III. POLÍTICA ENERGÉTICA

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

El 25 de junio de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que durante el período de enero-mayo de 2018, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 58.59 dólares por barril (d/b), lo que significó un aumento de 33.37% con relación al mismo período de 2017 (43.93 d/b).

Cabe destacar que en mayo de 2018, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 62.83 d/b, cifra 7.37% mayor con respecto al mes inmediato anterior, 16.05% mayor con relación a diciembre pasado (54.14 d/b) y 43.19% mayor si se le compara con el quinto mes de 2017.

Durante los cinco primeros meses de 2018, se obtuvieron ingresos por 10 mil 971 millones de dólares por concepto de exportación de petróleo crudo mexicano en sus tres tipos, cantidad que representó un aumento de 56.95% respecto al mismo período enero-mayo de 2017 (6 mil 990 millones de dólares). Del tipo Maya se reportaron ingresos por 10 mil 249 millones de dólares (93.42%) y del tipo Istmo se percibió un ingreso de 722 millones de dólares (6.58%).

VALOR DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
-Millones de dólares-

	Total	Istmo	Maya[a/]	Olmeca	Por región		
					América	Europa	Lejano Oriente[b/]
2003	**16 676**	**255**	**14 113**	**2 308**	**14 622**	**1 495**	**560**
2004	**21 258**	**381**	**17 689**	**3 188**	**19 003**	**1 886**	**369**
2005	**28 329**	**1 570**	**22 513**	**4 246**	**24 856**	**2 969**	**504**
2006	**34 707**	**1 428**	**27 835**	**5 443**	**30 959**	**3 174**	**574**
2007	**37 937**	**1 050**	**32 419**	**4 469**	**33 236**	**3 858**	**843**
2008	**43 342**	**683**	**37 946**	**4 712**	**38 187**	**4 319**	**836**
2009	**25 605**	**327**	**21 833**	**3 445**	**22 436**	**2 400**	**769**
2010	**35 985**	**2 149**	**27 687**	**6 149**	**31 101**	**3 409**	**1 476**
2011	**49 380**	**3 849**	**37 398**	**8 133**	**41 745**	**4 888**	**2 747**
2012	**46 851**	**3 904**	**35 193**	**7 754**	**37 051**	**6 611**	**3 189**
2013	**42 712**	**3 926**	**34 902**	**3 884**	**32 125**	**6 472**	**4 114**
2014	**35 638**	**4 557**	**27 967**	**3 115**	**26 188**	**6 555**	**2 895**
2015	**18 451**	**3 489**	**12 629**	**2 333**	**11 599**	**3 733**	**3 119**
2016	**15 582**	**2 108**	**11 905**	**1 569**	**8 026**	**3 437**	**4 119**
2017	**20 023**	**1 589**	**18 076**	**358**	**10 921**	**3 656**	**5 447**
2018	**10 971**	**722**	**10 249**	**0**	**5 677**	**2 144**	**3 149**
Enero	1 980	109	1 872	0	1 106	276	598
Febrero	2 299	172	2 128	0	1 207	549	544
Marzo	[R/]2 090	77	[R/]2 012	0	1 137	372	[R/]580
Abril	[R/]2 222	[R/] 298	[R/]1 924	0	[R/]942	592	[R/]688
Mayo	2 380	66	2 313	0	1 285	356	739

a/ Incluye crudo Altamira y Talam.
b/ Incluye otras regiones.
R/ Cifra revisada.
FUENTE: Pemex.

