



Mercado Petrolero mundial: En espera de nuevos sobresaltos

*Jorge Eduardo Navarrete
Grupo de Energía*

24 de septiembre de 2018

Contenido

AL CIERRE: movimientos de precios, reacciones de Trump y expectativa OPEP	3
EN ESPERA DE NUEVOS SOBRESALTOS	4
Un período de relativa tranquilidad	4
Algunos factores de incertidumbre	4
EL COMPORTAMIENTO DEL MERCADO	7
Altibajos de los precios en agosto y principios de septiembre	7
Comportamiento de los fundamentales del mercado	10
OTROS TÓPICOS DEL MERCADO	11
Continúa la declinación de las inversiones	11
Las exportaciones de GNL de EUA a China	13
TENSIONES Y RIESGOS GEOPOLÍTICOS	15
El impacto de un 'Brexit duro' sobre el petróleo británico	15



TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES18

La energía y el nuevo gobierno de México: una visión externa18

EUA: sucesión de medidas ‘pro-energía’ contrarias al ambiente20



AL CIERRE: movimientos de precios, reacciones de Trump y expectativa OPEP

Entre el 20 y el 21 de septiembre se produjeron diversos sucesos que sacudieron, en diversos sentidos, al mundo petrolero. Aunque se examinarán en detalle en el siguiente de estos memoranda, léase ahora este anticipo:

La inminencia del inicio formal de las sanciones a Irán impulsó la cotización del Brent a Dls 80/b y colocó la cotización a futuro (Dic19) en su nivel más alto en tres años. Todo mundo corrió a protegerse ante el riesgo de precios más altos en los siguientes años. Movido por otros factores, el WTI rebasó en la semana la cota de los Dls 70/b. Parece haber una expectativa amplia de que las cotizaciones seguirán moviéndose al alza, si, como se espera, las sanciones terminen por retirar del mercado hasta 1.5 Mbd (FT, 21Sep18)

Trump lanzó otro tuit:

Nosotros protegemos a los países del Medio Oriente, que no estarían seguros por mucho tiempo sin nosotros. Insisten en elevar más y más el precio del petróleo. Lo recordaremos ¡El monopolio OPEP debe bajar los precios ahora! 20Sep.

Sanciones a Irán y alzas de precios están ligadas.

Un analista de Bloomberg hizo notar que los tuits de Trump relativos a la OPEP, que se han divulgado en abril y junio, coincidiendo con coyunturas alcistas de las cotizaciones del crudo, han exacerbado los sentimientos del mercado y han traído nuevos motivos de preocupación a los líderes de la OPEP, en especial a Arabia Saudita. Muestran, sin embargo, una mezcla de “temor y engaño” en su enfoque de la OPEP, cuya complicada mecánica interna de operación y aún más complejos equilibrios políticos está muy lejos de comprender. El propio Trump ha minado la confiabilidad de los acuerdos y alianzas políticas internacionales de EUA. La OPEP no ha actuado como monopolio y menos aún en la actual circunstancia en que sus intervenciones en el mercado deben coordinar a otra docena de exportadores.

La reunión de la OPEP en Argel a principios de septiembre tenía por propósito vigilar la marcha del acuerdo de aumento de oferta aprobado por la Organización y sus socios a finales del año pasado. Nadie en la OPEP desea que se disparen los precios, y menos aún en vísperas de las elecciones de noviembre en EUA. Pero si el impacto de las sanciones será una reducción importante de la oferta, será muy difícil que en la OPEP misma y sus colaboradores se encuentren de inmediato los volúmenes suficientes, de calidad adecuada, para compensarlas y paliar el efecto sobre las cotizaciones.



EN ESPERA DE NUEVOS SOBRESALTOS

Un período de relativa tranquilidad

Si se considera que las cotizaciones son el indicador que mejor refleja la situación y perspectiva generales del mercado petrolero mundial, podría afirmarse que, en las últimas semanas del verano boreal de 2018 –en agosto y la primera mitad de septiembre– el mercado atravesó un período de relativa tranquilidad, que quizá sea el preludio de nuevos sobresaltos.

La Agencia Internacional de Energía informó¹ que la banda de cotizaciones entre Dls 70 y 80 por barril, dentro de la que se situó el precio del Brent –tomado como crudo marcador global– en ese período, quizá se vea sometida a tensiones importantes en lo que resta del año, en especial a principios de noviembre, con la entrada en vigor de las sanciones contra Irán, impuestas unilateralmente por EUA, pero que afectan a empresas y otros agentes económicos de cualquier nacionalidad.

Por su parte, la Organización de Países Exportadores de Petróleo, al reportar² que en el mes de agosto la cotización de su canasta de crudos registró una declinación de 1.01 dólares por barril respecto del mes inmediato anterior, aludió al aumento, cercano a Dls 20 por barril, observado en relación a agosto de 2017, en consonancia con los objetivos de su estrategia de colaboración con exportadores ajenos a la Organización.

Finalmente, la Agencia de Información sobre Energía, del gobierno de EUA, aunque estima³ una banda de precios de Dls 56 a 85 por barril, mucho más amplia que la arriba mencionada, otorga un rango de certidumbre de 95% a que las cotizaciones se mantengan estables hacia la parte superior de esa banda, salvo circunstancias inesperadas.

¿Por qué esperar turbulencias en el último trimestre del año?

