
III. POLÍTICA ENERGÉTICA

Autoriza el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos la primera migración con socio de asignaciones para exploración y extracción en aguas profundas (Pemex)

El 10 de junio de 2016, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que por primera vez en su historia, Pemex buscará compartir riesgos e inversiones con una empresa privada al serle autorizado por su Consejo de Administración la primera migración con socio de las asignaciones de exploración y extracción en aguas profundas.

Gracias a la migración de las asignaciones AE0092 y AE0093, las cuales conforman el llamado bloque Trión, ubicado en el Golfo de México, este proyecto se convertirá en el primer desarrollo de un campo de petróleo crudo en aguas profundas en todo México.

Debido a la profundidad a la que se encuentra este yacimiento asignado a Pemex (más de 2 mil 500 metros) y a que su desarrollo exige una complejidad técnica y requerimientos financieros de consideración, Pemex busca ir en alianza con empresas especializadas en este tipo de proyectos.

En conferencia de prensa, el Director General de Pemex resaltó que de este modo, México se coloca a la altura de los países productores más desarrollados, ya que ninguna petrolera en el mundo va sola en la exploración y extracción de este tipo de yacimientos. Con el inicio de este proceso, aseveró, Pemex marca un hito en su historia.

A su vez, el Secretario de Energía subrayó que este anuncio representa un paso trascendental para Pemex y confirma la importancia de la Reforma Energética para atraer inversiones e impulsar el desarrollo nacional.

A fin de poder explotar este bloque, en los próximos días Pemex solicitará a la Secretaría de Energía que se lleve a cabo la licitación de dicho contrato de exploración y extracción, buscando alinear este proceso a la ronda 1.4 del gobierno federal, con lo que se aprovechará la experiencia adquirida en las rondas de licitación, lideradas por la Sener y la CNH; las cuales se han caracterizado por su transparencia, certeza y eficacia.

De esta forma, se dará mayor certeza a las empresas interesadas en invertir en la exploración y producción de hidrocarburos en nuestro país.

El campo Trión, ubicado en el Cinturón Plegado Perdido en la parte mexicana del Golfo de México, fue descubierto en 2012. Gracias a los recursos destinados durante los dos últimos años en la exploración de este desarrollo es posible estimar que sus reservas totales 3P son de alrededor de 485 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

El plan mínimo de trabajo propuesto contempla dos pozos delimitadores, un pozo exploratorio y la adquisición de 1 mil 250 km² de sísmica 3D especializada (multi-acimut). De este modo, la licitación incluirá el desarrollo propiamente dicho de las asignaciones mencionadas así como trabajos de exploración en áreas adyacentes.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, de manera conjunta con Pemex, definirá las variables económicas de adjudicación mediante un proceso transparente y competitivo.

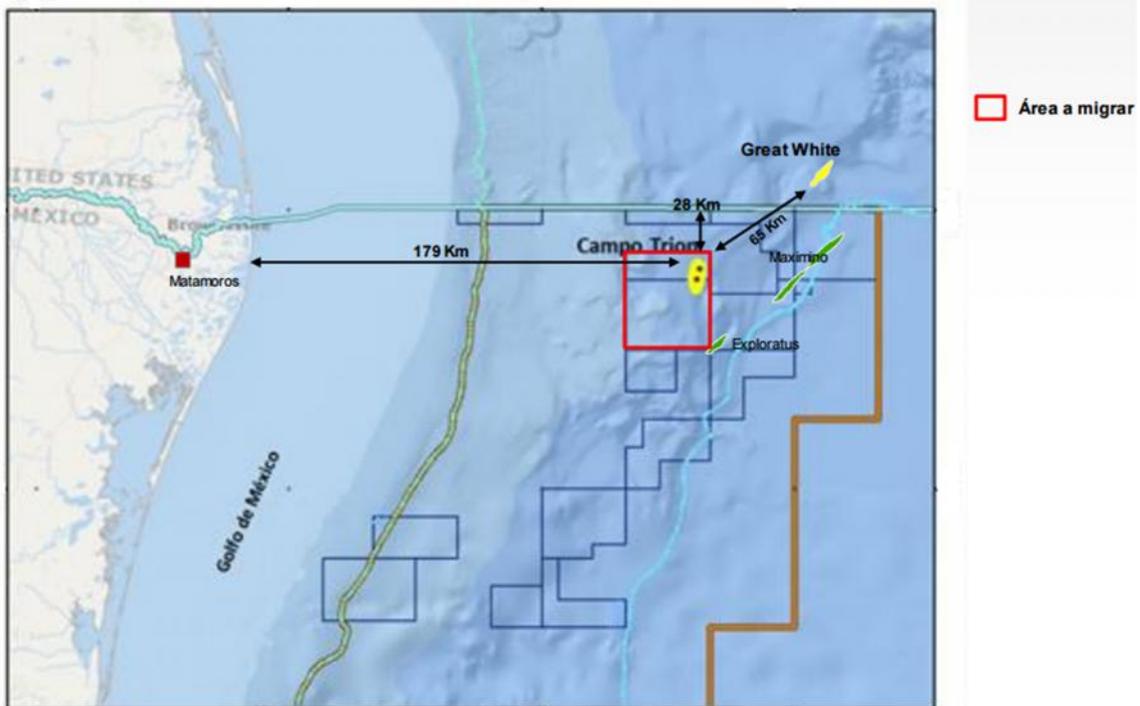
El objetivo de esta asociación es compartir tanto los riesgos tecnológicos y financieros como las inversiones, además de lograr una transferencia de tecnología que permita adquirir conocimientos de las empresas expertas en este tipo de proyectos.

Esta asociación será posible gracias a la Reforma Energética impulsada por el Presidente de la República Mexicana, a partir de la cual Pemex se está transformando

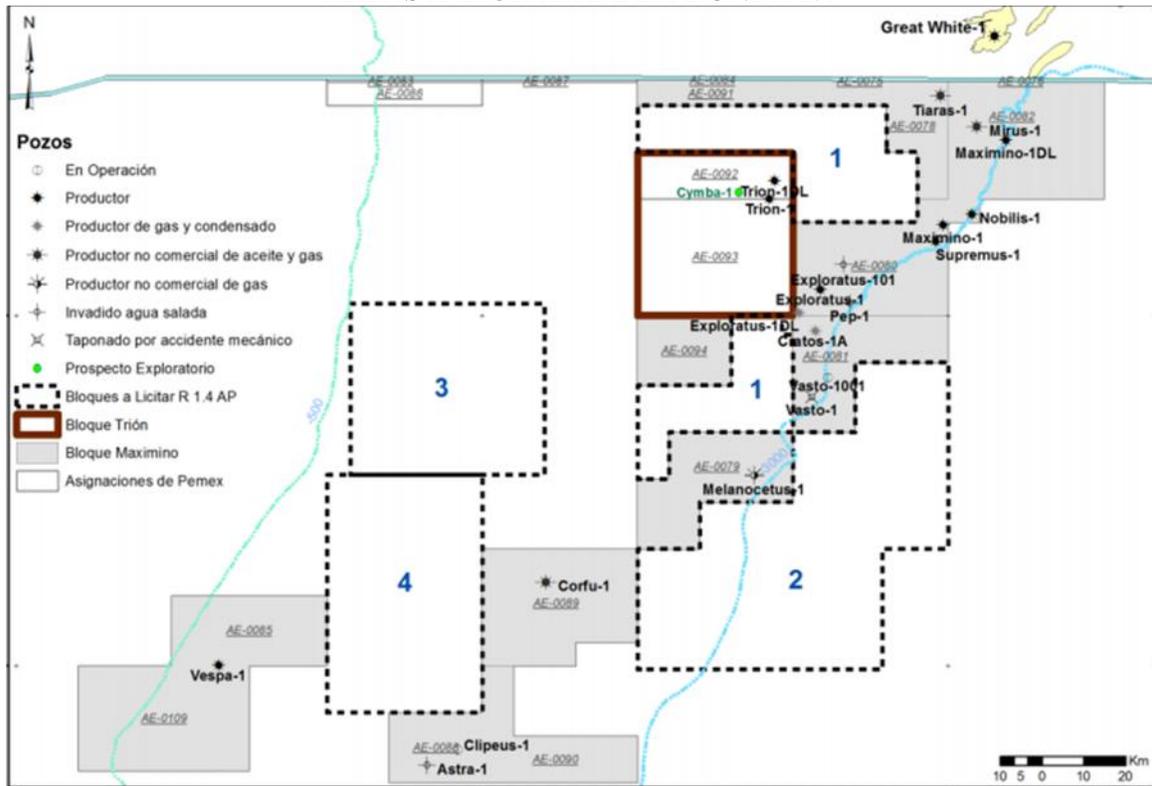
en una empresa competitiva que cumpla con su rol estratégico como empresa productiva del Estado.

Las nuevas condiciones legales y de la industria de hidrocarburos han vuelto muy atractiva la posibilidad de ver a Pemex como un socio competitivo y capaz de generar valor. Por ello, empresas petroleras nacionales e internacionales han expresado su interés de tener a Pemex como el socio local, debido a su experiencia y profundo conocimiento que tiene de las zonas y de los yacimientos petroleros en el país.