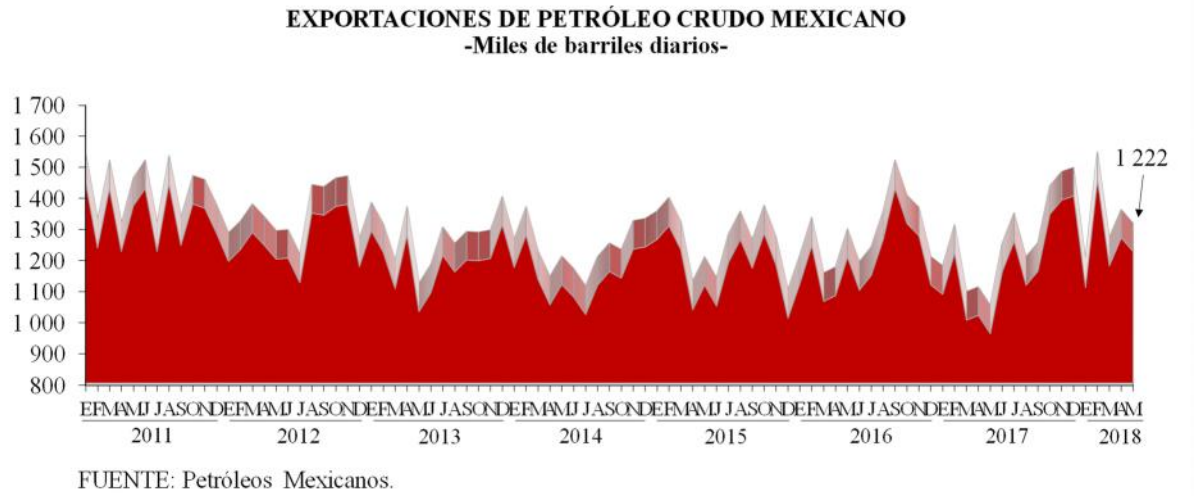
Fuente de información:
http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/eprecio promedio_esp.pdf
http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evalorexporta_esp.pdf

Volumen de exportación de petróleo (Pemex)

De conformidad con información de Pemex, durante el período de enero-mayo de 2018, se exportaron a los diferentes destinos un volumen promedio de 1,240 millones de barriles diarios (mb/d), cantidad 17.42% mayor a la reportada en el mismo lapso de 2017 (1.056 mb/d).

En mayo de 2018, el volumen promedio de exportación fue de 1.222 mb/d, lo que significó una disminución de 3.48% respecto al mes inmediato anterior (1.266 mb/b), menor en 12.78% con relación a diciembre de 2017 (1.401 mb/d) y 27.56% superior si se le compara con mayo del año anterior (958 mb/d).

Los destinos de las exportaciones de petróleo crudo mexicano, durante el período enero-mayo de 2018, fueron los siguientes: al Continente Americano (51.53%), a Europa (20.08%) y al Lejano Oriente (28.39%).



Fuente de información:
http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evolexporta_esp.pdf

La llegada del Gas Natural a Sinaloa fomentará su industrialización (SENER)

El 26 de junio de 2018, la Secretaría de Energía (SENER) publicó la nota “La llegada del Gas Natural a Sinaloa fomentará su industrialización”. A continuación se presenta la información.

Al finalizar el sexenio, pasaremos de 11 mil 347 kilómetros de ductos de gas natural que teníamos en 2012 a más de 18 mil 800 kilómetros, un incremento cercano al 70%, la mayor expansión de la historia realizada en tan solo seis años, aseguró el Secretario de Energía.

El Titular de la SENER destacó que el gasoducto que conectará el sur de Texas y Chihuahua, con Topolobampo y con Mazatlán, tendrá una longitud de 982 kilómetros, y, con una inversión que asciende a un mil 413 millones de dólares, tendrá una capacidad máxima de transporte de 670 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

Con la llegada de gas natural a Sinaloa, se podrán atraer empresas y nuevas inversiones privadas para generar empleos y favorecer la derrama económica en el estado. Asimismo, a través de líneas de distribución subterráneas que están siendo instaladas en las principales ciudades de la entidad, el gas natural pronto llegará a los comercios y a los hogares y propiciará competencia con el gas LP, con lo que los consumidores podrán beneficiarse con tarifas más accesibles, señaló el Titular de la SENER.

La llegada del gas natural a Sinaloa tendrá un impacto y una importancia semejante a la que en su momento tuvo la del ferrocarril, los gasoductos que ahora se están construyendo no serán tan vistosos, ya que operarán bajo tierra, pero su contenido tendrá una huella relevante para impulsar la vitalidad económica de ese estado del Noroeste de la República, agregó.

Por su parte, el Director General de la Comisión Federal de Electricidad destacó que siete de los proyectos de infraestructura eléctrica que promueve la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se desarrollan en el estado de Sinaloa, se trata de tres gasoductos, la conversión de dos centrales para que usen gas natural y la construcción de dos nuevas centrales de ciclo combinado.