Algunos factores de incertidumbre

En diversos análisis se señala que el nivel de las cotizaciones internacionales del crudo –medidas con las correspondientes al Brent, una especie de marcador global– no se habría

1 International Energy Agency, “Highlights”, *Oil Market Report*, 13 de septiembre de 2018: www.iea.org/oilmarketreport/omr/public

2 Organization of Petroleum Exporting Countries, *OPEC Oil Monthly Report*, 12 de septiembre de 2018, p 1: www.opec.org/Downloads/OPEC_MOMR_September_2018.pdf

3 U S Energy Information Administration, *Short-Term Energy Outlook*, 11 de septiembre de 2018: www.eia.gov/outlooks/steo/



acercado tanto a los DIs 80 por barril, como ocurrió en diversos momentos del verano, de no ser por la incertidumbre derivada del anuncio estadounidense de reimposición de sanciones a Irán, asociado a la denuncia del acuerdo del G5+1 sobre el programa nuclear de Irán⁴.

La AIE, citando fuentes del mercado de transporte, destaca que existe evidencia de que, aún antes de la formal entrada en vigor de las sanciones, ya se han visto afectadas considerablemente las exportaciones petroleras de Irán, si bien aún se ignora si este primer impacto, que se estima en 500 mbd, aumentará en los meses venideros. Se considera factible que así ocurra pues un mayor número de posibles afectados por las sanciones podrían decidir reducir sus compras de petróleo iraní conforme se acerca la fecha de plena aplicación de las sanciones en los primeros días de noviembre. A mediados de septiembre se informó que “China y la India ya han empezado a reducir sus importaciones desde Irán”. Los analistas de Commerzbank advirtieron, desde mediados de agosto, que “los precios se han visto sostenidos por la expectativa de reducción de los volúmenes de petróleo iraní que llegan al mercado” y por otros factores, como la decisión de la Total Corp de, ante la inminencia de las sanciones, abandonar un gran proyecto de desarrollo de gas natural con Irán. “Un actor clave –el gigante petrolero francés Total– ya se ha retirado de proyectos en Irán, a fin de no afectar sus operaciones en Estados Unidos, y es probable que otras compañías europeas actúen de la misma manera en las próximas semanas”⁵.

El segundo factor de incertidumbre es la caída de la extracción en Venezuela. Al informar que la producción cayó a 1.24 Mbd en agosto último, con pérdida adicional de 260 mbd desde marzo. Si el deterioro continúa, para el cierre de 2018 la producción se situará debajo de 1 Mbd⁶.

No está muy claro de dónde puede provenir la oferta adicional que compense las reducciones de oferta de Irán y Venezuela –que obedecen, desde luego, a factores muy diferentes. En septiembre y viendo hacia el final del año, la OPEP señala que Estados Unidos, Kazajastán, el Reino Unido y Brasil podrían elevar su producción a corto plazo y deberán contribuir a compensar, además, las caídas esperadas en México y Nigeria.

4 Este asunto ha sido examinado con detalle en estos documentos mensuales. Véanse, entre otros: “Estados Unidos reniega el acuerdo nuclear con Irán”, mayo de 2018, pp 12-18 y “El costo de las sanciones a Irán... para el consumidor estadounidense”, julio de 2018, pp 12-13.

5 Véanse dos notas del *Oil and Gas Journal* (www.ogj.com): “Oil prices rise modestly on pending U. S. oil sanctions on Iran”, 21 de agosto de 2018, y “NYMEX, Brent oil prices fall slightly pending full U. S. oil sanctions on Iran”, 18 de septiembre de 2018.

6 Véanse algunos antecedentes de este asunto en “El desplome petrolero venezolano”, *Mercado petrolero mundial: un salto primaveral de los precios*, mayo de 2018, pp 11-12.



La AIE precisa que “Estados Unidos sigue mostrando el comportamiento más dinámico y se espera que su producción total de líquidos aumente 1.7 Mbd en el presente año y 1.2 Mbd en 2019”. Hace notar que, a pesar de los precios al alza, las empresas no han elevado sus planes de extracción debido a insuficiencias de infraestructura que no pueden aliviarse de un momento a otro. “Sin embargo, continúa la Agencia, el crecimiento de la producción estadounidense en el presente año ha igualado el ritmo extraordinario que se observó en 2014 durante el auge del *shale oil*”. La expansión de la producción de Brasil, en cambio, está quedando por debajo de lo esperado: sólo unos 30 mbd ante una expectativa previa de 260 mbd.

En Libia, que se acerca a la cota de producción de un millón de barriles diarios, la muy inestable situación política y militar dificulta cualquier previsión confiable.

Existe también, como lo destaca la AIE, la cuestión de no solo compensar los volúmenes perdidos en Irán y Venezuela –y, en menor medida, en México y Noruega— sino de ofrecer las calidades de crudo que esperan los importadores: “los compradores habituados a importar crudos venezolanos o iraníes competirán por encontrar aceites de calidad similar para mantener los rendimientos de sus actividades de refinación”. Por esta razón, los crudos ligeros más fácilmente disponibles pueden ser los que no se necesitan.

A estos elementos de incertidumbre del lado de la oferta se adicionan otros, del lado de la demanda a los que se hace referencia en el apartado siguiente. Juntos configuran una perspectiva complicada para el final del año, por encima de la aparente calma que parecía prevalecer en el mercado hacia finales del verano.

Puede esperarse un salto de las cotizaciones, si no se logra compensar las pérdidas de oferta de Irán y Venezuela, o un movimiento en sentido contrario si se acelera la expansión de la oferta de Estados Unidos.



EL COMPORTAMIENTO DEL MERCADO

Altibajos de los precios en agosto y principios de septiembre

En el mes de agosto, el mercado mantuvo 22 sesiones. El Brent registró aumento de sus cotizaciones en trece de ellas y disminución en las nueve restantes, para cerrar el mes con pérdida neta de Dls 1.17 por barril. La cota de los Dls 75/b fue alcanzada o superada solo en las cinco últimas jornadas. En las precedentes, el precio se mantuvo entre Dls 70 y 75, sin colocarse, en ningún momento, por debajo de la primera cifra. La posición alcanzada a finales de mes se mantuvo en las diez jornadas de mercado celebradas hasta el 14 de septiembre. De ellas, seis fueron alcistas y las restantes cuatro apuntaron a la baja.