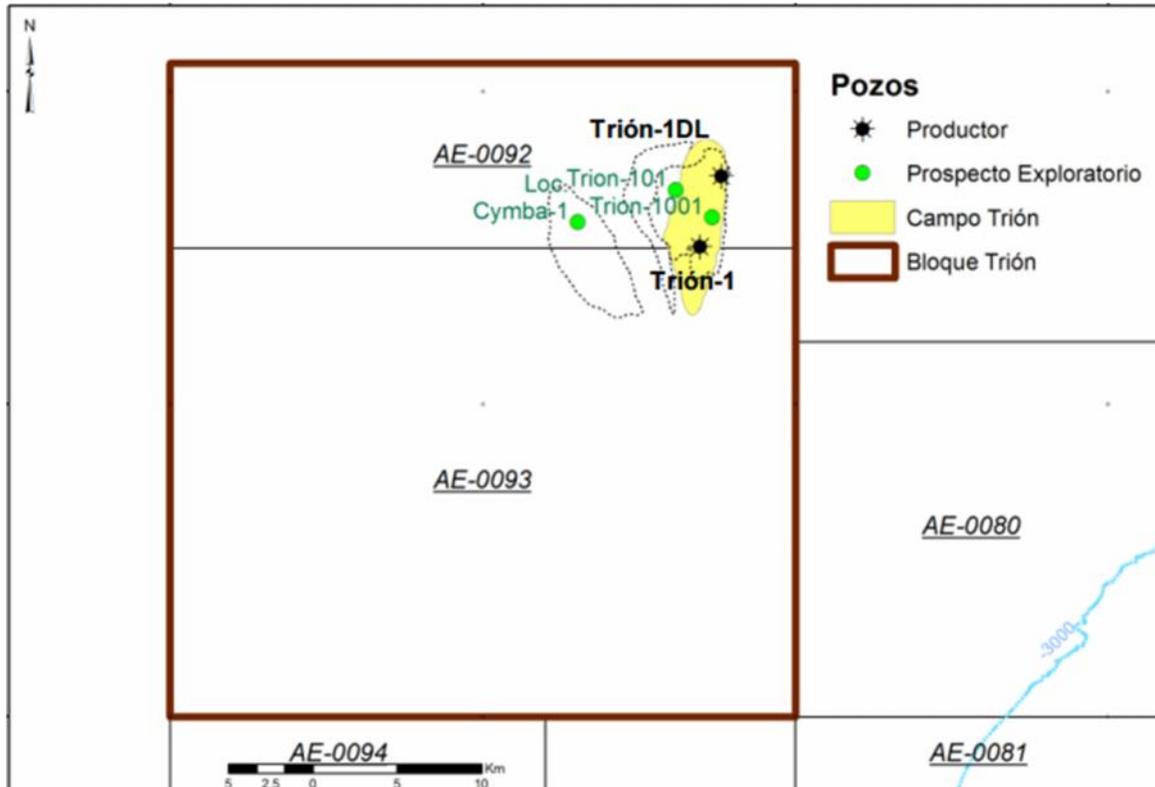
EL ÁREA A MIGRAR SE UBICA EN LA PORCIÓN NORTE DEL PROYECTO ÁREA PERDIDO



LAS ASIGNACIONES AE-0092 Y AE-0093 SON ADYACENTES A ALGUNAS DE LAS ÁREAS A LICITAR DE LA RONDA 1.4



EL ÁREA A MIGRAR TIENE UNA SUPERFICIE DE ~ 1 MIL 250 KM² E INCLUYEN AL CAMPO TRIÓN Y AL MENOS TRES PROSPECTOS EXPLORATORIOS



Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2016-042-nacional.aspx

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

El 23 de mayo de 2016, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que durante el período enero-abril de 2016, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 27.30 dólares por barril (d/b), lo que significó una reducción de 41.60%, con relación al mismo período de 2015 (46.75 d/b).

Cabe destacar que en abril de 2016, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 31.88 d/b, cifra 8.25% mayor con respecto al mes inmediato

anterior, 11.16% mayor con relación a diciembre pasado (28.68 d/b) y 37.11% menor si se le compara con el cuarto mes de 2015.

Durante los cuatro primeros meses de 2016, se obtuvieron ingresos por 3 mil 716 millones de dólares por concepto de exportación de petróleo crudo mexicano en sus tres tipos, cantidad que representó una disminución de 44.82% respecto al mismo período enero-abril de 2015 (6 mil 734 millones de dólares). Del tipo Maya se reportaron ingresos por 2 mil 610 millones de dólares (70.24%), del tipo Olmeca se obtuvieron 566 millones de dólares (15.23%) y del tipo Istmo se percibió un ingreso de 539 millones de dólares (14.50%).

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	46 852	3 904	35 194	7 754	37 051	6 611	3 190
2013	42 711	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	18 524	3 490	12 701	2 334	11 625	3 764	3 135
2016	3 716	539	2 610	566	2 153	892	671
Enero	830	99	547	184	421	244	165
Febrero	881	178	599	105	523	234	124
Marzo	⁂970	135	⁂677	158	573	230	⁂167
Abril	1 034	128	786	120	637	184	214

a/ Incluye Crudo Altamira y Talam.

b/ Incluye otras regiones.

⁂/ Cifra revisada.

FUENTE: Pemex.

Fuente de información:

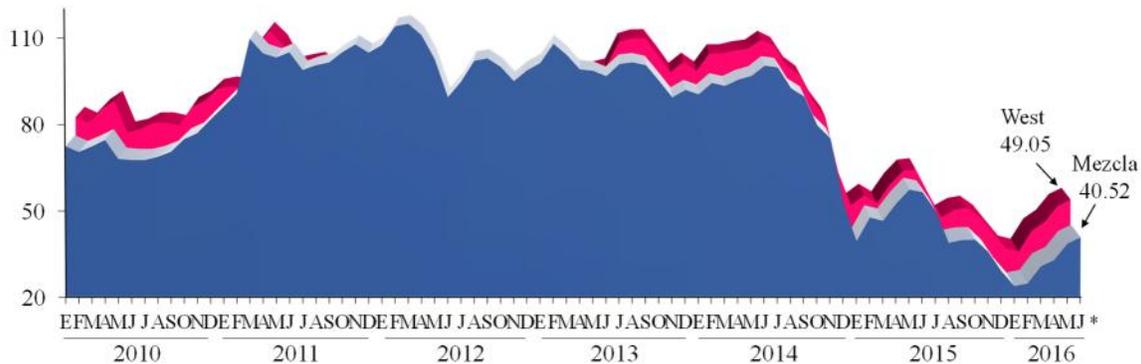
http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/epreciopromedio_esp.pdf

http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evalorexporta_esp.pdf

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

De acuerdo con cifras disponibles de Petróleos Mexicanos (Pemex) y de la Secretaría de Energía (Sener), el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación del 1° al 20 de junio de 2016, fue de 40.52 d/b, cotización 5.63% mayor a la registrada en mayo pasado (38.36 d/b) y superior en 41.28% respecto a diciembre pasado (28.68 d/b), y menor en 24.78% si se le compara con el promedio de junio de 2015 (53.87 d/b).

PRECIO PROMEDIO MENSUAL DE LA MEZCLA DE PETRÓLEO MEXICANO DE EXPORTACIÓN Y WEST TEXAS INTERMEDIATE
-Dólares por barril-



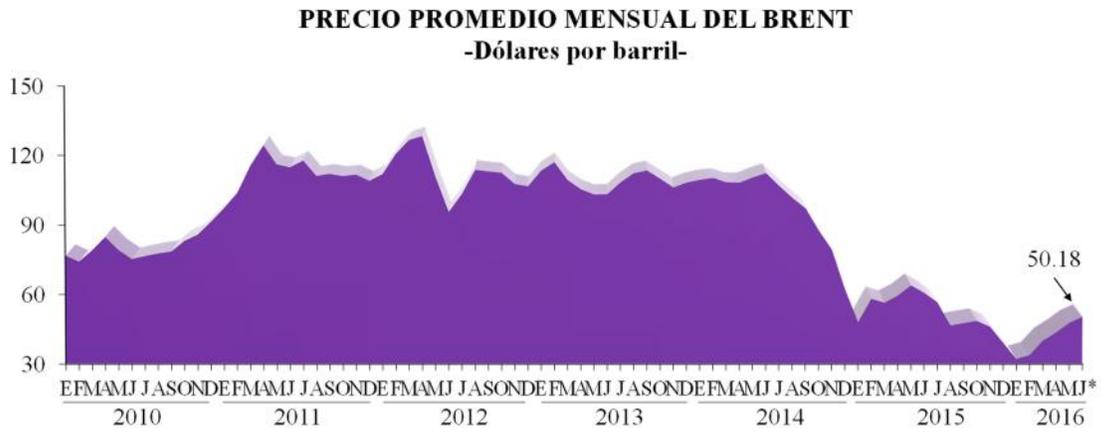
* Promedio al día 20.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

Por su parte, el precio promedio del crudo West Texas Intermediate (WTI) en los primeros 20 días de junio fue de 49.05 d/b, lo que significó un aumento de 4.81% con relación al mes inmediato anterior (46.80 d/b), y superior en 31.40% con relación a diciembre anterior (37.33 d/b) e inferior en 18.02% si se le compara con el promedio de junio de 2015 (59.83 d/b).

Asimismo, los primeros 20 días de junio del presente año, la cotización promedio del crudo Brent del Mar del Norte fue de 50.18 d/b, precio que significó un aumento de 5.53% con relación a mayo pasado (47.55 d/b), mayor en 29.00% respecto a diciembre

pasado (38.90 d/b), y 21.22% menor si se le compara con el promedio de junio de 2015 (63.70 d/b).



PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO
-Dólares por barril-

Fecha	Crudo API Precio promedio spot ^{1/}		Precio promedio de exportación del crudo mexicano ^{2/}	Fecha	Crudo API Precio spot ^{1/}		Precio promedio de exportación del crudo mexicano ^{2/}
	Brent (38)	West Texas Intermediate (44)			Brent (38)	West Texas Intermediate (44)	
Diciembre 2009	75.24	74.62	69.67	Enero 2015	49.82	47.37	41.70
Diciembre 2010	92.27	89.29	82.19	Febrero 2015	58.80	50.83	47.26
Diciembre 2011	107.73	98.59	106.33	Marzo 2015	56.94	47.85	47.36
Diciembre 2012	109.20	88.25	96.67	Abril 2015	61.14	54.63	50.69
Diciembre 2013	110.70	97.89	91.65	Mayo 2015	65.61	59.37	54.06
Enero 2014	107.11	98.84	90.65	Junio 2015	63.70	59.83	53.87
Febrero 2014	108.84	100.66	93.09	Julio 2015	56.87	51.19	46.56
Marzo 2014	107.75	100.51	93.48	Agosto 2015	48.21	42.89	39.71
Abril 2014	108.09	102.04	95.68	Septiembre 2015	48.49	45.49	37.93
Mayo 2014	109.22	101.80	96.79	Octubre 2015	49.29	46.29	37.46
Junio 2014	111.97	105.16	98.79	Noviembre 2015	45.89	42.92	35.43
Julio 2014	108.07	102.39	94.65	Diciembre 2015	38.90	37.33	28.68
Agosto 2014	103.40	96.08	90.80	Enero 2016	31.92	31.78	23.91
Septiembre 2014	98.57	93.17	85.82	Febrero 2016	33.53	30.62	24.48
Octubre 2014	88.05	84.34	75.23	Marzo 2016	39.79	37.96	29.38
Noviembre 2014	79.63	75.70	71.39	Abril 2016	43.34	41.13	32.64
Diciembre 2014	63.33	59.29	52.36	Mayo 2016	47.55	46.80	38.36
2/V/2016	45.83	44.78	n.c.	1/VI/2016	49.72	49.01	40.09
3/V/2016	44.97	43.65	35.60	2/VI/2016	50.04	49.17	40.24
4/V/2016	44.62	43.78	35.22	3/VI/2016	49.64	48.62	40.14
5/V/2016	45.01	44.32	35.83	6/VI/2016	50.55	49.69	40.81
6/V/2016	45.37	44.66	36.06	7/VI/2016	51.44	50.36	41.52
9/V/2016	43.63	43.44	34.89	8/VI/2016	52.51	51.23	42.37
10/V/2016	45.52	44.66	35.92	9/VI/2016	51.95	50.56	42.22
11/V/2016	47.60	46.23	37.62	10/VI/2016	50.54	49.07	41.13
12/V/2016	48.08	46.70	38.52	13/VI/2016	50.35	48.88	40.77
13/V/2016	47.83	46.21	38.65	14/VI/2016	49.83	48.49	40.06
16/V/2016	48.97	47.72	39.87	15/VI/2016	48.97	48.01	39.66
17/V/2016	49.28	48.31	40.20	16/VI/2016	47.19	46.21	38.03
18/V/2016	48.93	48.19	40.03	17/VI/2016	49.17	47.98	39.28
19/V/2016	48.81	48.16	39.11	20/VI/2016	50.65	49.37	40.90
20/V/2016	48.72	47.75	39.59				
23/V/2016	48.35	48.08	39.19				
24/V/2016	48.61	48.62	39.62				
25/V/2016	49.74	49.56	40.42				
26/V/2016	49.59	49.48	40.47				
27/V/2016	49.32	49.33	40.20				
30/V/2016	n.c.	n.c.	n.c.				
31/V/2016	49.69	49.10	40.26				
Promedio de mayo de 2016	47.55	46.80	38.36	Promedio de junio de 2016*	50.18	49.05	40.52
Desviación estándar de mayo de 2016	1.97	2.12	2.00	Desviación estándar de junio de 2016*	1.32	1.24	1.15

1/ Petróleos Mexicanos y Secretaría de Energía.

2/ Precio informativo proporcionado por Petróleos Mexicanos Internacional (PMI) y Secretaría de Energía.

* Cálculos de las cotizaciones promedio del 1 al 20.

n.c. = no cotizó.

Nota: PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. surgió en 1989, producto de la estrategia comercial de Pemex para competir en el mercado internacional de petróleo y productos derivados; con autonomía patrimonial, técnica y administrativa. Es una Entidad constituida bajo el régimen de empresa de participación estatal mayoritaria, de control presupuestario indirecto que opera a través de recursos propios, estableciendo dentro de sus objetivos y metas el asegurar la colocación en el mercado exterior de las exportaciones de petróleo crudo de Pemex, así como proporcionar servicios comerciales y administrativos a empresas del Grupo Pemex que realizan actividades relacionadas con el comercio de hidrocarburos.

FUENTE: Secretaría de Energía con información del PMI Internacional.

Fuente de información:

CME Group (WTI, Brent) y Sistema de Información Energética (MME)

<http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos/695-seguimiento-precio-del-petroleomezcla-mexicana-mme-datos.html>

http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/epreciopromedio_esp.pdf

Diagnóstico de la Industria de Petrolíferos en México” (SENER)

El 18 de mayo de 2016, la Secretaría de Energía (SENER) dio a conocer el “Diagnóstico de la Industria de Petrolíferos en México”, una fotografía del mercado de los petrolíferos en nuestro país¹. A continuación se presenta el boletín de prensa, los segmentos de la Presentación y los Comentarios finales del documento de la SENER.

Contar con combustibles fósiles de calidad en forma oportuna es esencial para fomentar el crecimiento de la economía y el desarrollo industrial del país. En los últimos cinco años, la demanda interna de gasolina, diésel y turbosina presentó un incremento promedio anual de 1.5%. Aumentar la capacidad para la provisión de servicios energéticos de calidad es cada vez más urgente pues se prevé que para 2029 la tasa media de crecimiento anual de la demanda de gasolinas y diésel sea de 2.7 y 3.6%, respectivamente.

El Diagnóstico de la industria de petrolíferos en México presenta una fotografía de la infraestructura instalada para la refinación del petróleo, así como del transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de petrolíferos al cierre de 2015.

Actualmente, México cuenta con infraestructura permitida de petrolíferos que incluye seis refinерías, 73 terminales de almacenamiento, cinco terminales de operación marítima y portuaria, 10 residencias de operación marítima y portuaria, así como 66 ductos que transportan petrolíferos. Esta infraestructura enfrenta retos hacia el futuro, por lo que resulta fundamental fortalecer la inversión en nuevos proyectos que

¹http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/92090/DGP_Diagn_stico_petrol_feros_Mayo_2016_FINA_L.pdf

permitan eliminar cuellos de botella y brindar una mayor autonomía a lo largo de todo el sistema logístico de transporte y almacenamiento de petrolíferos.

A medida que México avanza en el establecimiento de mercados más competitivos a lo largo de toda la cadena de valor de los hidrocarburos, resulta indispensable reforzar la capacidad para producir combustibles líquidos y otros productos refinados, así como la red de logística correspondiente, a fin de garantizar el acceso a combustibles en todas las regiones del país.

El nuevo modelo energético mexicano permite la participación en el mercado de petrolíferos a Empresas Productivas del Estado y a particulares en igualdad de circunstancias, bajo las mismas reglas y tarifas en total apego a los principios de acceso abierto y competencia efectiva.

La SENER² asevera que con la publicación de este Diagnóstico se da un paso más en la implementación de la Reforma Energética. México tiene hoy con un entorno institucional fortalecido y con reglas claras que dan certidumbre a la industria y fomentan nuevas oportunidades de inversión en el sector hidrocarburos para garantizar la seguridad energética de México.

Diagnóstico de la Industria de Petrolíferos en México

Presentación

La Reforma Energética aprobada por el H. Congreso de la Unión y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013, así como las Leyes Secundarias, Reglamentos y Disposiciones aprobados durante 2014 y 2015, han

² Para cualquier consulta referente al documento, la SENER pone a disposición los servicios de la Dirección General de Petrolíferos de la Secretaría de Energía a través del correo electrónico: diag.petroliferos@energia.gob.mx

redefinido el modelo energético de México y sentado las bases para impulsar la transformación de este importante sector en beneficio de la economía nacional.

Llevadas a cabo de manera eficiente, las actividades de refinación de petróleo y transporte, almacenamiento, comercialización, distribución y expendio al público de petrolíferos son indispensables para garantizar un abasto confiable, seguro y a precios competitivos de gasolinas, diésel, combustóleo, turbosina y otros petrolíferos en todo el territorio nacional.

Contar con combustibles de calidad de manera oportuna es fundamental para detonar el crecimiento de la economía y el desarrollo de múltiples actividades industriales. En las últimas décadas y ante un crecimiento económico sostenido, la demanda de combustibles líquidos y petrolíferos aumentó significativamente. No obstante, el país experimentó un retraso en el desarrollo de la infraestructura de transformación industrial y transporte de petrolíferos necesaria para atender la demanda doméstica, lo cual resultó a su vez en un incremento significativo de las importaciones de estos productos.

