, encabezados por Rusia) no esperan que los productores de shale actúen como productores *swing*. El ministro saudita, Khalid al-Falih ha reiterado su expectativa de que una insuficiencia de suministros y una demanda por encima de la generalmente esperada tensionen en forma aguda los mercados en los próximos años, a pesar del shale.

A mediados de febrero, el ministro de petróleo de los EAU, Suhail al-Mazroui, exhortó a los integrantes del Grupo de Viena a restaurar la capacidad de producción excedente, para absorber alzas imprevistas de la demanda o interrupciones de la oferta.

Mientras exista el riesgo, cercano en el tiempo, de un repunte fuerte en los precios, el Grupo de Viena probablemente se enfocará, más que en el grado de cumplimiento de las reducciones acordadas, en la suficiencia del colchón de capacidad ociosa del Grupo.

Todo el que espere que los precios del petróleo se situarán alrededor de los 60 dólares debe dejar de preocuparse por el shale y, en cambio, esperar que el Grupo de Viena actúe como un verdadero productor *swing* y aumente su capacidad productiva excedente. Hay que mantener ajustados los cinturones. Para el Grupo de Viena resultará más difícil contener la producción cuando el mercado se esté tensionando



que en condiciones de sobreoferta. Los temores derivados del anterior colapso de precios empujan a ambicionar un auge futuro.

El autor es fundador y presidente de la consultoría Rapidan Energy Group, ha sido consejero senior en energía de la Casa Blanca y autor de *Crude Volatility: The History and the Future of Boom-Bust Oil Prices*.

Financial Times, 20 de febrero de 2018 (www.ft.com/content/1b911cc8...)

Los avatares de la flotación de Aramco

Las turbulencias políticas, internas e internacionales, en las que se ha visto envuelto el reino y que han sido examinadas en estos documentos, dieron lugar a que se especulara con la posibilidad de que se anulase la IPO, optando por una “colocación privada” de acciones de la empresa que se manejaría internamente. Esta posibilidad pareció haberse desechado por su evidente de transparencia.

Hacia el cambio de año la moneda seguía en el aire. Una suerte de balance de la situación y perspectiva de la operación⁴ destacó, entre otros, los siguientes aspectos:

- El reino ha reiterado de manera inequívoca su decisión de vender el 5% de las acciones representativas del capital de la empresa antes de que termine 2018.
- Una primera oferta se realizaría en la bolsa saudita Tadawul.
- Sigue siendo incierto en qué mercado o mercados de valores externos se domiciliaría una oferta externa simultánea o sucesiva.
- Se entiende que todos los trabajos preparatorios de la oferta han sido concluidos. Faltan las decisiones políticas sobre la oportunidad y la o las sedes de la flotación.
- Han surgido dudas sobre la valuación-objetivo (Dls 2 billones), obstáculos legales y reglamentarios, requisitos de transparencia, derechos de los accionistas minoritarios y cobertura de noticias negativas.
- Parece no haberse abandonado la idea de una flotación interna paralela a la venta privada a un inversionista estratégico.

Quizá no serían muchos los sorprendidos si, entre dificultades técnicas e incertidumbres políticas, el tiempo transcurre y la IPO termina difiriéndose para 2019.

⁴ Véase, Anjli Raval et al, “Saudi Aramco indecisión shoruds world’s biggest IPO in uncertainty”, *Financial Times*, 29 de enero de 2018 (<https://www.ft.com/content/853a650e-04d9-11e8-9650-9c0ad2d7c5b5>).



ASPECTOS GEOPOLÍTICOS

Qatar rompe el bloqueo saudita... en Washington

Cuando ya prácticamente no se recuerda que Qatar sigue sometido formalmente a un bloqueo cum estado de sitio, por parte de diversos países de la zona del Golfo Pérsico, liderados por Arabia Saudita, que en teoría debería mantenerlo en el aislamiento poblacional, comercial, económico, político y diplomático, el emirato se las arregló para convertir la última de enero en prácticamente ‘la semana de Qatar en Washington’, con gran despliegue de contactos diplomáticos, políticos y comerciales⁵.