Por lo que se refiere al WTI, en ninguna de las 22 sesiones de mercado de agosto se repitió la cotización de Dls 70/b o superior que se había alcanzado en varias jornadas del mes anterior. Las cotizaciones fluctuaron dentro de un rango estrecho, entre 65 y 69 dls/b. Las sesiones al alza, trece, fueron más numerosas que las que se movieron a la baja: nueve. Sin embargo, la cotización media mensual cerró por debajo, en Dls 2.98, a la del mes inmediato anterior. En la última jornada de mercado de agosto y en dos de las primeras diez de septiembre volvió a superarse el nivel de Dls 70/b, aunque en siete de ellas se produjeron bajas en las cotizaciones.

Salvo en las jornadas del 15 y 16, la canasta OPEP sostuvo cotizaciones por encima de Dls 70/b en las 22 sesiones de mercado de agosto, en quince de las cuales se movieron al alza, frente a 7 a la baja, para registrar una cotización promedio mensual inferior (Dls 1.02) a la correspondiente a julio. En las primeras diez jornadas de septiembre se consolidó la tendencia alcista y en ocho de ellas se superó la cota de Dls 75/b.

(En cuanto a la mezcla mexicana de exportación, que en el mes de julio había tenido un notable comportamiento al alza, en agosto moderó la recuperación de sus cotizaciones. Solo hacia finales de mes, en las últimas cinco sesiones de mercado se situó por encima de los 65 dls/b y la cotización media mensual resultó inferior en Dls 2.54 a la correspondiente al mes anterior. En las primeras nueve jornadas de mercado de septiembre se mantuvo por encima de esa cota, lo que supone una recuperación notable de las cotizaciones, a la que no ha correspondido, sin embargo, un repunte de la producción de crudo, que se mantiene a la baja.)

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

	Brent			WTI			Canasta OPEP			Mezcla mexicana exportación		
	2017	+ o -	2018	2017	+ o -	2018	2017	+ o -	2018	2017	+ o -	2018
AGOSTO	50.77	-0.22	72.39	49.19	-1.03	67.66	39.10	0.13	72.00	34.17	-1.75	63.41
1	52.09	1.22	73.45	49.60	0.41	68.96	38.29	-0.81	71.52	33.62	-0.55	63.82
2	52.88	0.79	73.21	49.03	-0.57	68.49	38.43	0.14	71.98	34.19	0.55	63.53
3	52.48	-0.40	73.75	49.57	0.54	69.01	39.60	1.27	72.18	35.31	1.21	63.74
4 / 6	51.42	-0.06	74.65	49.37	-0.20	69.17	40.08	0.48	72.49	35.44	0.13	64.57
5 / 7	52.18	-0.22	72.28	49.07	-0.30	66.94	41.10	1.02	72.10	36.65	1.21	62.79
8	52.16	-0.02	72.07	49.59	0.52	66.81	41.08	-0.02	72.03	--	--	--
9	52.59	0.46	72.81	48.54	-1.05	67.63	40.57	-0.51	70.60	35.89	-0.76	64.64
10	51.47	-1.12	72.61	48.81	0.26	67.20	40.62	0.05	70.97	36.97	1.08	63.02
11 / 13	51.29	-0.18	72.46	47.59	-1.22	67.04	42.60	1.98	71.33	38.22	1.25	62.71
12 / 14	49.90	-0.39	70.76	47.57	-0.02	65.01	43.92	1.32	69.67	39.54	1.32	60.72
15	50.39	0.49	71.43	46.80	-0.77	65.46	45.03	1.11	69.47	40.44	0.90	61.28
16	50.37	-0.02	71.83	47.07	0.27	65.91	45.34	0.31	70.27	40.94	0.50	62.08
17	50.96	0.59	72.21	48.59	1.52	66.43	46.50	0.16	70.64	42.13	1.19	62.11
18 / 20	51.94	0.98	72.63	47.39	-0.20	67.35	46.82	0.32	71.01	42.32	0.19	62.39
19 / 21	52.29	0.35	74.78	47.65	0.24	67.86	46.04	-0.78	71.75	41.22	-1.10	--
22	52.31	0.02	74.73	48.45	0.80	67.83	45.34	-0.70	73.01	41.27	0.05	64.62
23	51.43	0.12	75.82	47.24	-1.21	68.72	45.25	-0.09	74.02	40.46	-0.81	65.52
24	51.87	0.44	76.21	47.65	0.41	68.87	45.28	0.03	74.09	40.90	0.54	65.68
25 / 27	51.87	-0.20	75.95	46.40	-1.25	68.53	45.75	0.47	74.75	41.45	0.55	65.32
26 / 28	52.43	0.56	77.14	46.41	0.01	69.51	45.44	-0.31	74.48	--	--	65.62
29	52.58	0.15	77.77	45.91	0.50	70.25	45.25	-0.19	75.72	40.35	-1.10	66.45
30	53.48	-0.10	--	47.21	1.30	--	43.91	-1.34	75.74	38.96	-1.39	66.29
31	51.79	2.84	73.78	48.03	5.70	67.76	43.10	0.77	72.25	35.24	-3.05	63.82
Media												

∞ 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).