A medida que México avanza en el impulso de distintos sectores productivos y la expansión de polos de desarrollo, incrementar la capacidad para la provisión de servicios energéticos de calidad se hace apremiante. El país debe reforzar la capacidad doméstica para producir combustibles líquidos y otros productos refinados y trabajar también en la diversificación de las fuentes de suministro locales, regionales y nacionales. Esto con el propósito de fortalecer las redes de abasto y facilitar el acceso a combustibles de buena calidad y precio provenientes de múltiples regiones y mercados.

A partir de la Reforma Energética de 2013, México cuenta con herramientas diseñadas para alcanzar estos objetivos con mayor facilidad. El nuevo modelo energético permite la participación de empresas productivas del Estado y empresas privadas, en igualdad

de circunstancias, bajo las mismas reglas y tarifas, y siguiendo los principios de acceso abierto y competencia efectiva, en actividades de refinación, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de petrolíferos. El país cuenta hoy en día con un entorno institucional y reglas que definen claramente los procesos que los interesados deben seguir para aprovechar las nuevas oportunidades que plantea el sector hidrocarburos más allá de las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas.

La seguridad energética es un objetivo fundamental de la Administración Federal y en este sentido la Ley de Hidrocarburos establece que la Secretaría de Energía debe alinear sus políticas y acciones a los intereses nacionales a fin de fortalecer la capacidad energética del país y promover la sustentabilidad en el aprovechamiento y uso de los recursos de México. Considerando este principio básico, y ante la flexibilidad que brinda el nuevo marco regulatorio, la SENER avanza en la definición de políticas públicas con el propósito de reforzar las acciones realizadas hasta ahora en la implementación de la Reforma Energética y enviar señales claras a los inversionistas sobre las oportunidades que presenta México en esta nueva etapa de desarrollo.

Este Diagnóstico de la Industria de los Petrolíferos detalla la situación actual de la infraestructura de refinación, almacenamiento y transporte de petrolíferos existente en todo el territorio nacional. Describe también la demanda de petrolíferos en las regiones estadísticas de México, así como el crecimiento esperado de la demanda. El objetivo de este documento es enviar señales claras acerca de las necesidades y oportunidades que plantea el sector, y promover el desarrollo de proyectos que permitan incrementar la seguridad energética en todas las regiones de México.

El Diagnóstico busca ser una herramienta de referencia útil en la planeación de nuevos proyectos y representa un paso más en la implementación de un modelo energético más eficiente que permitirá detonar la creación de mercados líquidos e incrementar y

diversificar el abasto de combustibles en todo el país, en un entorno competitivo, con garantía de acceso abierto y bajo reglas claramente definidas.

Comentarios finales

El crecimiento de la demanda de combustibles líquidos en México vinculada al desarrollo económico nacional y la expansión de la infraestructura urbana en el territorio nacional plantean retos significativos en materia de abasto y seguridad energética, así como para la provisión de combustibles de calidad a precios competitivos.

Como se observa a lo largo del Diagnóstico, la infraestructura instalada para la transformación industrial de hidrocarburos y transporte y almacenamiento de petrolíferos presenta importantes rezagos en materia de expansión, mantenimiento y renovación. Esto limita la capacidad nacional para satisfacer la demanda actual y futura, y reduce la flexibilidad para responder en el corto plazo a fallas a lo largo de la cadena de suministro.

En materia de refinación, el Sistema Nacional de Refinación ha sido el eje fundamental para el abasto de combustibles líquidos en el territorio nacional. Sin embargo, en los últimos años su desempeño operativo se ha deteriorado debido al procesamiento de crudos más pesados, a rezagos de mantenimiento y renovación de equipos y a paros no programados. Al cierre de 2015, el SNR (sistema nacional de refinación) registró un porcentaje de utilización de tan solo 66%. Lo anterior sumado a la creciente demanda de petrolíferos ha resultado en un incremento en el volumen total de las importaciones de gasolinas y diésel, y por ende en el porcentaje que éstas representan sobre el total del consumo nacional.

Analizar detalladamente la capacidad instalada de procesamiento, los rendimientos factibles, la capacidad de almacenamiento de distintos productos y las posibles

modificaciones a las mezclas que se alimentan a las refinerías permitiría incrementar la eficiencia en el procesamiento de crudo en nuestro país y resulta indispensable para el desarrollo de nueva infraestructura de transformación industrial, área en la que las empresas privadas pueden participar libremente bajo un esquema de permisos. Cabe destacar que la apertura a las exportaciones de crudo de Estados Unidos de Norteamérica presenta una buena oportunidad para incrementar los intercambios de crudo ligero norteamericano por crudo mexicano de mayor densidad, lo cual contribuiría a mejorar los rendimientos del SNR y también las refinerías instaladas en la costa del Golfo de México en Estados Unidos de Norteamérica y California.

Contar con un sistema logístico robusto y eficiente es esencial para crear mercados líquidos y garantizar un abasto confiable y seguro de petrolíferos en todo el territorio nacional. A partir del análisis realizado, se observa que las redes de transporte, almacenamiento y distribución de petrolíferos deben fortalecerse para mejorar la conectividad entre las refinerías, puntos de importación y terminales de almacenamiento con los centros de consumo. Si bien la expansión de la capacidad de almacenamiento debe evaluarse para optimizar su uso y minimizar los costos, el actual nivel de saturación así como una distribución desigual de las TAR (terminales de almacenamiento y reparto) instaladas en el territorio nacional, reducen la flexibilidad en el sistema y elevan los costos de transporte entre las terminales, los centros de consumo y las estaciones de servicio.

Los extensos litorales de México brindan una posición estratégica para fortalecer el sistema logístico de transporte marítimo, mejorando la conectividad entre regiones productoras y exportadoras y los centros de consumo a un menor costo, y permitiendo el acceso de buques de diferente calado. Cabe señalar que la infraestructura existente permite exportar hidrocarburos y petrolíferos de las principales regiones petroleras de México e importar petrolíferos provenientes, principalmente, de Estados Unidos de

Norteamérica, aun cuando existen ciertas limitaciones de volumen por la profundidad de los puertos.

Las TOMP (terminales de operación marítima y portuaria) de México se concentran en el Golfo de México y el Golfo de Tehuantepec, siendo las de Tuxpan, Pajaritos y Salina Cruz las más importantes. Existen también instalaciones que facilitan la distribución de productos petrolíferos a lo largo de la costa del Pacífico. No obstante, las terminales y residencias marítimas de México requieren mejorar su eficiencia operativa y optimizar su capacidad. Ante los escenarios de demanda futura, la expansión de las terminales marítimas es aún más relevante. Es importante señalar que la Ley General de Puertos de 1995 y el actual marco regulatorio del sector energético privilegian la libre competencia y el acceso abierto a la infraestructura portuaria, haciendo de ésta una área atractiva para la inversión privada.

Las redes terrestres de distribución desempeñan una función esencial en el suministro de las TAR para mejorar el acceso a todas las regiones de México e impulsar su desarrollo económico. El Mapa “Infraestructura actual del sistema nacional de logística de petrolíferos³” se muestra que hasta ahora el desarrollo de poliductos se ha concentrado en las regiones Centro y Noreste de México, cubriendo poco más de la mitad de las TAR. Lo anterior implica el movimiento de importantes volúmenes de productos petrolíferos mediante auto tanque, 14% respecto del total, alternativa que limita el volumen de los cargamentos, incrementa los tiempos de transporte, carga y descarga, y eleva el costo de los fletes.

Por otra parte, el 15% del transporte de petrolíferos se lleva a cabo mediante buque tanques, un medio que permite suministrar productos a lo largo del Pacífico y toda la

³ <http://www.gob.mx/sener/articulos/mapa-infraestructura-nacional-de-petroliferos-31065> y http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/91050/Mapa_log_stica_Sener_2016.espa_ol.pdf

región Noroeste, y por el Golfo de México desde la región Noreste hasta la región Sur-Sureste.

Ampliar las redes de oleoductos y poliductos, que al día de hoy mueven el 66% de estos productos, permitiría abarcar una mayor extensión territorial a un menor costo por unidad de volumen, si bien requiere una inversión inicial mayor. Por otro lado, el transporte de petrolíferos en carro tanques por vías ferroviarias es una alternativa poco utilizada en el territorio nacional. La red ferroviaria del país tiene una cobertura mucho más amplia que la de la actual red de poliductos. No obstante, el porcentaje de la infraestructura ferroviaria nacional por donde se desplazan petrolíferos es tan solo de 5%. La utilización de la red ferroviaria actual para el transporte de petrolíferos demanda la utilización de carro tanques aptos para dicho propósito, así como la implementación de medidas de seguridad particulares; sin embargo, representa una opción para el fortalecimiento del sistema logístico de transporte en el mediano plazo.

El expendio al público de combustibles líquidos y otros productos petrolíferos representa el último eslabón en la cadena de suministro y un elemento clave para asegurar que la población cuente con un abasto efectivo y a precios competitivos de energía. En México existen, en promedio, 357 estaciones de servicio por entidad federativa y éstas presentan una concentración poco uniforme, lo cual limita las opciones de los consumidores y el potencial para el desarrollo de mercados competitivos. Si bien en algunas regiones de México el número de vehículos por estación de servicio es comparable al registrado en otros mercados con una estación de servicio por cada 2 mil vehículos, la región Centro cuenta con una estación de servicio por cada 5 mil 500 vehículos. A medida que el país avanza hacia la plena liberalización de los mercados de gasolinas y diésel en 2018, el desarrollo de nuevas estaciones de servicio presenta atractivas oportunidades de inversión.