Fuente de información:
https://www.gob.mx/sener/articulos/la-llegada-del-gas-natural-a-sinaloa-fomentara-su-industrializacion-162854?idiom=es

Concluye la cuarta reunión de la OPEP y no OPEP (OPEP)

El 23 de junio de 2018, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) publicó la nota "Concluye la cuarta reunión de la OPEP y no OPEP". La información se presenta a continuación.

La cuarta Reunión Ministerial de la OPEP y no OPEP se celebró en Viena, Austria, el sábado 23 de junio de 2018, bajo la tutela conjunta del Presidente de la OPEP, SE Suhail Mohamed Al Mazrouei, Ministro de Energía e Industria de los Emiratos Árabes Unidos y Jefe de su Delegación, y su excelencia Alexander Novak, Ministro de Energía de la Federación de Rusia.

En la reunión se recordó los derechos de los pueblos y las naciones a la soberanía permanente sobre sus riquezas y recursos naturales.

Reafirmando el compromiso continuo de los países productores participantes en la Declaración de Cooperación (por sus siglas en inglés DOC) con un mercado estable, el interés mutuo de las naciones productoras, el suministro eficiente, económico y seguro a los consumidores, y un rendimiento equitativo del capital invertido, y observando la mejora general en las condiciones y el sentimiento del mercado, y el retorno de la confianza y la inversión a la industria petrolera.

Recordando la 171° Resolución de la Conferencia de la OPEP alcanzada el 30 de noviembre de 2016 para un ajuste de producción de 1.2 millones de barriles por día (mb/d) para los países miembros de la OPEP, con el acuerdo alcanzado con los países participantes no miembros de la OPEP, incluida la Federación Rusa de 0.6 mb/d.

Recordando la Declaración de Cooperación alcanzada el 10 de diciembre de 2016 y señalando que los países que participan en la Declaración de Cooperación han

excedido el nivel requerido de conformidad que había alcanzado el 147% en mayo de 2018. En consecuencia, la cuarta Reunión Ministerial de la OPEP y no OPEP decidió que los países se esforzarán por cumplir con el nivel general de conformidad, voluntariamente ajustado al 100%, a partir del 1° de julio de 2018 por la duración restante de la Declaración de Cooperación y por el Comité de Monitoreo Ministerial Conjunto (por sus siglas en inglés JMMC) para monitorear el nivel general de conformidad e informar a la Reunión Ministerial de la OPEP y no OPEP.

La Reunión expresó su profundo agradecimiento al Comité de Monitoreo Ministerial Conjunto, al Comité Técnico Conjunto (JTC) y al Secretariado de la OPEP por su compromiso constructivo y efectivo al proporcionar la apertura necesaria para garantizar que las decisiones de producciones voluntarias se implementaran de manera oportuna y equitativa.

La Reunión decidió que la próxima Reunión Ministerial de la OPEP y no OPEP se convoque en Viena, Austria, el 4 de diciembre de 2018.

La Reunión expresó su sincero agradecimiento al Gobierno y al pueblo de la República de Austria, así como a las autoridades de la ciudad de Viena, por su cálida hospitalidad y por los excelentes arreglos hechos para la reunión.

Fuente de información:
http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/5081.htm

OPEP acuerda elevar producción de crudo (El Economista)

El 24 de junio de 2018, el periódico *El Economista* publicó la nota “OPEP acuerda elevar producción de crudo”. La información se presenta a continuación.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) llegó a un acuerdo el sábado con Rusia y con otros aliados para elevar la producción petrolera a partir de julio, mientras que Arabia Saudita prometió un incremento “cuantificable” del suministro, pero sin dar cifras específicas.

El viernes, la OPEP anunció un pacto que comprendía sólo al cártel, pero no presentó cifras claras de producción. El referencial *Brent* ganó 3.4% a 75.55 dólares por barril.

El sábado, los productores fuera del cártel acordaron participar en el pacto, pero un comunicado emitido tampoco entregó metas concretas, en un contexto de desacuerdo entre Arabia Saudita e Irán.