CUADRO 2 – PRECIOS DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: PRINCIPIOS DE SEPTIEMBRE DE 2017 Y 2018
(Dólares por barril y alzas (+) o bajas (-) diarias en dólares)

	Brent			WTI			Canasta OPEP			Mezcla mexicana exportación			
	2017	+ o -	2018	2017	+ o -	2018	2017	+ o -	2018	2017	+ o -	2018	+ o -
Septiembre	53.15	0.33	78.15	47.32	0.11	70.12	49.68	0.32	75.77	45.62	0	--	--
1 / 3	--	--	78.17	--	--	69.87	50.36	0.68	76.32	--	--	66.59	0.30
2 / 4	53.63	0.48	77.27	48.63	1.31	68.72	50.99	0.63	75.18	46.63	1.01	65.58	- 1.01
5	54.48	- 0.15	76.50	49.13	0.50	67.77	52.04	1.05	74.71	47.43	0.80	65.23	- 0.35
6	54.16	- 0.26	76.83	49.10	- 0.03	67.75	52.48	0.44	74.17	47.32	- 0.11	66.01	0.78
7	54.55	0.39	77.37	47.44	- 1.66	67.54	52.53	0.05	75.20	46.83	- 0.49	66.39	0.38
8 / 10	54.20	- 0.35	79.06	48.06	0.72	69.25	51.82	- 0.71	76.02	46.72	- 0.11	67.65	1.26
9 / 11	55.06	0.86	79.74	48.21	0.15	70.37	52.08	0.26	77.16	47.31	0.69	68.56	0.91
12	55.52	0.46	78.18	49.30	1.09	68.59	52.92	0.84	76.46	48.31	1.00	67.45	- 1.11
13	56.76	0.24	78.09	49.86	0.56	68.99	53.63	0.71	76.05	48.98	0.67	67.23	- 0.22
14													

FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos (<https://portal.cnih.cnh.gob.mx/estadisticas.php>) y “OPEC Basket Price” (http://www.opec.org/opec_graphs/40.htm)



Comportamiento de los fundamentales del mercado

De acuerdo con los recuentos de la OPEP y de la Agencia Internacional de Energía, en sus informes mensuales correspondientes a septiembre, ya citados, en el mes de agosto, respecto del comportamiento de los fundamentales del mercado petrolero mundial, cabe destacar cuestiones como las siguientes:

- La demanda mundial de petróleo, de acuerdo a las estimaciones de la AIE, se desaceleró considerablemente en el segundo trimestre del año en curso, debido a los aumentos de precios, sobre todo en los países europeos y asiáticos de la OCDE, aunque sigue esperándose un aumento, para 2018 en su conjunto, del orden de los 1.4 Mbd. Para 2019, la Agencia espera un aumento ligeramente mayor: 1.5 Mbd. Las fluctuaciones cambiarias y las disputas comerciales pueden afectar esta perspectiva.
- Por su parte, la OPEP acoge una expectativa más optimista y espera un aumento anual de 1.62 Mbd en 2018, con unas cuantas revisiones a la baja respecto de estimaciones previas y concentradas en América Latina y el Oriente Medio. En 2018, la demanda global de crudo alcanzaría a 98.8 Mbd y la OPEP mantiene la expectativa de que el año próximo se rebase la cota del millón de barriles diarios, para alcanzar una cifra anual media de 100.3 Mbd.
- El nivel de los 100 Mbd ya fue rebasado del lado de la oferta. La mayor producción de la OPEP compensó las declinaciones estacionales que afectaron a productores no miembros, según la AIE. El conjunto de éstos, sin embargo, aumentó su oferta en 2.6 Mbd en los últimos doce meses, encabezado por Estados Unidos. La producción de la OPEP en agosto fue la más alta en lo que va del año, al situarse en 32.6 Mbd, según la propia Organización. “El repunte en Libia, una extracción cercana al nivel máximo en Irak y mayor producción en Nigeria y Arabia Saudita, compensaron la declinación en Libia y la continuada caída en Venezuela.
- Los inventarios comerciales de la OCDE aumentaron en julio, por cuarta ocasión mensual en el año, en 7.9 Mb, para totalizar 2,824 Mb. Las estimaciones preliminares de agosto apuntaron a aumentos de las existencias en Estados Unidos y Japón y a nuevas declinaciones en Europa. La OPEP hace notar que el nivel de inventarios en julio fue inferior en medida considerable (194 Mb) al nivel registrado un año, al tiempo que se situó en 43 Mb por debajo del promedio de los últimos cinco años a julio. Este nivel de inventarios cubre 59 días de demanda.



OTROS TÓPICOS DEL MERCADO

Continúa la declinación de las inversiones

De acuerdo con un estudio divulgado recientemente por la Agencia Internacional de Energía,⁷ 2017 fue el tercer año consecutivo en que –a pesar de la parcial recuperación de los precios del crudo y el mejoramiento de la posición financiera de buen número de corporaciones petroleras y de otras empresas del sector de la energía– se abatieron las inversiones globales en energía, con caída de 2% en términos reales, para situarse en Dls 1.8 billones a precios de 2017.

Las mayores caídas en la inversión correspondieron al subsector de generación eléctrica con menores inversiones en nueva capacidad carboeléctrica, hídrica y nuclear, que compensaron con mucho los importantes aumentos en la capacidad solar fotovoltaica. Hubo aumentos modestos, de 2 y 3%, en la exploración y extracción y en la refinación en el subsector petrolera. También aumentaron las inversiones en eficiencia energética.

Figura 1. Global energy investment in 2017 and percent change from 2016

Electricity		Oil and gas supply		Energy efficiency	
Network (+1%) 303		Upstream (+2%) 450		Buildings (+3%) 140	
Renewable generation (-7%) 298		Downstream (+4%) 266		Transport (+11%) 60	Industry (-8%) 35
Fossil fuel generation (-9%) 132		Nuclear (44%) 17	Coal supply (-13%) 79	RT&H (-13%) 20	

Global energy investment in 2017 fell for the third consecutive year, to USD 1.8 trillion, with declines in electricity and coal supply, while oil and gas grew marginally and efficiency rose 3%.

Notes. RT&H = Renewable transport and heat. All values in USD (2017) billion. "Networks" includes battery storage.