Es fundamental fortalecer mediante la inversión productiva, el Sistema Nacional de Logística de Petrolíferos, particularmente la infraestructura de transporte por ducto y mejorar la eficiencia operativa en las terminales terrestres y marítimas, lo cual permitirá eliminar cuellos de botella y brindará una mayor autonomía en dichas terminales. El nuevo marco regulatorio del sector energético establece criterios claros para el desarrollo y uso de la infraestructura de transporte y almacenamiento de petrolíferos, sentando las bases para la expansión de los sistemas existentes. Conforme a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos, dicha infraestructura deberá ser operada bajo criterios de acceso abierto no indebidamente discriminatorio, elemento que da mayor certidumbre a todos los interesados en participar en las nuevas oportunidades que ofrece México.

La CRE (Comisión Reguladora de Energía) es responsable de autorizar las tarifas aplicables al uso de la infraestructura, así como los términos y condiciones del servicio al que debe apegarse Petróleos Mexicanos (Pemex) como propietario de la infraestructura existente para permitir el acceso a nuevos participantes del mercado bajo temporadas abiertas. Una vez que Pemex lleva a cabo su temporada abierta para la reserva de capacidad en la infraestructura de almacenamiento y transporte de petrolíferos, los privados podrán tener acceso a la misma, se familiarizarán con el mercado y podrán tomar decisiones de inversión que fortalezcan las redes de distribución, suministro y comercialización en todo el territorio nacional.

A partir de la Reforma Energética, México cuenta con nuevas herramientas que le permitirán atender los retos en la modernización de la infraestructura de petrolíferos.

La participación privada será un elemento central para garantizar los recursos necesarios para el desarrollo de nuevos proyectos y la consolidación de mercados abiertos, eficientes y competitivos.

Fuente de información:

<http://www.gob.mx/sener/prensa/sener-publica-el-diagnostico-de-la-industria-de-petroliferos-en-mexico>

<http://www.gob.mx/sener/articulos/diagnostico-de-la-industria-de-petroliferos-en-mexico>

http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/92090/DGP_Diagnostico_petroliferos_Mayo_2016_FINAL.pdf

Para tener acceso a información relacionada visite:

<http://www.gob.mx/sener/articulos/mapa-infraestructura-nacional-de-petroliferos-31065>

http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/91050/Mapa_logistica_Sener_2016_espagnol.pdf

Un conflicto de intereses energéticos (Forbes México)

El 3 de junio de 2016, la edición *online* de la revista de negocios Forbes México publicó que pese a que la ley señala que ningún miembro independiente del comité técnico del Fondo Mexicano del Petróleo debe tener conflicto de intereses para desempeñar su cargo, Luis Téllez Kuenzler, además de ocupar un sitio en ese comité, ostenta cargos en un fondo de inversión de capital privado y un despacho internacional de cabildeo con gobiernos.

El Fondo Mexicano del Petróleo (FMP) es un fideicomiso que estará en el epicentro de la nueva era del sector energético mexicano. Esta figura tendrá como una de sus principales tareas recaudar todos los recursos derivados de las licitaciones y de la llamada renta petrolera. Reportará a la Secretaría de Hacienda y al Banco de México (Banxico), y recopilará y evaluará toda la información referente a las licitaciones realizadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Sin embargo, la figura del FMP y el papel que deberá desempeñar específicamente no ha quedado claro del todo, puesto que como lo explica la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (LFMPED), este organismo no operará

como un apéndice del Banxico o de la Secretaría de Hacienda, ni como si fuera una paraestatal.

El FMP está conformado por un comité técnico en el que participan nueve representantes: los titulares de Hacienda, Banxico y Secretaría de Energía, cuatro miembros independientes de la iniciativa privada, un secretario y un prosecretario. Este comité operará como un consejo de administración, pues tendrá reuniones mensuales y trimestrales para evaluar los resultados y desempeño del fondo, y cada uno de sus integrantes recibirá honorarios por cada junta realizada.

Como en cualquier otra empresa, los estatutos señalan que cualquiera de los miembros del comité no debe ostentar ningún otro cargo que implique un conflicto de intereses con el FMP. La fracción de Morena en la Cámara de Diputados ha puesto la lupa en este punto, pues resulta que Luis Téllez Kuenzler, miembro del comité, es además el *chief executive officer* del fondo de inversión KKR y aparece como asesor en la consultoría *McLarty Associates*, firma dedicada a asesorar a inversionistas y a cabildear ante los gobiernos de los países receptores de inversión.

En enero pasado, el fondo estadounidense KKR adquirió de Petróleos Mexicanos (Pemex) 11 ductos de gas, un tendido de cables submarinos, dos plataformas petroleras y una planta de compresión de gas por un monto cercano a 23 mil 500 millones de pesos. El conflicto de intereses de Luis Téllez es evidente dada su participación en el comité del FMP y al ser representante al mismo tiempo de un fondo que planea seguir inyectando capital en el sector energético mexicano.

Omisión del conflicto

La designación de Téllez Kuenzler en dicho comité fue realizada por el presidente de México, pues la LFMPEd, en su artículo 9, señala que los miembros independientes

serán nombrados por el Ejecutivo federal con la aprobación de las dos terceras partes presentes de la Cámara de Senadores.

Las fracciones VI y VII del mismo artículo 9 señalan que los miembros independientes no deberán ejercer empleo, cargo o comisión simultánea que les impida el adecuado ejercicio de sus funciones, así como el no haber sido accionista, socio, dueño, funcionario, directivo, representante legal o asesor importante de cualquier asignatario o contratista el día de la asignación. Luis Téllez tenía al menos un año en sus cargos de KKR y *McLarty* al momento de ser nombrado miembro del comité. El artículo 10 señala que no podrán realizar actividades o prestar servicios en el sector privado cuando haya un conflicto de intereses.

El artículo 15 refiere que a petición de al menos uno de sus miembros, el presidente del comité, en este caso Luis Videgaray, hará del conocimiento del Ejecutivo federal cuando alguno de los miembros independientes incurra en algún conflicto de intereses o en alguna de las ocho fracciones del artículo 14 de la LFMPDE.

Morena está por presentar ante el pleno de la Cámara de Diputados una recomendación para solicitar al presidente de México la remoción de Luis Téllez como miembro independiente del comité del FMP, quien, por cierto, no tendría alguna otra repercusión legal al no estar dispuesta ninguna sanción ante este tipo de irregularidades en la LFMPDE.

La reforma energética apenas está dando sus primeros pasos y parece que los escándalos serán un tema recurrente, pues hace dos semanas fueron abandonados seis de los campos entregados mediante licitación por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sin que hasta el momento se haya dado una explicación clara de qué fue lo que sucedió.

En el caso de Luis Téllez, no sólo es responsabilidad del Ejecutivo federal el hecho de haber pasado por alto su nombramiento como miembro del comité del FMP, pues Luis

Videgaray, Agustín Carstens y Pedro Joaquín Coldwell, junto con los senadores que lo ratificaron, parecen haber omitido el conflicto de intereses en que incurre el ex director de la Bolsa Mexicana de Valores y ex secretario de Energía.

Fuente de información:

<http://www.forbes.com.mx/conflicto-intereses-energeticos/>

Realizan colocación por 375 millones de francos suizos (Pemex)

El 18 de mayo de 2016, Petróleos Mexicanos (Pemex) comunicó de una colocación de bonos por 375 millones de francos suizos, los recursos provenientes de esta emisión se utilizarán para financiar proyectos de inversión estratégicos. A continuación se presenta la información.

Como parte de su Programa Anual de Financiamiento autorizado para 2016, Petróleos Mexicanos realizó una colocación en los mercados internacionales de capital por un monto de 375 millones de francos suizos en dos tramos:

- a) 225 millones con vencimiento en junio de 2018 y una tasa de interés de 1.39 por ciento.
- b) 150 millones con vencimiento en diciembre de 2021 y una tasa de interés de 2.27 por ciento.

Considerando la relevancia estratégica del mercado de francos suizos, Pemex accede a éste por segundo año consecutivo, reiterando así su compromiso de ser un emisor recurrente.

La operación permite acceder a un costo financiero favorable, tomando ventaja del entorno actual en el mercado de francos suizos, en el cual las tasas de referencia se ubican en terreno negativo, cerca de mínimos históricos.

Los recursos provenientes de esta emisión se utilizarán para financiar proyectos de inversión estratégicos de la empresa, que posibiliten su adecuado funcionamiento.

Los agentes colocadores fueron UBS y *Credit Suisse*.

De esta manera, Pemex buscará fortalecer su estructura de pasivos, diversificando la base de inversionistas y aprovechando el acceso a los mercados internacionales de deuda para financiarse en las mejores condiciones posibles.