“Espero que la OPEP suba su producción sustancialmente”, escribió el viernes en *Twitter* el presidente estadounidense, Donald Trump, después de que se divulgó la decisión. “¡Necesitamos bajar los precios!”.

En el comunicado del sábado, los signatarios dijeron que elevarían el suministro al retornar a un nivel de 100% de cumplimiento de los recortes previamente acordados, tras meses de sub-producción.

El ministro saudita de Energía, Khalid al Falih, dijo que la medida de la OPEP implicaría un alza nominal de la producción de alrededor de un millón de barriles de petróleo por día (bpd) o 1% de los suministros mundiales.

El ministro saudita de Energía indicó que Arabia Saudita, el mayor exportador a nivel mundial, incrementará su bombeo en cientos de miles de barriles y que las cifras exactas se decidirían más adelante. Su par ruso, Alexander Novak, afirmó que su país aumentaría 200 mil bpd en el segundo semestre del 2018.

Consultado sobre en qué medida la decisión de elevar la oferta fue influenciada por la presión de Trump, Novak contestó “es obvio que no estamos siendo conducidos por *tuits* sino que basamos nuestras acciones en análisis profundos del mercado”.

Tensiones entre miembros

Irán, el tercer mayor productor de la OPEP, había exigido que el grupo rechazara los llamados de Trump a subir el suministro de petróleo, con el argumento de que el mandatario estadounidense había contribuido a la reciente alza de los precios con la imposición de sanciones contra Irán y Venezuela.

El ministro de Petróleo de Irán, Bijan Zanganeh, dijo que el incremento real sería de apenas 500 mil bpd porque no se le permitiría a Arabia Saudita bombear más para cubrir el déficit de Venezuela, donde la producción se ha desplomado en los últimos meses.

El ministro saudita de Energía señaló que la OPEP podría tener un encuentro extraordinario antes de su reunión formal del 3 de diciembre o ajustar las entregas en septiembre, cuando se junta el comité de supervisión. El ministro había dicho que el mundo podría ver un déficit del suministro de hasta 1.8 millones de bpd en el segundo semestre de este año.

Desde el año pasado, la OPEP y sus aliados se apegaron a un acuerdo de reducción del bombeo de 1.8 millones de bpd, que apuntaló los precios del crudo a cerca de 75 dólares por barril desde 27 dólares en los que llegó a cotizar en el 2016.

Fuente de información:
https://www.eleconomista.com.mx/mercados/OPEP-acuerda-elevar-produccion-de-crudo-20180624-0056.html

El auge de las baterías permite que el mundo obtenga la mitad de la electricidad del viento y la energía solar para 2050 (NEO)

El 19 de junio de 2018, *New Energy Outlook* (NEO) publicó la nota "El auge de las baterías permite que el mundo obtenga la mitad de la electricidad del viento y la energía solar para 2050". A continuación se presenta la información.

El carbón se reducirá a solo el 11% de la generación eléctrica mundial a mediados de siglo, desde el 38% actual, ya que los costos comparativos se desplazan fuertemente a favor de la energía eólica, solar y las baterías.

Londres y Nueva York, 19 de junio de 2018: el viento y la energía solar aumentarán a casi "50 por 50", el 50% de la generación mundial para 2050, gracias a las reducciones abruptas de los costos y la llegada de baterías más baratas y baratas. eso permitirá que la electricidad se almacene y descargue para cumplir con los cambios en la demanda y la oferta.

Hoy, *Bloomberg NEF* (BNEF) publicó su análisis anual a largo plazo del futuro del sistema eléctrico mundial: *New Energy Outlook* (NEO) 2018. El informe de 150 páginas se basa en una investigación detallada realizada por un equipo de más de 65 analistas en todo el mundo. mundial, incluida la modelización sofisticada de sistemas de potencia país por país, y de la dinámica de costos en evolución de diferentes tecnologías.

Las perspectivas de este año son las primeras en resaltar el enorme impacto que la caída de los costos de la batería tendrá en la mezcla de electricidad en las próximas décadas. BNEF predice que los precios de las baterías de iones de litio, que ya han descendido en casi un 80% por megavatio-hora desde 2010, continuarán cayendo a medida que la fabricación de vehículos eléctricos se desarrolle a lo largo de los años 2020.