7 Véase International Energy Agency, *World Energy Investment 2018*, París, 2018, 251 pp (<https://webstore.iea.org/download/direct/1242?filename=wei2018.pdf>).



De acuerdo con el estudio, las principales tendencias y factores distintivos en la inversión en el sector de la energía, se resumen como sigue:

- La inversión total mundial en energía equivalió al 1.9% del PIB global y se cifró en 1.8 billones de dólares de 2017.
- Por primera vez desde 2014, aumentó la participación de los combustibles fósiles en la inversión total, para llegar al 59%, incluyendo el gasto de capital en generación termoeléctrica.
- Se contrajo fuertemente la inversión en capacidad carboeléctrica, en paralelo con un menor gasto en nucleoelectricidad y algunas energías renovables.
- Se detuvieron, en cambio, las declinaciones registradas desde 2014 de las inversiones en exploración y extracción de hidrocarburos, resultado del desplome de las cotizaciones.
- La reducción de los costos y el perfeccionamiento tecnológico fueron factores de impulso de las inversiones, como muestra claramente el caso de la energía solar fotovoltaica.
- En China se realizó aproximadamente la quinta parte de las inversiones mundiales en energía. Al tiempo que declinaron, en 55%, las correspondientes a energía carboeléctrica, se otorgó alta prioridad a la generación eléctrica baja en carbono, a la construcción de redes y a la eficiencia energética.
- La segunda concentración mundial de nuevas inversiones en energía tuvo lugar en Estados Unidos. Las mayores correspondieron a exploración y extracción de hidrocarburos, en yacimientos no convencionales sobre todo, plantas gaseléctricas y redes de distribución.
- En Europa se realizó alrededor de 15% de las inversiones mundiales en energía. El aumento de la inversión en renovables se vio contrarrestado por menores gastos de capital en generación térmica y en redes de distribución.
- Existe una tendencia a la elevación de las inversiones destinadas a mejorar la eficiencia energética, aunque el ritmo de crecimiento parece estar moderando. En 2017 se destinó a este fin un monto estimado en Dls 236 mil millones, con alza del orden de 3%, canalizado mayormente a calefacción, enfriamiento e iluminación más eficientes.



- En la industria petrolera se persigue un modelo de negocio más integrado y la expansión de las corporaciones petroleras se orienta hacia la refinación y la petroquímica.

Las exportaciones de GNL de EUA a China

Los anuncios más recientes de la intención de establecer aranceles en la cada vez más enconada guerra comercial entre Estados Unidos y China datan, como se sabe, de mediados de septiembre. En una situación en la que Estados Unidos ya había impuesto aranceles adicionales a importaciones procedentes de China valuadas en Dls 50,000 millones –que provocaron una reacción simétrica inmediata de parte de este país–, se anunció que se afectaría a otros artículos cuyo valor se estima en Dls 200,000 millones –cuyos aranceles entrarían en vigor el 24 de septiembre con un nivel inicial de 10%, que se elevaría a 25% a partir del 1 de enero de 2019– y que, en caso de China adoptase nuevas acciones de retorsión, la administración de EUA impondría aranceles adicionales al resto de las importaciones procedentes de China⁸.

Hasta ahora, los hidrocarburos y sus derivados habían estado ausentes de las listas de artículos afectados por las acciones de Estados Unidos o por las represalias de China. Cuando en agosto se anunció la segunda ronda de aranceles de Estados Unidos, para entrar en vigor en septiembre, China incluyó al GNL en la lista de importaciones que podría gravar en represalia. Así, el deterioro del ambiente comercial y político entre ambos países ha empezado a afectar, aparentemente, una de las nuevas corrientes comerciales bilaterales más promisorias: el gas natural licuado (GNL o LNG)⁹.

China es, sin duda, el más promisorio mercado externo para las ventas estadounidenses de GNL, que han crecido de manera notable. La demanda china de GNL continuará creciendo en la medida en que el país avance en la sustitución del carbón como fuente para la generación de electricidad y, por la posibilidad de transporte a largas distancias, el GNL puede ser la variedad del gas natural más atractiva para el país. De hecho, China ya es el principal importador mundial de GNL.

8 Véase Office of the United States Trade Representative, “USTR Finalizes Tariffs on \$200 Billion of Chinese Imports in Response to China’s Unfair Trade Practices”, 17 de septiembre de 2018 (<https://ustr.gov/about-us/policy-offices/press-office/press-releases/2018/september/ustr-finalizes-tariffs-200>). Una nota informativa muy útil es la de Jim Tankersly et al, “Trump Hits China With Tariffs on \$200 Billion in Goods, Escalating Trade War”, *The New York Times*, 17 de septiembre de 2018 (<https://www.nytimes.com/2018/09/17/us/politics/trump-china-tariffs-trade.html>).

9 Véase, a este respecto, Gregory Meyer, “US gas exports to China are threatened by a trade war”, *Financial Times*, 14 de septiembre de 2018 (<https://www.ft.com/content/184118cc-b7de-11e8-bbc3-ccd7de085ffe>)-



Por su parte, Estados Unidos ha fortalecido su posición como exportador de GNL, con base en su creciente producción de *shale* gas. Con las terminales de embarque de GNL en Louisiana, desde 2016, y en Maryland, desde marzo último, EUA es ya un actor de consideración en el mercado mundial de GNL. China fue su tercer cliente en el mundo en la primera mitad de 2018.

La competencia por el creciente mercado chino entre los exportadores de GNL es muy intensa. “Se han construido o están planeadas plantas licuefacción orientadas al mercado chino en Australia, Canadá, Mozambique y Rusia. A mediados de septiembre, PetroChina –empresa petrolera estatal– estableció un contrato de suministro por 3.4 millones de ton anuales, que se extiende por 22 años, hasta 2040, con Qatar, el mayor exportador mundial de GNL”.