Esta operación refleja la confianza de los inversionistas en Petróleos Mexicanos, así como en las oportunidades que le brinda la Reforma Energética.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2016-038-nacional.aspx

Para tener acceso a información no relacionada visite:

[http://expansion.mx/economia/2016/05/18/la-mezcla-mexicana-termina-racha-ganadora-y-cae-042?utm_source=Matutino&utm_campaign=8c965cfd76-](http://expansion.mx/economia/2016/05/18/la-mezcla-mexicana-termina-racha-ganadora-y-cae-042?utm_source=Matutino&utm_campaign=8c965cfd76-mat_19_05_165_19_2016&utm_medium=email&utm_term=0_35f350be4e-8c965cfd76-111756245)

[mat_19_05_165_19_2016&utm_medium=email&utm_term=0_35f350be4e-8c965cfd76-111756245](http://expansion.mx/economia/2016/05/18/la-mezcla-mexicana-termina-racha-ganadora-y-cae-042?utm_source=Matutino&utm_campaign=8c965cfd76-mat_19_05_165_19_2016&utm_medium=email&utm_term=0_35f350be4e-8c965cfd76-111756245)

Estados Unidos de Norteamérica multiplica sus exportaciones de crudo (Expansión)

El 7 de junio de 2016, la casa editorial Expansión publicó una nota de opinión escrita por Matt Egan en la que destaca que Estados Unidos de Norteamérica multiplicó sus exportaciones de crudo en tres meses; el país aumentó siete veces su venta de petróleo a varios destinos después de que terminó la prohibición de esta actividad. A continuación se presenta la información.

Estados Unidos de Norteamérica comienza a intensificar su juego de exportación de petróleo.

La prohibición de 40 años sobre la exportación de crudo estadounidense fue levantada en diciembre pasado. Desde entonces, las exportaciones de Estados Unidos de

Norteamérica han aumentado siete veces a varios destinos con excepción de Canadá, que estaba excluido de la prohibición.

El frenesí de actividad de exportación, aunque todavía es relativamente pequeño, es digno de mención debido al entorno deprimido en el sector petrolero estos días. No solo es que Estados Unidos de Norteamérica esté bombeando menos petróleo, sino que sigue habiendo un exceso persistente de petróleo en todo el mundo⁴, lo cual a principios de este año provocó que el crudo colapsara a mínimos de 13 años.

“Las exportaciones deberían repuntar. La razón por la que no estamos subiendo fuertemente ahora es que el mundo sigue teniendo un exceso de oferta de crudo”, comenta el Director de análisis de energía de *Platts Analytics*.

Sin embargo, las exportaciones petroleras estadounidenses alcanzaron un hito importante en marzo, el último mes del que se disponen estadísticas. Por primera vez desde el año 2000, la mayoría de las exportaciones de crudo de Estados Unidos de Norteamérica fueron a destinos distintos a Canadá, de acuerdo con *JBC Energy*.

Estados Unidos de Norteamérica exportó 15.7 millones de barriles de petróleo en marzo, y solamente 7.7 millones de esos barriles se enviaron a Canadá. Japón e Italia fueron los mayores compradores, al importar más de 1 millón de barriles de crudo estadounidense cada uno.

Curiosamente, Estados Unidos de Norteamérica también exportó un promedio de 75 mil barriles por día a la pequeña isla caribeña de Curazao, que se encuentra justo al norte de Venezuela. Eso es un aumento desde solo 17 mil barriles al día en febrero.

⁴ <http://expansion.mx/economia/2016/06/02/la-opec-concluye-cumbre-sin-acuerdos-de-limites-en-la-produccion>

El Directivo de *Platts Analytics* cree que es una señal de una posible demanda de Venezuela, el atribulado país sudamericano que posee una terminal en Curazao. Los pozos petroleros de Venezuela producen un crudo pesado, que necesita ser mezclado con mezclas más ligeras que se hallan en Estados Unidos de Norteamérica y en otros lugares. No es la primera vez que Venezuela recurre a Estados Unidos de Norteamérica por petróleo. El país también importó medio millón de barriles de petróleo de Estados Unidos de Norteamérica en febrero.

“Ahora que Estados Unidos puede exportar... pueden cubrir sus necesidades más cerca de casa y con un costo más bajo”, afirma.

Curiosamente, en marzo, Estados Unidos de Norteamérica también exportó 49 mil barriles por día a las Islas Marshall, después de no haber enviado nada de crudo a la cadena de islas del Pacífico a principios de este año. No está claro qué provocó las importaciones, pero el ejército estadounidense tiene una instalación de pruebas de misiles de defensa en varias de las Islas Marshall y la nación depende de la ayuda directa de Estados Unidos de Norteamérica para obtener la gran mayoría de su presupuesto.

En total, Estados Unidos de Norteamérica exportó 508 mil barriles por día en marzo. Eso no es mucho considerando que importó 8 millones de barriles de petróleo crudo en ese mismo tiempo.

Pero tampoco es una suma insignificante, ya que representa casi el 6% de la producción total de Estados Unidos de Norteamérica ese mes. Muchos en la industria esperan que las exportaciones de petróleo desempeñen un papel más importante en el futuro, al proporcionar un nuevo mercado para todo el petróleo de esquisto que se bombea.

“Estamos listos. Cuando los precios suban, el crudo estadounidense tendrá más demanda”, asevera el Director ejecutivo del Puerto de Corpus Christi en Texas.

En la víspera de Año Nuevo, el Puerto de Corpus Christi fue el primero en exportar crudo estadounidense vendido por *ConocoPhillips* a la compañía de comercio internacional Vitol en Europa.

Pero el Director de análisis de energía de *Platts Analytics* dijo que un enorme incremento en la actividad de exportación de Estados Unidos de Norteamérica es probable hasta que la producción estadounidense se recupere de un reciente declive del pico de abril de 2015.

Otro factor en juego: Estados Unidos de Norteamérica está flanqueado por dos grandes océanos en ambos lados, así que el petróleo generalmente tiene que recorrer distancias más largas. El crudo estadounidense, conocido como WTI, opera actualmente en torno al mismo nivel que la referencia mundial, el crudo Brent.

En cifras del 6 de junio pasado, solamente había una diferencia de un dólar entre estos dos contratos de petróleo que son atentamente vigilados. Eso significa que el WTI no se negocia a un descuento lo suficientemente grande como para justificar los gastos de envío adicionales asociados con enviar crudo estadounidense en largas distancias.

“No es tan económico enviar este material a cualquier lugar”, dijo el Director de análisis de energía de *Platts Analytics*.

Fuente de información:

<http://expansion.mx/economia/2016/06/06/eu-multiplica-sus-exportaciones-de-crudo-en-tres-meses>

El petróleo supera la barrera de los 50 dólares por barril (*Wall Street Journal*)

El 26 de mayo de 2016, el periódico *The Wall Street Journal* (WSJ) informó que el precio del petróleo subió el 24 de mayo pasado, por encima de los 50 dólares el barril (d/b) conforme la disminución de los inventarios de crudo de Estados Unidos de

Norteamérica elevó la esperanza de que el sobresaturado mercado avanza poco a poco hacia un mejor equilibrio.

Pero el primer registro por encima de los 50 d/b desde noviembre también viene con la preocupación de que el alza de la cotización abra la puerta a una mayor oferta, limitando las ganancias.

En la Bolsa Mercantil de Nueva York, los futuros del crudo *West Texas Intermediate*, la referencia estadounidense, se cotizaban con un alza de hasta 1% a 50.05 d/b. El crudo Brent, la referencia mundial, se ubicó horas antes en 50.34 d/b en la bolsa de futuros ICE, un alza de 1.2% frente al día anterior.

El incremento por encima de 50 d/b fue visto como un momento clave por muchos analistas ya que proporciona un impulso psicológico a un mercado que ha estado operando por debajo de ese nivel durante seis meses.

Los precios del petróleo llevan casi dos años deprimidos pero los recientes cortes de suministro en diversos países y la creciente demanda de China e India han inyectado optimismo al mercado. Los precios actuales son casi 80% superiores a los que se registraban en febrero, cuando tocaron un mínimo de 12 años.

La última noticia alentadora ha sido una mayor reducción de lo esperado de las reservas semanales de crudo en Estados Unidos de Norteamérica, dato publicado el 23 de mayo pasado por el Departamento de Energía. Las reservas en los Estados Unidos de Norteamérica bajaron en 4.2 millones de barriles la semana pasada, una cifra bastante superior a los 2.5 millones de barriles que esperaban los analistas consultados por *The Wall Street Journal*.

“Los fundamentales de Estados Unidos de Norteamérica están cambiando y el descenso de la producción en Estados Unidos de Norteamérica es una señal bienvenida que se

suma a la opinión de que la sobreoferta está disminuyendo”, indicó Vyanne Lai, analista de energía en *National Australia Bank*.

Incluso Goldman Sachs, que esperaba una caída del barril de petróleo a 20 d/b antes de una recuperación, ha señalado que el mercado ha pasado a tener déficit este mes.

Con todo, algunos analistas esperan que el rebote sea breve porque sigue sin haber la suficiente demanda para absorber el exceso de oferta a medida que los productores de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) van aumentando la producción. Esta semana, Irán volvió a reiterar que no planea congelar su producción, que actualmente es de 2 millones de barriles diarios y que se espera que aumente a 2.2 millones diarios para mediados de año.

Además, algunos cortes de suministro están concluyendo, como los de Canadá debidos a los incendios forestales y que restaron al menos un millón de barriles al día a la producción del país.

Fuente de información:

<http://lat.wsj.com/articles/SB10585170886685174564904582090280659816636?tesla=y>

IEnova, TransCanada construirán gasoducto Sur de Texas-Tuxpan por 2 mil 160 millones de dólares (Sentido Común)

El 13 de junio de 2016, la revista electrónica Sentido Común informó que Infraestructura Energética Nova, o IEnova, una empresa especializada en el transporte, distribución y almacenamiento de combustibles en México, y la compañía canadiense TransCanada ganaron el concurso al que convocó la empresa eléctrica estatal, Comisión Federal de Electricidad (CFE), para construir y operar el gasoducto Sur de Texas-Tuxpan, una de las obras de infraestructura energética más difícil de ejecutar por su tendido submarino.