Los secretarios de Estado y de Defensa, que encabezaron la parte oficial de los contactos, emitieron declaraciones elogiosas para Qatar: “Un socio fuerte y un amigo de mucho tiempo”, en palabras de Rex Tillerson; “que ha respaldado tradicionalmente el actual y permanente compromiso de Washington con la seguridad regional”, añadió Jim Mattis. Por la parte catari viajaron a Washington en la ocasión las contrapartes de esos funcionarios: el ministro de Asuntos Externos, Mohammed bin Abdulrahman Al Thani, y el ministro de Defensa, Khalid bin Mohammed al-Attiyah. En la parte comercial, los funcionarios catari visitaron una planta de ensamble de la Boeing en Carolina del Sur.

Las expresiones citadas establecen un notorio contraste con las censuras que los gobernantes estadounidenses prodigaron a Qatar hace menos de un año, ejemplificadas en los exabruptos del propio presidente Trump, quien calificó al emirato y a su gobierno de patrocinadores políticos y financieros del terrorismo y se colocó claramente del lado saudita en la disputa.

Lo cierto es que, desde la segunda parte de 2017 --cuando fue evidente que no se llegaría a un pronto arreglo entre Qatar y Arabia Saudita y sus aliados, en parte porque Qatar no estaba dispuesto a pagar el muy elevado precio que en materia de renuncia a su autonomía y libertad de acción le exigían los sauditas y en parte por la intransigencia de Arabia Saudita, EAU y Egipto-- Qatar movió sus cartas con mucho mayor habilidad y presteza. Según un analista del Wilson Center citado en el reportaje, Qatar demostró e hizo valer sus credenciales antiterroristas de manera convincente, sin afectar sus relaciones de cooperación con Irán, sino ampliándolas y fortaleciéndolas. Equilibró hábilmente sus apuestas al comprometerse también en las operaciones multilaterales de ayuda a Irak y mantuvo y fortaleció sus relaciones con Turquía. La flexibilidad y rapidez de respuesta

⁵ Este apartado se base en la crónica de Gardiner Harris, “In Charm Offensive, Qatar Pushes for a Comeback in Washington”, The New York Times, 9 de febrero de 2018 (www.nytimes.com/2018/02/09/us/politics/trump-qatar-lobbying-embargo.html).



de Qatar contrastó con la torpeza con la que Arabia Saudita ha manejado el conflicto con Yemen, convertido en una catástrofe humanitaria con altos costos económicos y políticos.

En el caso de Estados Unidos, Qatar se aseguró que la mayor base militar estadounidense en el área siguiese operando con todas las facilidades y garantías... y algunas más. (En Washington Qatar prometió mejorar las instalaciones de la base en las que se aloja el personal militar estadounidense, que llega a 10,000 efectivos.) Concretamente, a instancias de Tillerson –quien desde sus tiempos en ExxonMobil había cultivado una relación especial con Qatar– firmó con Estados Unidos acuerdos bilaterales para compartir información sobre terrorismo y combatir su financiamiento, luchar contra la trata de personas y ampliar la disponibilidad de información financiera. Todo esto llevó a Trump en el mes de enero a reconocer la disposición del emir de Qatar y, tragándose sus palabras de meses atrás (a lo que ya debe estar acostumbrándose), reconocer su cooperación antiterrorista.

El aspecto más formal y de mayor significado político de la visita de los ministros catarís a Washington fue asistir a la primera reunión del diálogo estratégico entre Estados Unidos y Qatar. La figura del diálogo estratégico ministerial había sido reservada por Washington para las relaciones bilaterales de gran calado –como la que solía mantenerse con China.



TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES

Proyectos sauditas de desarrollo nucleoelectrico

Desde su diseño inicial, la ambiciosa reforma saudita que lidera el controvertido príncipe heredero tuvo como uno de sus objetivos de más alta prioridad reducir la dependencia histórica del reino respecto del petróleo. Por una parte, reducir la dependencia de la economía en su conjunto y de las finanzas públicas en particular de los ingresos provenientes de la exportación de crudo, gas y petrolíferos. Por otra, en el sentido de, a la vista de las exigencias de la batalla global contra el cambio climático, reducir la importancia de los combustibles fósiles en la mezcla de fuentes de energía del reino. La noción de ‘descarbonar’ una nación conocida y reconocida como petrolera por excelencia resultó inverosímil para muchos, pero a fin de cuentas aceptada como parte de esa batalla global.