Los observadores del mercado informan que ya se ha producido una caída en las ventas de GNL de Estados Unidos a China: de un promedio mensual de 300 mil ton en la primera mitad del año, a algo menos de la mitad en julio y agosto. Se sabe que las ventas bajo contrato de largo plazo, como las que Cheniere Energy dirige desde Louisiana a PetroChina por hasta por 1.2 millones de ton al año, contratadas a 25 años, no se verían afectadas por los aranceles que eventualmente se impongan. Los nuevos proyectos son los que se verían mayormente afectados.



TENSIONES Y RIESGOS GEOPOLÍTICOS

El impacto de un 'Brexit duro' sobre el sector petrolero británico

De repente en el verano, como quizá hubiese escrito T Williams, ganó terreno y credibilidad la noción de que un 'Brexit duro' resultaba ya inevitable, a pesar de que falta medio año para la fecha fatal de formalización de la salida británica de Europa, en marzo de 2019. Cabe recordar que por 'Brexit duro' se entiende que no se consigue un acuerdo entre el Reino Unido y la Unión Europea sobre las condiciones que regirán la salida británica. La expresión más usada ahora, al menos en inglés, es 'no-deal Brexit'.

Como es natural, menudearon los análisis, evaluaciones e hipótesis sobre las consecuencias de una salida de este tipo sobre la industria petrolera en el Reino Unido.

Un mar más picado de lo deseable – Es lo que enfrentaría el sector petrolero británico en caso de un Brexit duro, en opinión del director del Oil and Gas Institute de la Universidad de Aberdeen. En materia de producción, el récord entre 2014 y 2018 ha sido realmente notable. “Sin grandes nuevas inversiones, la perspectiva de la producción declinará en el próximo decenio. Debe asegurarse que la inversión no decline durante el período de transición, para salvaguardar las opciones de producción y los empleos más adelante.” Deberán aclararse las reglas de juego y los entendimientos transicionales para que exista confianza y se continúe invirtiendo. Como la actual regulación comunitaria del sector fue en gran parte inspirada por el RU, más allá de las dificultades formales, no cabe esperar mayores turbulencias. Un área de peligro potencial se encuentra en el desmembramiento de cadenas productivas, que dificulten y encarezcan los procesos de entrega de equipos, materiales o refacciones. Otra se encuentra en el sector laboral, en el que el 10% de los 170 mil empleados no tiene ciudadanía británica: “Dado que la industria depende mucho a trabajadores calificados extranjeros, desde las ocupaciones en actividades de alta tecnología hasta las tripulaciones de los buques de apoyo, ésta será un área que reclamará mayor atención y que no será fácil atender”¹⁰.

Existe el riesgo de cierre del sector – Según *Oil and Gas UK*, la entidad sectorial de la industria petrolera británica, un 'Brexit duro' puede provocar escasez tal de personal calificado para las actividades de petróleo y gas en el sector británico del Mar del Norte que fuerce a cierres de producción. “La menor disponibilidad de fuerza de trabajo calificada, dado que los trabajadores provenientes de la Unión Europea representan entre

¹⁰ Véase, Charlie Gall, “North Sea oil sector ‘could face big challenges from no-deal Brexit’”, *insider.co.uk*, 15 de agosto de 2018 (<https://www.insider.co.uk/news/north-sea-oil-brexite-aberdeem-13083849>).



el 5 y el 7% de la fuerza de trabajo total del sector, amenaza los sistemas de respuesta a emergencias, sin los cuales las plataformas no pueden operar”. O&GUK ha subrayado en varias ocasiones cuán difícil será contratar los ingenieros calificados que operan los sistemas de respuesta de emergencia y los buques de rescate, después de la salida del Reino Unido de la Unión, sin cuya presencia tendrían que cerrarse o dejar de operar las plataformas y buques en los que trabajan. Situaciones como la descrita colocarían bajo considerable tensión el suministro de gas al país, en condiciones de una muy limitada acumulación de reservas del combustible. Más allá de lo inmediato, en cualquier circunstancia habría que consolidar las ganancias de producción que se han conseguido en años recientes¹¹.

En realidad, no hay motivo de preocupación – Un ‘Brexít duro’, contra lo que suele argüirse, tendrá muy escaso impacto sobre el sector británico de energía. “Si se cumpliera el último anuncio del Juicio Final proclamado por el gobernador del Banco de Inglaterra, Mark Carney, los precios de la vivienda se desplomarían y las calles se verían invadidas por filas de desempleados si el RU abandona sin ceremonia alguna la Unión Europea. Sin duda la industria de la energía se vería afectada, pero no hay que suponer que se vaciarán las bombas de gasolina o que la electricidad dejará de brillar el 29 de marzo del año próximo.” Todo indica que el sector de energía continuará creciendo, aún en el escenario de salida más adverso. Por una parte, sin el RU, la Unión será más dependiente del crudo traído de fuera de ella. Una libra débil no significaría mucho para una industria cuyas transacciones se efectúan en dólares. La propia depreciación de la libra reduciría los costos laborales. “En caso de un ‘no-deal’, los regímenes de licencias y ambiental que conciernen a la extracción de hidrocarburos en el Reino Unido no experimentarían cambio de consideración y no se requeriría acción alguna por parte de las compañías británicas o europeas”. Las preocupaciones de la industria petrolera británica se refieren, sobre todo, a mayores costos de operación y mayores exigencias burocráticas. Shell –la mayor petrolera que cotiza en Londres– ha reconocido que la administración será más complicada y algunos costos serán mayores, aunque “el Brexít no plantea una amenaza existencial”. Esta opinión difiere de la O&GUK, que calcula costos de transacción adicionales por £500 millones. Este costo puede considerarse irrelevante en la expectativa de que el sector generará ingresos por £920 mil millones para 2035. Es difícil que los costos adicionales derivados de un ‘Brexít duro’ afecten realmente la posición de competencia internacional de una industria que emplea más de un cuarto de millón de trabajadores y que “es una de las cuencas petroleras más productivas del mundo, al haber logrado reducir sus costos de operación en alrededor de 43% en los últimos tres años. Tras el

11 Véase, Myles McCormick, “No-deal Brexit risks North Sea shutdown, says industry body”, *Financial Times*, 10 de septiembre (<https://www.ft.com/content/c7477e8a-b516-11e8-bbc3-ccd7de085ffe>).