El fallo favorable lo obtuvieron las dos compañías, que presentaron su postura conjunta a través de la empresa de reciente creación Infraestructura Marina del Golfo (IMG), al ofrecer edificar ese gasoducto en 2 mil 160 millones de dólares.

La postura que presentó IMG, en la que IEnova, una filial de la empresa de energía estadounidense Sempra Energy, tiene un interés de 40%, mientras que el resto —60%— es propiedad de TransCanada, resultó a la postre ser la única que cumplió con los requisitos técnicos y económicos que marcó CFE para esa licitación internacional.

IMG “será responsable de la total implementación del proyecto, incluyendo la obtención de los permisos, la adquisición de los terrenos y derechos reales, la ingeniería, procura, construcción, financiamiento, operación y mantenimiento”, dijo IEnova, en un comunicado tras conocer el fallo de la licitación.

El gasoducto, que se construirá bajo las aguas del Golfo de México desde el norte del estado de Tamaulipas a la región norte del estado de Veracruz, muy probablemente dará gran alivio a IEnova, que se había visto presionada por sus inversionistas por no haber ganado un proyecto de importancia este año.

“El hecho de que finalmente haya logrado adjudicarse este proyecto elimina muchas de las inquietudes que existían. . . dado que la compañía no había logrado adjudicarse algún proyecto importante este año”, escribió Marissa Garza, subdirectora de análisis bursátil con el banco Banorte Ixe, en un reporte, en el que reiteró su recomendación de 'compra' de las acciones de IEnova.

Sin embargo, la acción de IEnova no reaccionó favorablemente al anuncio al cerrar con una caída de 0.3% a 76.62 pesos, en un día en que el índice del a bolsa también descendió, pero ligeramente más del 0.6 por ciento.

Muy probablemente la pobre reacción de los títulos de IEnova al anuncio de que ganó, junto con TransCanada, el contrato para edificar y operar el gasoducto Sur de Texas-Tuxpan se debió a que las acciones ya habían subido 4.7% desde que los inversionistas supieron, a inicios de este mes, que la postura que había presentado IMG era la única que había cumplido con todos los requisitos.

En el año, la acción de IEnova registra un crecimiento de 5.9%, en comparación con un alza de 4.5% para el índice.

El gasoducto que construirán IEnova y TransCanda tendrá 800 kilómetros, 42 pulgadas de diámetro y se conectará con el gasoducto Tuxpan-Tula, cuya licitación ganó TransCanada a través de su filial Transportadora de Gas Natural de la Huasteca.

Ese otro gasoducto —Tuxpan-Tula— fue uno de los que no obtuvo IEnova cuando se realizó la licitación. Ese otro proyecto tiene 283 kilómetros y cruzará los estados de Veracruz, Tamaulipas y Puebla.

“Estamos muy contentos de ampliar nuestros planes de crecimiento en México con uno de los proyectos de infraestructura de gas natural más importantes para el futuro de ese país”, dijo Russ Girling, presidente y director general de TransCanada, en un comunicado. “Este nuevo proyecto se suma a nuestra huella de activos y proyectos en desarrollo en México por más de 5 mil millones de dólares”.

Además, el gasoducto Sur de Texas-Tuxpan, se conectará con otro gasoducto internacional, Nueces-Brownsville, el cual está en vías de licitación y del cual se espera que CFE emita un fallo este mes.

Las otras licitaciones en las que IEnova sufrió reveses hace pocos meses al quedar también descalificada fueron el gasoducto Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara

y el gasoducto La Laguna-Aguascalientes, dos proyectos que requieren inversiones de casi dos mil millones de dólares.

“La obtención de este proyecto era clave para recuperar la confianza de los inversionistas ante los resultados de concursos anteriores que habían generado cierta preocupación respecto a la habilidad de la compañía de ganar nuevos proyectos en un entorno de mayor competencia”, escribió Marco Medina, analista del banco Ve por más, en un reporte.

Para CFE, por su parte, la propuesta conjunta de IEnova y TransCanada implica un ahorro de 52% con respecto a los cuatro mil 534 millones de dólares que tenía presupuestados para el proyecto del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan.

La única compañía que también había realizado una oferta por el gasoducto fue Ducto Mar Gas, aunque su propuesta no cumplió con los requisitos técnicos que había solicitado CFE, dijo esa empresa estatal en otro comunicado.

Fuente de información:

<http://www.sentidocomun.com.mx/articulo.phtml?id=30842>

Los Estados del mar del Norte acordaron una cooperación más estrecha en materia de energía (CE)

El 6 de junio de 2016, la Comisión Europea (CE) publicó en Luxemburgo, el artículo “Los Estados del mar del Norte acordaron una cooperación más estrecha en materia de energía”. A continuación se presenta el contenido.

Los países de la región del mar del Norte (Alemania, Bélgica, Dinamarca, Francia, Irlanda, Luxemburgo, Noruega, Países Bajos y Suecia) acordaron hoy reforzar la cooperación en materia de energía.

El objetivo es crear buenas condiciones para el desarrollo de la energía eólica en el mar y garantizar así un suministro de energía sostenible, seguro y económico en los países del mar del Norte.

Una declaración política y un plan de acción firmado hoy por nueve ministros y el vicepresidente para una Unión de la energía, Maroš Šef ovi , el comisionado a cargo de la acción para el clima y la energía y el señor Miguel Arias Cañete, facilitarán también la construcción de las conexiones eléctricas que faltan, lo que permitirá desarrollar los intercambios de energía y una mayor integración de los mercados energéticos. Fortalecer la cooperación regional contribuirá a los objetivos principales de la Unión de la energía, que son reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la seguridad del suministro en la región.

El vicepresidente Maroš Šef ovi dijo al respecto: “La declaración hecha hoy constituye un avance importante hacia una Unión de la energía que cumpla con los compromisos climáticos acordados en la cumbre de París del año pasado. Para obtener el máximo provecho, a un menor costo, del potencial que ofrecen los recursos del mar del Norte, es crucial que los países de la región cooperan estrechamente y compartan sus fuentes de energía”.

El comisionado Arias Cañete por su parte dijo: “A partir de hoy se registra un cambio en la cooperación en la región del mar del Norte. Ahora tenemos un plan de acción concreto que dará resultados. Esta estrategia aumentará la capacidad de interconexión y de producción a partir de fuentes renovables, ayudará a combatir el cambio climático y fortalecerá la seguridad energética, que son los objetivos principales de la Unión de la energía”.

La cooperación en el ámbito de la energía se centrará en cuatro áreas esenciales:

- La planificación espacial tendrá como objetivo optimizar la utilización de un espacio limitado en una zona marítima explotada de manera intensa. Su objetivo será el intercambio de datos, la definición de enfoques comunes en materia de impacto ambiental y la coordinación de los procedimientos de autorización.
- La red eléctrica debe desarrollarse para ser capaz de manejar grandes volúmenes de energía generada por la energía eólica marina. Los mercados deben estar correctamente conectados para que la energía pueda circular en el momento y en los lugares donde se necesite. A nivel regional, los trabajos en esta área incluirán una planificación y un desarrollo coordinado de la red, así como la búsqueda de posibles sinergias con las actividades petrolíferas y gaseras en el mar.
- En el futuro, los países participantes compartirán información sobre sus necesidades particulares en infraestructuras de explotación en el mar. La planificación de los inversionistas se facilitará, así como la armonización de los sistemas de apoyo y la obtención de capitales de inversión en proyectos comunes.
- El objetivo es identificar las mejores prácticas y métodos con el fin de armonizar las reglas y normas técnicas en toda la región. La cooperación también tiene como objetivo reducir los costos durante el ciclo de vida de las instalaciones de producción. Para ello, los países participantes procurarán establecer un reconocimiento mutuo de las normas nacionales.

Los primeros estudios de la Comisión mostraron que sería posible alcanzar hasta 5 mil 100 millones de euros de ahorro si se adopta un enfoque coordinado para el desarrollo de la red de energía en el mar.

En efecto una coordinación permitiría utilizar los cables más cortos, y en menor número para conectar a la tierra con las instalaciones eólicas en el mar. También se beneficiaría

sin duda, de una integración más avanzada del mercado, facilitada por las nuevas interconexiones. Por último, una cooperación más estrecha en materia de gestión ambiental y marina en el marco de desarrollo de infraestructuras podría también traer beneficios.

La declaración se firmó hoy por Alemania, Bélgica, Dinamarca, Francia, Irlanda, Luxemburgo, Noruega, los Países Bajos y Suecia. La iniciativa está abierta a la participación de todos los países que tengan un interés en la región del mar del Norte.

Fuente de información:

http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-2029_fr.htm

Los 10 países que más contaminan por consumir petróleo (Forbes)

El 13 de junio de 2016, la revista Forbes publicó que Estados Unidos de Norteamérica, China y Japón encabezan la lista de los países que más contaminan al mundo por consumo de petróleo.

Cada año la humanidad genera más de 10 mil toneladas de dióxido de carbono (CO₂) por utilizar este energético fósil, de acuerdo con los últimos datos disponibles de la Administración de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés), y Estados Unidos de Norteamérica aglutina casi 20% de las emisiones anuales a nivel global.

¿Y qué tiene de malo este compuesto químico? Pese a que es esencial para el desarrollo de los seres vivos, las emisiones de CO₂ provocan 4.3 millones de muertes cada año, mientras que la contaminación atmosférica desencadena 3.7 millones de defunciones, según la Organización Mundial de la Salud (OMS).