Seb Henbest, jefe de Europa, Medio Oriente y África para BNEF y autor principal de NEO 2018, dijo: “Vemos 548 mil millones de dólares invertidos en capacidad de la batería para 2050, dos tercios de eso en el nivel de la red y un tercio instalado detrás del medidor por hogares y empresas.

“La llegada de un almacenamiento de batería barato significará que será cada vez más posible ajustar la entrega de electricidad de la energía eólica y solar, de modo que estas tecnologías puedan ayudar a satisfacer la demanda incluso cuando el viento no sopla y el sol no brilla. El resultado será que las energías renovables se comerán cada vez más el mercado existente de carbón, gas y nuclear”.

NEO 2018 prevé una inversión global de 11.5 billones de dólares en nueva capacidad de generación de energía entre 2018 y 2050, de los cuales 8.4 billones de dólares se destinarán a energía eólica y solar y otros 1.5 billones de dólares a otras tecnologías sin carbono como la hidráulica y la nuclear.

Esta inversión producirá un aumento de 17 veces en la capacidad solar fotovoltaica en todo el mundo, y un aumento de seis veces en la capacidad de energía eólica. Se pronostica que el costo nivelado de la electricidad, o LCOE[1], de las nuevas plantas fotovoltaicas caerá un 71% adicional para 2050, mientras que el costo de la energía onshore caerá un 58% adicional. Estas dos tecnologías ya han visto reducciones de LCOE de 77 y 41% respectivamente entre 2009 y 2018.

Elena Giannakopoulou, directora de economía energética en BNEF, dijo: “El carbón emerge como el mayor perdedor en el largo plazo. Al ser batido por el costo de la energía eólica y fotovoltaica para la generación de electricidad a granel, y las baterías

[1] LCOE cubre todos los elementos de costos de un nuevo proyecto de generación, incluidos los gastos de desarrollo y construcción, operaciones y mantenimiento, combustible y costos de financiación.

y el gas por su flexibilidad, el futuro sistema eléctrico se reorganizará en torno a las energías renovables baratas: el carbón se exprime".

El papel del gas en la mezcla de generación evolucionará, con las centrales eléctricas a gas cada vez más construidas y utilizadas para proporcionar respaldo a las energías renovables en lugar de producir la llamada electricidad de carga base o las 24 horas del día. El BNEF estima que se invertirán 1.3 billones de dólares en nueva capacidad hasta el 2050, casi la mitad en plantas de "pico de gas" en lugar de turbinas de ciclo combinado. Se estima que la generación a gas crecerá un 15% entre 2017 y 2050, aunque su participación en la electricidad mundial disminuirá del 21 al 15 por ciento.

Se prevé que las tendencias de quema de combustible en todo el mundo serán nefastas a largo plazo para la industria del carbón, pero moderadamente alentadoras para el sector de extracción de gas. NEO 2018 ve que el carbón quemado en las centrales eléctricas cae un 56% entre 2017 y 2050, mientras que el del gas sube un 14 por ciento.

La perspectiva bajista para el carbón significa que NEO 2018 ofrece una proyección más optimista para las emisiones de carbono que el informe equivalente hace un año. BNEF ahora considera que las emisiones del sector de la electricidad aumentarán un 2% desde 2017 a un máximo en 2027, y luego caerán un 38% hasta 2050.

Sin embargo, esto todavía significaría que la electricidad no cumplirá su parte del esfuerzo para mantener los niveles mundiales de CO_2 por debajo de 450 partes por millón, el nivel considerado por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático para ser consistente con limitar el aumento de las temperaturas a menos de dos grados Celsius.

Matthias Kimmel, analista de economía energética en BNEF, comentó: "Incluso si clausuramos todas las plantas de carbón del mundo para el 2035, el sector de la energía seguiría rastreando por encima de una trayectoria segura para el clima, quemando

demasiado gas sin interrupción. Llegar a dos grados requiere una solución de cero carbono para los extremos estacionales, uno que no involucre gas no disminuido”.

La Nueva Perspectiva Energética de BNEF se basa en la evolución de la economía de las diferentes tecnologías energéticas y en las proyecciones para los fundamentos de la demanda de electricidad, como la población y el PIB. Asume que las configuraciones de políticas energéticas existentes en todo el mundo permanecen vigentes hasta su expiración programada, y que no hay medidas gubernamentales adicionales.