Brexit se reducirán a más de la mitad las existencias de crudo que deben mantener las empresas británicas. No hay peligro real, en verdad, para suministros importados básicos, como gas natural, o para que se mantenga en operación la infraestructura de comunicación, como los cables submarinos¹². La principal preocupación de la industria, cualesquiera que sean los términos del Brexit, es mantener abastecido al mercado, con calidad y oportunidad.

¹² Véase, S&P Global / Platts, "Brexit no deal is no worry for North Sea oil and UK energy sector", *The Barrel*, 17 de septiembre de 2018 (<http://blogs.platts.com/2018/09/17/brexit-no-deal-no-worry-north-sea-oil-uk-energy/>).



TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES

La energía y el nuevo gobierno de México: una visión externa

NOTICIA: En su edición del 23 de julio de 2018, el New York Times publicó el artículo que se reproduce enseguida, ofreciendo una visión externa del diseño de política de energía del gobierno de México elegido el primer día de ese mes. Se recoge la traducción proporcionada por el propio periódico.

AMLO puede convertir a México en el líder mundial de la energía limpia

Por LUISA VISCIDI y NATE GRAHAM

El 1 de julio los mexicanos eligieron como presidente a Andrés Manuel López Obrador, en gran medida por haber prometido que resolvería los problemas más devastadores del país a nivel nacional: la violencia rampante, la desigualdad económica y la corrupción generalizada. Sin embargo, López Obrador también tiene la oportunidad de catapultar a su país a un papel de liderazgo en un tema que puede beneficiar tanto a México como al resto del planeta: el cambio climático. El presidente electo puede capitalizar el enorme potencial de México en energías renovables. No obstante, aunque su plataforma de campaña ofrece algunas propuestas prometedoras para expandir este tipo de energías, López Obrador deberá sortear varios obstáculos.

En la actualidad, las energías renovables representan menos de una cuarta parte de la capacidad energética instalada en México, una proporción mucho menor al promedio cercano al 50% de América Latina, pues el petróleo, el carbón y el gas natural generan la mayoría de la electricidad. Al desarrollar la generación de energías renovables, México no solo reducirá las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también disminuirá la contaminación del aire y mejorará la seguridad energética, ya que se diversificarán las fuentes de combustible. México tiene un potencial eólico ocho veces superior al nivel de capacidad eólica instalada en este momento. Cuenta con uno de los recursos solares más altos del mundo: 75 veces la capacidad total actualmente instalada en el país.

López Obrador ha anunciado planes ambiciosos para aumentar la generación de energías renovables tanto en proyectos de gran escala —como presas hidroeléctricas— como en pequeños sistemas de energía descentralizados —como azoteas solares en casas habitación y empresas— en un intento por reducir las importaciones de gas natural de Estados Unidos. El presidente electo prometió incentivar, mediante estímulos tributarios y acceso a créditos, a las industrias locales para que fabriquen partes para plantas de energías renovables. Además, al término de su gobierno, quiere ver en las calles mexicanas 100 000 autos eléctricos que funcionen con energía solar. A lo largo de su presidencia, estas propuestas reducirán las emisiones de México en un 6.8% anual.



Estas son áreas acertadas en las cuales se debe centrar México para acelerar su transición a un consumo de energía con menores índices de emisiones de carbono, pues es uno de los quince países que más generan este tipo de emisiones. Con las políticas adecuadas, el presidente electo podría convertir a México en el líder del hemisferio occidental en desarrollo sostenible, una oportunidad que rechazó su vecino del norte cuando abandonó el Acuerdo de París.

Para llevar a cabo esta transformación, el nuevo gobierno debe basarse en la reforma energética que el presidente Enrique Peña Nieto convirtió en ley en 2013.

La reforma creó incentivos importantes con el objetivo de aumentar las energías renovables, entre ellos la apertura del sector energético a la inversión privada y la creación de Certificados de Energías Limpias (CEL), los cuales deben adquirir los distribuidores de energía para cumplir con las cuotas de generación limpia de megavatios-hora. Alentadas por esta iniciativa, las empresas privadas que han competido por contratos en las subastas de energías renovables que se han llevado a cabo en México tras la reforma, han ofrecido algunos de los precios más bajos del mundo en electricidad. La primera subasta, celebrada en 2016, estableció compromisos para suministrar un equivalente cercano al doble del total de la capacidad solar y eólica que se había instalado en México en los dieciocho años anteriores. En 2015, México era uno de los diez primeros destinos del mundo para realizar nuevas inversiones en energías limpias.

Sin embargo, el desarrollo de proyectos de energías renovables aún enfrenta muchos desafíos. La infraestructura eléctrica de México está deprecada. Debido a que las líneas de transmisión son viejas, se pierde más electricidad durante el transporte y la distribución que en países con ingresos altos. La red eléctrica también necesita expandirse para cubrir las largas distancias entre los puntos de demanda de electricidad —concentrados en poblacionales y centros industriales del centro y sur del país— y los puntos de suministro de energías solar y eólica, ubicados sobre todo en las regiones norte y oeste. El nuevo gobierno de México deberá realizar subastas para otorgar proyectos de transmisión y distribución a empresas privadas y mejorar la planeación del sistema eléctrico con el fin de integrar más fuentes de energía variable (eólica y solar) con fuentes de energía constante (como el gas natural o la energía hidroeléctrica).