El costo del cambio climático por daños directos para la salud (excluyendo sectores como agricultura, agua y saneamiento) oscila entre 2 mil y 4 mil millones de dólares.

Además, el CO₂ representa 65% de los gases de efecto invernadero por combustibles fósiles y procesos industriales, según la Agencia de Protección Ambiental (EPA).

Aunque la vida contemporánea no puede explicarse sin el petróleo y las comodidades que han derivado de este energético —desde automóviles hasta calefacción— hay una consecuencia que dispara las alarmas mundiales: el calentamiento global.

Algunos países son más responsables del cambio climático que continentes enteros. Un botón de muestra: mientras que África en total genera en promedio 508 toneladas de CO₂, Japón emite 548 toneladas.

En tanto, las Naciones Unidas se han impuesto la meta de mantener la temperatura global por debajo de los 2 grados centígrados.

En noviembre del año pasado, la funcionaria de mayor rango en la ONU sobre cambio climático, Christiana Figueres, explicó que 168 países ya han presentado sus propuestas, y señaló que, si éstas se implementaran en su totalidad, las temperaturas no aumentarían los 4 o 5 grados proyectados. No obstante, Figueres agregó que incluso así el resultado no alcanzaría la meta de mantener el incremento de la temperatura por debajo de 2 grados centígrados.

“Ésta es probablemente la tarea más difícil que nos hemos encomendado, que es transformar intencionalmente el modelo de desarrollo económico por primera vez en la historia humana”, dijo Figueres en conferencia de prensa.

México, fuera del *ranking*

Pese a la crisis ambiental que vive la ciudad, y que nuestro país cuenta con industria petrolera, México no figura entre las 10 naciones que más contaminan por su consumo del energético fósil.

“Somos un país que tiene políticas progresivas en temas de cambio climático y que se ha preocupado por desarrollar mecanismos que hacen más competitivos los diferentes procesos industriales”, comentó a Forbes México un analista de la firma Green Momentum.

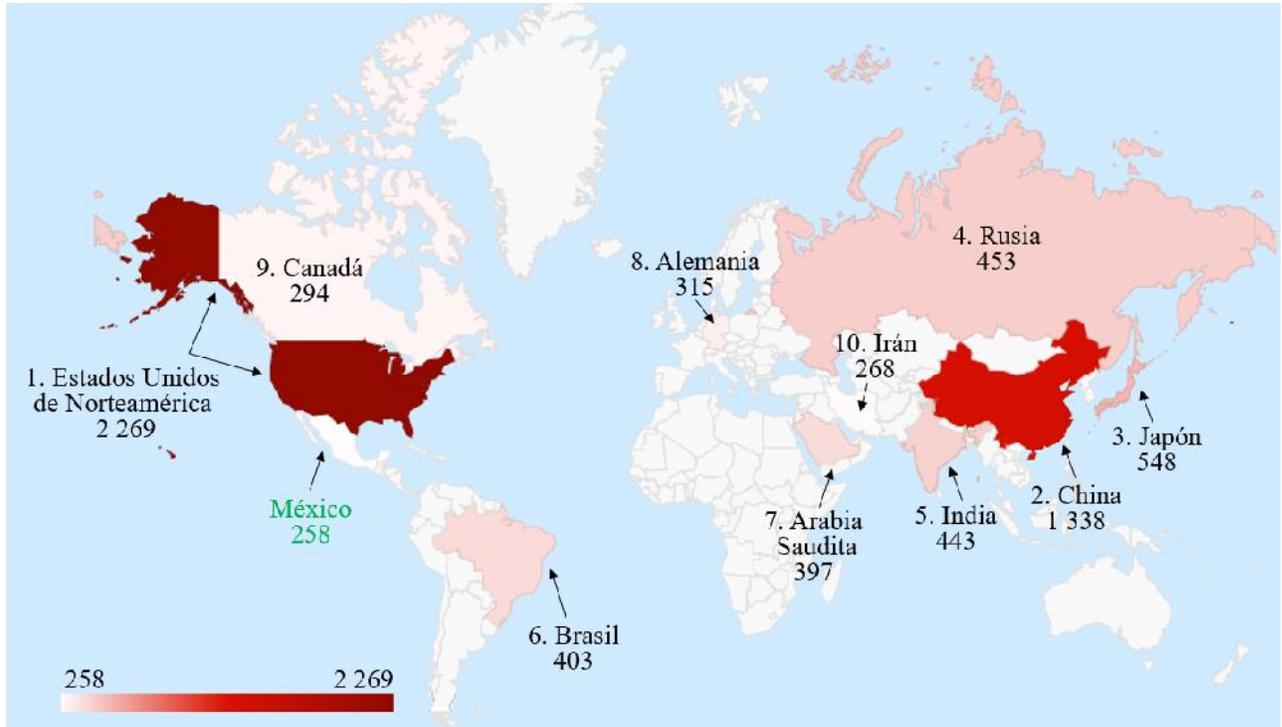
El analista considera que México actualmente ataca el problema de la contaminación a partir de las bases del mercado eléctrico mayorista, el nuevo sistema eléctrico nacional, así como la fijación de un límite de emisiones contaminantes al sector industrial a través del sistema de comercio de derechos de emisión (*cap-and-trade*).

México no es uno de los principales países contaminantes en comparación con otros con industrias y quema de combustibles, coincide Jorge Trejo, director de Operaciones de la farmacéutica mexicana *Chinoin*, pero Estados Unidos de Norteamérica y China, las dos principales economías del mundo, no se comprometen. Incluso el sector privado debe sumarse al combate.

“Hace falta más compromiso de las empresas”, confirmó Trejo.

¿Qué países contaminan más por beber petróleo?

Te presentamos el siguiente mapa con las toneladas de dióxido de carbono (CO₂) de los países que más contaminan por consumo de petróleo, de acuerdo con la EIA.



CONSUMO DE PETRÓLEO Y EMISIONES DE CO₂ POR PAÍS

País	Consumo de petróleo barriles por día	Emisiones de CO ₂ en toneladas
1.- Estados Unidos de Norteamérica	18 961	2 269
2.- China	10 480	1 338
3.- Japón	4 350	548
4.- Rusia	3 493	453
5.- India	3 660	443
6.- Brasil	3 003	403
7.- Arabia Saudita	2 961	397
8.- Alemania	2 435	315
9.- Canadá	2 374	294
10.- Irán	1 885	268
México	2 090	258

FUENTE: Administración de Información Energética.

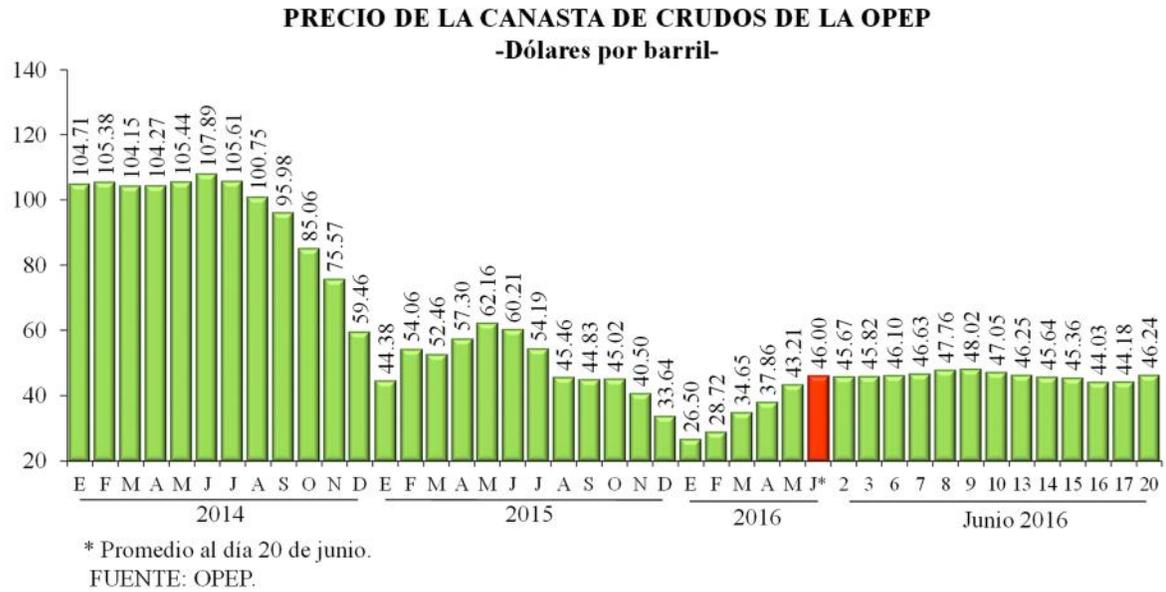
Fuente de información:

<http://www.forbes.com.mx/los-10-paises-que-mas-contaminan-por-consumir-petroleo/>

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 se integrarán la nueva canasta de crudos de referencia de la OPEP, se conforma 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 Islámica 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 marco, al 20 de junio de 2016, la canasta de crudos de la OPEP registró una cotización promedio de 46.0 dólares por barril (d/b), cifra 6.46% superior con relación a mayo de 2016 (43.21 d/b), mayor en 36.14% con respecto a diciembre pasado (33.64 d/b) e inferior en 23.60% si se le compara con el promedio de junio de 2015 (60.21 d/b).

**Fuente de información:**

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