Entre los otros aspectos destacados de NEO 2018 se encuentran las altas tasas de penetración de energías renovables en muchos mercados (87% del suministro total de electricidad en Europa para 2050, y 55% para los Estados Unidos de Norteamérica, 62% para China y 75% para India). También destaca un cambio hacia una mayor “descentralización” en algunos países como Australia, donde a mediados de siglo los PV y las baterías representan el 43% de toda la capacidad.

NEO 2018 también analiza el impacto de la electrificación del transporte en el consumo de electricidad. Se estima que los automóviles y autobuses eléctricos utilizarán 3.461TWh de electricidad a nivel mundial en 2050, lo que equivale al 9% de la demanda total. Se pronostica que alrededor de la mitad de los cargos necesarios se realizarán sobre una base “dinámica”, aprovechando los tiempos en que los precios de la electricidad son bajos debido a la alta producción de energías renovables.

Este análisis se basa en el último *Electric Vehicle Outlook* de BNEF, publicado el 21 de mayo, que predijo que los vehículos eléctricos representarían el 28% de las ventas mundiales de automóviles nuevos para 2030 y el 55% para 2040.

Se espera que los autobuses eléctricos dominen su mercado de forma aún más decisiva. alcanzando el 84% de participación global para 2030.

Fuente de información:
https://translate.googleusercontent.com/translate_c?depth=1&hl=es&prev=search&rurl=translate.google.com.mx&sl=en&sp=nmt4&u=https://about.bnef.com/blog/batteries-boom-enables-world-get-half-electricity-wind-solar-2050/&xid=17259,1500000,15700023,15700124,15700149,15700168,15700173,15700186,15700191,15700201&usg=ALkJrhjiR-I1fMuOCvur9z0Q0V93Ts2jMg

Pese a OPEP, pisan el acelerador empresas de *shale* en Estados Unidos de Norteamérica (WSJ)

El 26 de junio del 2018, el periódico Reforma publicó el artículo “Pese a OPEP, pisan el acelerador empresas de shale en Estados Unidos de Norteamérica”, aparecido en el Wall Street Journal (WSJ). A continuación se presenta el contenido.

Las compañías de petróleo *shale*, de Estados Unidos de Norteamérica, que se beneficiaron al seguir produciendo petróleo mientras el resto del mundo reducía su producción, vuelven a posicionarse para sacar provecho al tiempo que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) eleva su producción. La decisión de la OPEP la semana pasada de incrementar módicamente la producción es vista como un intento por mantener elevados los precios sin crear un pico. La decisión tranquilizó inquietudes entre los países miembros acerca de limitar la oferta y el potencial para un repunte en los precios, pero también elevó los precios de las acciones de los productores de petróleo de Estados Unidos de Norteamérica, que han aprendido a sobrevivir con cualquiera que sea el precio que busque la OPEP.

La producción estadounidense ha crecido a un ritmo sin precedentes este año, para alcanzar 10.9 millones de barriles diarios este mes después de que los precios del petróleo superaron los 70 dólares por barril por primera vez desde el 2014. Eso hace

que Estados Unidos de Norteamérica sea el segundo productor mundial después de Rusia, pero antes que Arabia Saudita. Los miembros de la OPEP, más Rusia, llegaron a un acuerdo hace dos años para recortar la producción y así reducir la sobreoferta y apuntalar los precios. En la reunión en Viena la semana pasada, los ministros de la OPEP prepararon apresuradamente un trato para cambiar de rumbo e incrementar la producción de crudo en 600 mil barriles diarios efectivos para desviar un posible repunte a 100 dólares por barril. Rusia señaló durante el fin de semana que apoyaría los esfuerzos de la OPEP. Ahora, las compañías de *shale* de Estados Unidos de Norteamérica nuevamente están en posición para beneficiarse de las medidas de la OPEP para equilibrar el mercado. En la reunión en Viena, *Scott Sheffield*, presidente de *Pioneer Natural Resource Co*., dijo que la compañía comparte con la OPEP el interés en evitar precios excesivos. Los precios altos generan un breve estallido de ganancias, pero pueden socavar el crecimiento económico y sofocar la demanda.