A pesar del récord en precios bajos de las energías eólica y solar en las subastas que tuvieron lugar recientemente en México, otras tecnologías, como la geotérmica, aún no pueden competir con las fuentes de combustibles fósiles. A medida que se expandan los mercados de energías renovables, un cuello de botella en la producción local de equipo y servicios también podría dificultar la competitividad. Para garantizar que las energías renovables sean competitivas, el gobierno puede brindar más incentivos a las tecnologías emergentes, así como apoyo a los proveedores locales de equipo y servicios.



Como muchos de los proyectos de energías renovables y de otros tipos en todo el mundo, los desarrolladores en México suelen enfrentar la resistencia de las comunidades locales. Una buena parte del territorio mexicano es propiedad colectiva, lo que implica que los desarrolladores deben consultar con decenas o incluso cientos de personas antes de comenzar un proyecto. A menudo, este proceso se lleva a cabo de manera inadecuada y con una supervisión insuficiente, lo cual genera batallas legales largas y costosas. En enero, la Suprema Corte de México ordenó que se detuviera un proyecto eólico en Oaxaca —un estado que alberga la mayoría de los proyectos de este tipo, y donde el 75% de la tierra es propiedad colectiva— porque no se consultó de manera suficiente a las comunidades locales, en su mayoría zapotecas.

En el futuro, el gobierno deberá dejar claro el proceso de consulta, tener un papel más proactivo en la mediación y fomentar proyectos de energías renovables impulsados por las comunidades locales, en los que estas compartan la propiedad de la tierra, se beneficien de la energía producida y se incorporen a la cadena de suministro.

La noche de las elecciones, ante un Zócalo repleto, López Obrador confesó su deseo de “pasar a la historia como un buen presidente de México”. Si logra transformar la matriz energética de México, es muy probable que también sea recordado por darle al mundo un ejemplo de transición a las energías limpias.

Para lograrlo, deberá atraer mayor inversión privada al sistema de transmisión y distribución de México, introducir beneficios focalizados en la industria local de energías renovables y dedicar más recursos al mejoramiento del proceso de consulta sobre nuevos proyectos. Aunque no hay duda de que López Obrador tendrá una lista de problemas que resolver cuando asuma la presidencia el 1 de diciembre, fomentar el uso de las energías limpias debe ser una prioridad. Tanto los mexicanos como la comunidad internacional se lo agradecerán.

Lisa Viscidi es directora del programa de Energía, Cambio Climático e Industrias Extractivas del Diálogo Interamericano. Nate Graham es asistente del mismo programa.

EUA: sucesión de medidas ‘pro-energía’ contrarias al ambiente

Como preludeo de la serie de acciones, determinadas principalmente por la Agencia de Protección al Ambiente (EPA) que tienen el propósito declarado de eliminar obstáculos innecesarios que estorban el desarrollo de las actividades energéticas, pero que causan un importante daño ambiental, inmediato o potencial, reseñadas el mes pasado,¹³ se anunció a principios de agosto una acción específica en materia de emisiones de automotores.

¹³ Véase, “EUA: el desmantelamiento de la regulación carboeléctrica”, *Mercado Petrolero Mundial: la guerra comercial, las sanciones a Irán y los hidrocarburos*, PUED, UNAM, agosto de 2018, pp 15-18.



Como se ha sugerido, quizá la mejor manera de comprender el enfoque que propone la administración Trump en cuanto a una política de largo plazo de aumento de la eficiencia de los automotores en consumo de combustible y, por tanto, de reducción de emisiones de carbono, sea compararla con el enfoque que la administración anterior, la de Obama, dejó establecido en las disposiciones respectivas¹⁴.

De acuerdo con el enfoque de Trump:	De acuerdo con el enfoque de Obama:
La eficiencia de los automóviles en el uso de combustible llegará a alrededor de 37 millas por galón (16 km/l) en 2021 y no se procurará elevarla más.	Se estableció que el esfuerzo de mejorar la eficiencia continuará hasta 2025 para alcanzar 57 millas por galón (25 km/l).
Se revoca la excepción que permite a California y a otros estados establecer criterios más estrictos.	Se permite que California y otros estados interesados establezcan criterios más estrictos.
“Con este enfoque irresponsable, los automovilistas pagarán más en la estación de servicio, obtendrán un menor millaje y respirarán un aire más sucio. California se opondrá a esta estupidez con todos los medios a su alcance.” Jerry Brown, gobernador de California.	

La propuesta de Trump se apoya en el supuesto de que continuar mejorando la eficiencia de los automóviles elevará, hasta en 13 mil, el número de accidentes mortales, debido a que quienes adquieren automóviles más eficientes los usan más, recorren distancias mayores (en 1,300 millones de millas) y, por tanto, sufren más accidentes.

Se argumenta también que, dado el costo mayor de los automóviles más eficientes, se tenderá a seguir usando los modelos anteriores, que resultan menos seguros. Se sabe, sin embargo, que entre 2011 y 2018 –período en que la eficiencia media aumentó de 9.3 a 10.7 km por litro– el número de automóviles nuevos adquiridos cada año (17 millones) excede al número de autos retirados (13 millones), lo que supone una reducción sostenida de la edad media de los que se encuentran en uso.

El enfoque de Trump cierra una década de esfuerzos sostenidos para mejorar la eficiencia y reducir las emisiones de los automotores en EUA.

14 Véase, Editorial Board, “A Reckless Scheme on Auto Emissions”, *The New York Times*, 2 de agosto de 2018 (<https://www.nytimes.com/2018/08/02/opinion/auto-emissions-california-cafe.html>).