Lo que aparentemente estaba un poco fuera de las expectativas de numerosos observadores es que el esfuerzo saudita de diversificación energética abarcase el desarrollo de la generación nuclear y, aún más, el dominio del ciclo de combustible, incluyendo reprocesamiento y obtención de plutonio.

Como se señala en el reportaje que es la fuente principal de este apartado,⁶ el origen de los actuales, ambiciosos proyectos nucleoelectricos del reino –que incluyen 16 reactores, con inversión estimada en Dls 80,000 millones –puede trazarse a la planta nucleoelectrica que una empresa coreana está construyendo para Emiratos Árabes Unidos, basada en un acuerdo negociado hace diez años con Estados Unidos, que impone severas salvaguardas y prohíbe el reprocesamiento. Arabia Saudita y el príncipe Salman aparentemente quieren otra cosa.

Influidos por el programa nuclear de Irán, su gran rival estratégico regional, que –aunque proscribire con eficacia la producción de armas nucleares, en contra de lo argüido por Estados Unidos e Israel– mantiene abiertas las actividades de reprocesamiento de combustible, los dirigentes árabes desean ahora alcanzar el ciclo nuclear completo.

Para Estados Unidos, deseoso de revitalizar su actividad nuclear, sería un buen negocio. De hecho, una empresa estadounidense, Westinghouse, es parte del grupo de empresas interesadas en asociarse al desarrollo del programa nuclear saudita. Éste, a su vez, forma parte de una acrecida actividad nuclear en el Oriente medio: Rosatom, la

⁶ “How a Saudi nuclear reactor could accelerate an arms race”, *The Economist*, 8 de febrero de 2018 (<https://www.economist.com/news/middle-east-and-africa/21736575>).



empresa nuclear estatal rusa, firmó en diciembre de 2017 un contrato para erigir el primer reactor egipcio y el año anterior había logrado otro similar con Jordania.

Hay quien se pregunta qué sentido tiene un programa nucleoelectrico en Arabia, que actualmente consume algo menos de medio millón de barriles diarios de petróleo. Las plantas nucleares difícilmente entrarán en operación antes de 2030 y otras opciones, como la generación a gas y la solar, parecen más acordes con la geografía del reino.

“A pesar de todo,” concluye el reportaje citado, “un programa nuclear permitiría a los saudís mantener el paso con Irán. Podría también alentar la proliferación de armamentos nucleares en la región más volátil del planeta.”

El desastre del ‘Sanchi’ en el Mar Oriental de China

Hubo de pasar un mes desde la colisión, en el Mar Oriental de China, de un buque tanque iraní, el ‘Sanchi’, y el granelero CF Krystal. Con bandera de Hong Kong, que provocó el naufragio del primero y el derrame de su carga de condensados líquidos, para que se manifestase la magnitud del desastre ecológico incurrido, comparable a los bien conocidos casos del Exxon Valdez, en Alaska, y de la Deepwater Horizon, en el Golfo de México. “Una película casi invisible de petróleo ha empezado a contaminar algunas de las zonas de pesquería más ricas e importantes de Asia, desde China a Japón y más allá.”⁷ Se trata del derrame más cuantioso en casi tres décadas, pero ha recibido menos atención por tratarse de un derrame de condensados, un subproducto líquido del tratamiento del gas natural, y del sitio remoto en el que ocurrió, localizado a 160 millas marinas al oriente de Shanghai. Se considera que lo único que puede hacerse es presenciar su progresiva evaporación o su disolución en las aguas marinas, a las que volverá tóxicas por algún tiempo, aunque terminará por dispersarse con mayor rapidez que un derrame de crudo. El derrame, el mayor de condensados de que se haya tenido noticia, se estima en 111,000 ton. La zona más afectada es la hermosa área de Shoushan, un archipiélago que se eleva en la desembocadura del Yangtze sobre el Mar Oriental de China, productora de alrededor de cinco millones de toneladas de productos pesqueros para el mercado de China. Se teme que la contaminación alcance a zonas pesqueras de jurisdicción japonesa.

⁷ Véase, Steven Lee Myers et al, ‘A Nearly Invisible oil Spill Threatens Some of Asia’s Richest Fisheries’, The New York Times, 12 de febrero de 2018 (www.nytimes.com/2018/02/12...).