“Un precio de 100 dólares no va a ayudar a la OPEP. Y no nos va a ayudar en la Cuenca Pérmica”, indicó Sheffield. Su compañía es una de las principales perforadoras en la Cuenca Pérmica del Oeste de Texas y Nuevo México. Los nuevos barriles de la OPEP también llegan en un momento oportuno para las compañías de *shale*, que enfrentan limitaciones de infraestructura que amenazan la producción en la Cuenca Pérmica, la región de perforación más activa del país. Los analistas dicen que los productores en esa zona podrían tener que reducir sus perforaciones hasta que nuevos oleoductos estén disponibles en el 2019.

Las compañías de *shale* de Estados Unidos de Norteamérica ahora tienen cierto espacio para respirar, consideró R.T. *Dukes*, Director en la firma de consultoría energética *Wood Mackenzie*. “Lleva a un precio un poco más bajo este año, pero a un precio un poco más alto el año próximo debido a que se tiene menos capacidad libre y menos potencial para que la OPEP incremente la producción”, declaró. “Eso será un gran momento para ellos al tiempo que redoblan esfuerzos mientras se preparan para que

esas expansiones de oleoductos inicien operaciones en la segunda mitad del año" La decisión de la OPEP no se dio sin drama, al tiempo que Arabia Saudita presionó a otras naciones miembro para que aceptaran un aumento en la producción tras una semana contenciosa de reuniones. Miembros como Irán, Venezuela y Libia aprobaron el acuerdo, pero tienen una habilidad limitada de producir más petróleo por sí mismas debido a preocupaciones geopolíticas y limitaciones de producción. La relación entre los productores estadounidenses y la OPEP no siempre ha sido tan simbiótica.

Al principio, cuando la llegada de la tecnología para *fracking* y los incrementos en la producción estadounidense la tomaron por sorpresa, la OPEP permitió que los precios del petróleo se desplomaran, de más de 100 dólares por barril en el 2014 a menos de 30 dólares por barriles dos años después, en un intento aparente por sacar a los perforadores de *shale* del negocio. Las esperanzas que la caída en precios eliminaría a los productores de *shale* demostraron ser infundadas. Las perforaciones en Estados Unidos de Norteamérica se desplomaron de manera significativa, pero la producción de petróleo no ha caído por debajo de los 8 millones de barriles diarios desde noviembre del 2013, incluso al tiempo que los precios del crudo cayeron aproximadamente un 75% entre el 2014 y el 2016. La producción de Estados Unidos de Norteamérica había promediado alrededor de 5.5 millones de barriles al día entre 2000 y el 2012. "Tal vez sea el caso de que en este momento la política de petróleo en Rusia y Arabia Saudita es dirigida por individuos, pero no hay una política petrolera en Estados Unidos de Norteamérica. Es un mercado", afirmó *Ed Morse*, director global de investigación sobre materias básicas en *Citigroup*. "Y hay mil compañías cucaracha y no puedes aniquilarlas ni puedes hacer que quiebren. Siguen regresando".

El estira y afloja por el mercado global de petróleo dejó cicatrices en ambos bandos. Casi 200 mil trabajadores petroleros perdieron sus empleos en Estados Unidos de Norteamérica y la OPEP a la larga se vio obligada a recortar la producción. Pero los productores estadounidenses usaron la desaceleración para volverse más eficaces y han

continuado sus alzas en la producción. “Estados Unidos de Norteamérica ha transformado la habilidad de la OPEP para controlar el mercado”, señaló *Ben “Bud” Brigham*, quien ha ganado cientos de millones de dólares como petrolero en yacimientos de *shale* en Dakota del Norte y Texas. “Somos su competidor más significativo en términos de producción”. Los perforadores de *shale* y la OPEP han llegado a una especie de impasse en fechas recientes. Leyes antimonopolio en Estados Unidos de Norteamérica evitan que las compañías coordinen la producción, pero los productores de *shale* se han reunido con la OPEP en varias ocasiones en los últimos dos años. Las reuniones han ayudado al grupo a entender mejor los motores tecnológicos y financieros detrás del repunte en la producción de *shale*, dicen analistas y ejecutivos. “Su esperanza es que esto sea un fenómeno efímero que se desvanece gradualmente”, mencionó Morse.

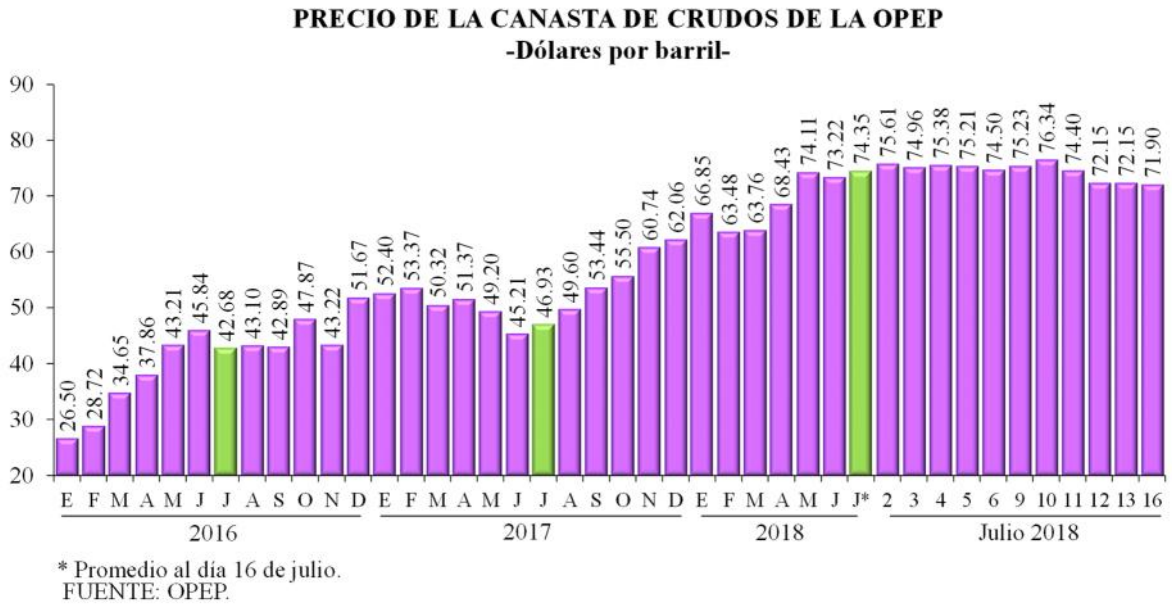
Fuente de información:
Edición del original, periódico Reforma, sección negocios, página 4, 26 de junio de 2018. México.
https://gruporeforma.reforma.com/wsj/nota/default.aspx?Folio=1869026&IdCol=325&pc=reforma&impresion=1

Canasta de crudos de la OPEP

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que se integra por los siguientes países: Angola, Arabia Saudita, Argelia, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Libia, Nigeria, Irán, Iraq, Kuwait, Qatar y Venezuela, informó el 12 de marzo de 2014 la nueva canasta de crudos de referencia de la OPEP, que se integra regularmente por los crudos de exportación de los principales países miembros de la Organización, de acuerdo con su producción y exportación a los principales mercados; y refleja, además, la calidad media de los crudos de exportación del cártel. Así, al 28 de abril de 2016, se dio a conocer la nueva canasta de referencia de la OPEP que incluye los siguientes tipos de crudos: Saharan Blend (Argelia), Girassol (Angola), Oriente (Ecuador), Minas (Indonesia), Iran Heavy (República Islamica de Iran), Basra Light (Iraq), Kuwait Export (Kuwait), Es Sider

(Libya), Bonny Light (Nigeria), Qatar Marine (Qatar), Arab Light (Saudi Arabia), Murban (Emiratos Árabes Unidos) y Merey (Venezuela).

En este contexto, del 1 al 16 de julio de 2018, la canasta de crudos de la OPEP registró una cotización promedio de 74.35 dólares por barril (d/b), cifra 1.54% superior con relación a junio pasado (73.22), superior en 19.80% respecto a diciembre de 2017 (62.06 d/b) y 58.43% más si se le compara con el promedio de julio de 2017 (46.93 d/b).



Fuente de información:
http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm