
III. POLÍTICA ENERGÉTICA

Pemex gana 7 bloques en la Ronda 3.1 de las licitaciones de la CNH (Pemex)

El 27 de marzo de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) publicó la nota “Pemex gana 7 bloques en la Ronda 3.1 de las licitaciones de la CNH”. A continuación se presenta la información.

Como parte de su estrategia para diversificar y fortalecer su portafolio exploratorio, Pemex participó exitosamente en la primera convocatoria de la Ronda 3 de las licitaciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), correspondiente a aguas someras, al adjudicarse un total de siete áreas contractuales, seis de ellas en consorcio y una de manera individual.

A través de la empresa productiva subsidiaria Pemex Exploración y Producción, Pemex ganó cuatro bloques en las Cuencas del Sureste: dos en consorcio con la francesa Total, uno con la anglo-holandesa *Shell* y uno de manera individual.

Obtuvo además tres bloques correspondientes a la provincia Tampico-Misantla-Veracruz: dos en asociación con la Compañía Española de Petróleo (CEPSA) y la alemana *Deutsche Erdoel AG* (DEA) y una más en sociedad con CEPSA.

El Director General de Pemex aseguró que estas adjudicaciones contribuirán al cumplimiento de las metas de incorporación de reservas de la empresa planteadas en su Plan de Negocios 2017-2021, al aprovechar los mecanismos y la flexibilidad que provee la Reforma Energética.

Estos resultados, precisó, permitirán la consolidación de la posición estratégica de Pemex en aguas someras, donde es líder a nivel mundial. De esta forma, se integran

capacidades tecnológicas y se comparten riesgos financieros y geológicos con otras petroleras, maximizando así los recursos del país.

Las áreas que obtuvo Pemex son cercanas a las asignaciones que actualmente posee en el Golfo de México, lo que creará sinergias en las actividades de exploración y eventualmente en su desarrollo, en áreas donde ya existe infraestructura.

Las condiciones geológicas y el tipo de yacimientos esperados en estos bloques, son similares a los que la empresa productiva del Estado ya ha explorado y explotado en dichas zonas.

En la región marina Tampico-Misantla-Veracruz, Pemex ganó, en consorcio con DEA y CEPSA, las áreas contractuales 16 y 17, en tanto el área 18 le fue adjudicada en asociación con CEPSA.

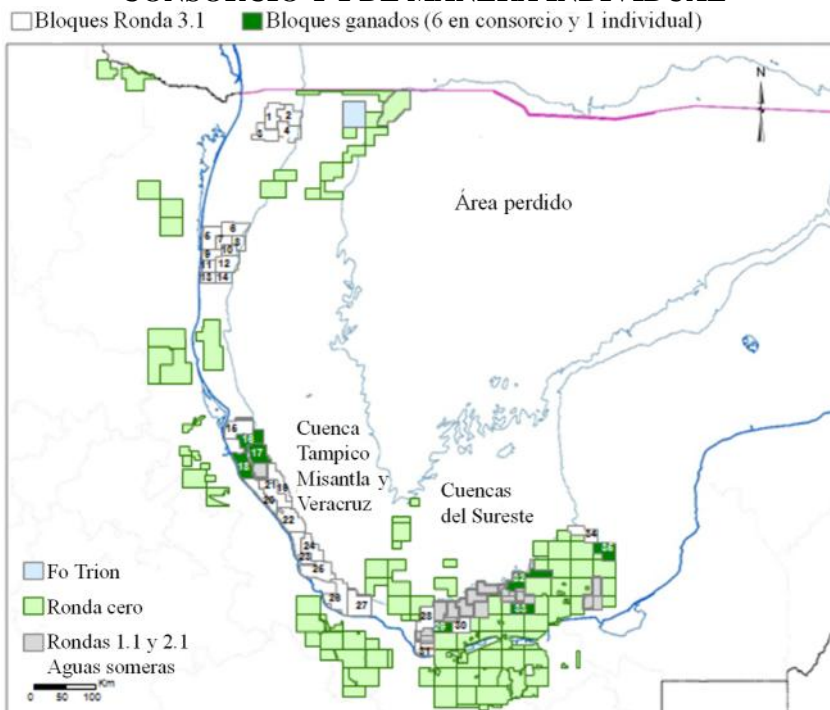
Pemex ya había ganado el bloque 2 de la Cuenca Tampico Misantla de aguas someras, en consorcio con la alemana DEA, empresa con la que también está asociada para desarrollar el campo terrestre Ogarrío en Tabasco a través de un *farm out* que fue licitado por la CNH.

En cuanto a las Cuencas del Sureste, Pemex se adjudicó individualmente el área 29, así como las áreas 32 y 33 en sociedad con la francesa Total, y obtuvo el área contractual 35 con *Shell*, con la que ya está asociada para el desarrollo del área 2 en la zona del Cinturón Perdido en aguas profundas al haber ganado la licitación en la Ronda 2.4 de la CNH.

El Titular de Pemex afirmó que para Pemex es particularmente satisfactorio el éxito conseguido en esta Ronda, en la que obtuvo siete de las 16 áreas asignadas por la CNH.

Estos resultados, dijo, le permitirán fortalecer su relación con las empresas *Shell* y *DEA*, y consolidar dos nuevas asociaciones con la francesa *Total* y la española *CEPSA*, lo que demuestra que *Pemex* sigue siendo un socio confiable y atractivo para las petroleras líderes a nivel mundial.

**PEMEX PARTICIPÓ EN LA RONDA 3.1 EN 11 BLOQUES,
RESULTANDO GANADOR EN 7 DE ELLOS, 6 EN
CONSORCIO Y 1 DE MANERA INDIVIDUAL**



FUENTE: Petróleos Mexicanos (Pemex).

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-027-nacional.aspx

Resultados de la primera convocatoria de la Ronda Tres (SHCP)

El 27 de marzo de 2018, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) publicó la nota “Resultados de la primera convocatoria de la Ronda Tres”. A continuación se presenta la información.

En sesión pública transmitida en vivo, se realizó la apertura de propuestas y declaración de licitantes ganadores de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda Tres. Las áreas contractuales licitadas se encuentran en provincias petroleras ubicadas en aguas someras del Golfo de México: Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste.

Durante la licitación participaron 18 licitantes. Como resultado del proceso, se adjudicaron 16 contratos a 12 licitantes. Los resultados confirman el interés que tienen las empresas de gran capacidad y prestigio internacional por invertir en México lo que fortalece y hace más competitivo al sector de los hidrocarburos.

Dado que la modalidad de los contratos licitados es producción compartida, éstos se asignaron con base en las propuestas de participación del Estado en la Utilidad Operativa, compromiso de inversión adicional y en su caso, los montos en efectivo ofrecidos por los participantes.

En promedio, la participación del Estado de las posturas ganadoras fue de 45.8%. Como parte de éstas, los licitantes se comprometieron a realizar 9 pozos adicionales, y al pago de montos en efectivo por un total de 124 millones de dólares.

Adicionalmente, los contratistas tributarán a través de la cuota contractual para la fase exploratoria; una regalía básica; el impuesto por las actividades de exploración y

extracción de hidrocarburos, y el impuesto sobre la renta. Considerando estos elementos, el Estado recibirá en promedio 72% del valor de las utilidades de los proyectos.

Fuente de información:

<https://www.gob.mx/shcp/es/prensa/comunicado-no-26-resultados-de-la-primera-convocatoria-de-la-ronda-tres?idiom=es>

Aniversario 80 de la expropiación petrolera (Presidencia de la República)

El 16 de marzo de 2018, la Presidencia de la República informó que en el marco del 80 aniversario de la expropiación petrolera, el Presidente de la República¹ afirmó que en los próximos meses “en democracia, los mexicanos tendremos la oportunidad de comparar la consistencia y la congruencia de distintas propuestas políticas para el desarrollo del sector energético”. A continuación se presenta la información.

Desempeño de Petróleos Mexicanos (Pemex)

En años previos el desempeño de Petróleos Mexicanos no correspondía a la magnitud de sus operaciones, mucho menos a su potencial, y había propiciado un gradual declive de su producción.

Tres factores que inhibían el buen desarrollo de Pemex:

Primero: “La inversión y el gasto no obedecían a las necesidades de la empresa, sino a las prioridades de las finanzas públicas”.

¹ <https://www.gob.mx/presidencia/prensa/palabras-del-presidente-licenciado-enrique-pena-nieto-durante-la-conmemoracion-del-80-aniversario-de-la-expropiacion-petrolera?idiom=es>

Segundo: “Pemex tenía que hacer toda inversión y asumir todo riesgo de manera directa, lo que limitaba considerablemente sus posibilidades de crecimiento”.

Tercero: “El monopolio en la producción y distribución de petróleo, muchas veces con costos no reconocidos, obligó a la empresa a operar en mercados que no eran rentables”.

(...)

El Pacto por México hizo posible establecer un acuerdo entre distintas fuerzas políticas representadas en el Congreso, para llevar a cabo una profunda reforma del sector energético y modernizar a Pemex.

- Como resultado de ese acuerdo histórico, el sector energético ahora tiene un marco legal moderno que alienta el desarrollo de sus industrias.

La Reforma Energética introdujo cambios estructurales que impulsan a la industria petrolera en su conjunto, al tiempo que promueven la productividad y la competitividad de Pemex.

- Hoy, Pemex puede operar con una nueva visión y una nueva misión, lo que le permite orientar su actividad ya no solamente a la gestión de operaciones, sino a la generación de valor.
- Hoy, se permite la participación privada en todos los mercados de hidrocarburos generando competencia, eficiencia e inversión; esto estimula la productividad de Pemex.
- Hoy las actividades de este sector son reguladas por entidades con autonomía técnica y mandatos legales que velan por el buen desarrollo de la industria. Esto contribuye a la sostenibilidad y la viabilidad de la empresa.

- Hoy, el gobierno corporativo de Pemex y su objetivo de ser rentable son complementarios, y tienen como fin último generar valor para la sociedad.

El sector energético está atrayendo más inversiones que nunca:

“Al concluir este sexenio se habrán formalizado compromisos de inversión por 200 mil millones de dólares, que serán la base para el crecimiento de este sector a lo largo de los próximos años. La industria petrolera mexicana, es decir, las y los trabajadores de Pemex, han tenido un papel central en esta transformación; son mexicanos que con su esfuerzo y dedicación contribuyen al bienestar de todo México”.

Fuente de información:

<https://www.gob.mx/presidencia/articulos/80-aniversario-de-la-expropiacion-petrolera-151517?idiom=es>

Para tener acceso a información relacionada visite:

<https://www.gob.mx/presidencia/prensa/en-democracia-los-mexicanos-tendremos-oportunidad-de-comparar-consistencia-y-congruencia-de-propuestas-politicas-en-sector-energetico-eqn?idiom=es>

<https://www.gob.mx/presidencia/prensa/palabras-del-presidente-licenciado-enrique-pena-nieto-durante-la-conmemoracion-del-80-aniversario-de-la-expropiacion-petrolera?idiom=es>

<https://www.gob.mx/presidencia/prensa/diversas-intervenciones-durante-el-80-aniversario-de-la-expropiacion-petrolera?idiom=es>

<http://www5.diputados.gob.mx/index.php/esl/Comunicacion/Boletines/2018/Marzo/17/5099-Revisar-metodologia-de-calculo-y-ajuste-de-tarifas-electricas-para-evitar-cobros-arbitrarios>

Petróleos Mexicanos reduce ritmo de endeudamiento y alcanza balance primario positivo, por primera vez en cinco años (Pemex)

El 10 de abril de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) publicó la nota “Petróleos Mexicanos reduce ritmo de endeudamiento y alcanza balance primario positivo, por primera vez en cinco años”. A continuación se presenta la información.

Pemex mantiene un manejo prudente de sus finanzas y una reducción en el ritmo de su endeudamiento gracias a la adopción de mejores prácticas administrativas, afirmó el Director General de Pemex.

Además destacó la implementación del programa Compliance que contempla reglas de cumplimiento y códigos de ética para el combate a la corrupción, bajo 9 principios: legalidad, integridad, honradez, efectividad, responsabilidad, respeto, lealtad, imparcialidad, igualdad y no discriminación.

En conferencia de prensa en la Residencia Oficial de Los Pinos, el Director General de Pemex destacó que durante 2017, la Empresa Productiva del Estado obtuvo un Balance Primario positivo de 7 mil 513 millones de pesos, lo cual no se observaba desde 2012, cuando se alcanzó un balance de un mil 43 millones de pesos.

Acompañado por el Vocero del Gobierno de la República, el Director General de Pemex explicó que al cierre del año pasado se alcanzó un punto de inflexión en el balance financiero de la empresa, gracias a la disciplina con la que se ha implementado el Plan de Negocios, además de que se superó la meta de producción con un mil 948 barriles diarios de petróleo.

El Director General de Pemex destacó que siguiendo las instrucciones del Presidente de la República Mexicana la Empresa Productiva del Estado seguirá trabajando a toda su capacidad para cumplir con su plan de negocios y para ello, dijo, se da prioridad a las áreas de negocio que garanticen mayor rentabilidad, aprovechando la arena de competencia que vive México a partir de la aprobación de la Reforma Energética.

Para ello, agregó, concretará más asociaciones estratégicas que permitan potenciar aún más las oportunidades de negocio y se consolide como un protagonista en materia de exploración y extracción. Destacó que Pemex es hoy una empresa atractiva y solicitada para hacer sociedad con las más grandes petroleras del mundo.

En materia de robo de combustible, el Director General de Pemex informó que se han reforzado los esquemas de seguimiento y vigilancia, lo que derivó en un aumento en el número de tomas clandestinas detectadas e inhabilitadas.

“Pemex es una víctima de este flagelo. En Pemex tenemos cero tolerancia a este tipo de conductas, cuando hemos encontrado a alguien que creemos que está involucrado lo hemos denunciado y lo hemos despedido, siempre ha sido así y yo pediría que tengamos más denuncias de los ciudadanos, porque más fácil podemos encontrar a estos delincuentes”, dijo.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-031-nacional.aspx

Petróleos Mexicanos establece alianza con Linde para suministrar hidrógeno a la refinería de Ciudad Madero (Pemex)

El 17 abril de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) publicó la nota “Petróleos Mexicanos establece alianza con Linde para suministrar hidrógeno a la refinería de Ciudad Madero”. A continuación se presenta la información.

Como parte de su estrategia para asegurar y hacer más eficiente el suministro de hidrógeno en sus refinerías, Pemex estableció una alianza con la empresa alemana Linde para el suministro a largo plazo de este gas en la refinería Francisco I. Madero en Ciudad Madero, Tamaulipas.

De este modo, ambas empresas combinan sus fortalezas. Por un lado, Linde invertirá cerca de 40 millones de dólares para la operación conjunta de la planta de hidrógeno, con capacidad para producir 42 millones de pies cúbicos diarios.

En tanto que Pemex aportará la totalidad de la estructura operativa; se trata de personal altamente calificado y con amplia experiencia en refinación, principalmente de la región.

Como lo hacen muchas empresas refinadoras a nivel mundial, bajo este convenio Pemex Transformación Industrial encomienda el suministro de hidrógeno a una empresa altamente especializada y con un amplio reconocimiento, como es Linde, lo que permitirá aumentar la confiabilidad operativa, reducir paros no programados y generar ahorros.

Linde es pionera en tecnología de producción de hidrógeno, operando más de 120 plantas en el mundo.

Ambas empresas estrechan así sus vínculos comerciales, ya que Linde ha suministrado nitrógeno en el activo de producción de Cantarell en la zona de Campeche desde hace muchos años.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-034-nacional.aspx

**¿Estrategia de cobertura o autoaseguramiento?
Los beneficios del programa de coberturas
petroleras de México (FMI)**

El 26 de marzo de 2018, el Fondo Monetario Internacional (FMI) publicó la nota “¿Estrategia de cobertura o autoaseguramiento? Los beneficios del programa de coberturas petroleras de México”. La información se presenta a continuación.

Las políticas de manejo de los riesgos vinculados a las fluctuaciones de los precios de las materias primas (entre ellas el petróleo) son críticas para afianzar la resiliencia macroeconómica, sobre todo en los países exportadores de materias primas.

Las marcadas fluctuaciones de los precios del petróleo han coincidido con variaciones sustanciales de la actividad económica y de la inflación en muchos países. En el caso de los exportadores netos de petróleo, las consecuencias negativas de las caídas de

precios, como la ocurrida en 2014-2016, se ven amplificadas también por los crecientes costos del endeudamiento soberano.

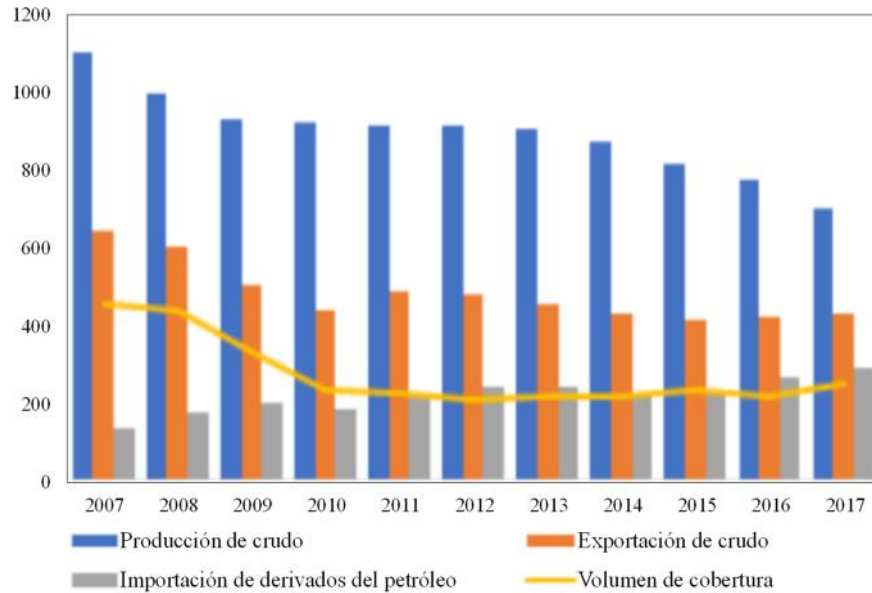
Al plantearse cómo manejar mejor estos riesgos, las autoridades suelen comenzar con el caso de México, que desde hace mucho tiempo recurre a opciones de venta para cubrir el riesgo del precio del petróleo.

Todos los años, el Tesoro mexicano adquiere opciones de venta (es decir, el derecho a vender el petróleo a un precio fijado de antemano, que se conoce como precio de ejercicio) para protegerse de caídas inesperadas de precios. Ahora bien, ¿es preferible recurrir a esa estrategia en lugar de autoasegurarse directamente? Nuestro análisis lleva a pensar que la respuesta es afirmativa.

¿Cuál es la estrategia de México?

El Tesoro mexicano adquiere opciones de venta con un precio de ejercicio cercano al precio del petróleo contemplado en el presupuesto fiscal. Aunque ha ido perdiendo importancia con el correr de los años, el ingreso fiscal derivado del petróleo representó 17% del ingreso fiscal total en 2017, frente a un promedio de 34% en 2004-2016. Como México también importa derivados del petróleo, el Tesoro cubrió en promedio apenas 29% de la producción total en los últimos 10 años.

MÉXICO: PRODUCCIÓN, EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE PETRÓLEO, Y VOLUMEN CON COBERTURA
-Millones de barriles-



FUENE: INEGI y Auditoría Superior de la Federación.

México utiliza opciones de venta asiáticas, que se ejercen cuando el precio de ejercicio supera el precio promedio del petróleo durante un período determinado (en el caso de México, un año). Esta estrategia le permite al Tesoro mexicano asegurar un precio promedio mínimo durante la totalidad de un año fiscal. El programa de cobertura se ejecuta a través de docenas de transacciones con bancos extranjeros que actúan como contraparte.

Tal como está concebido el programa, el Tesoro mexicano tiene que elegir el tipo de petróleo cuyo precio servirá de referencia para las opciones; ese petróleo actúa como lo que se denomina activo subyacente. La mayoría de los contratos utilizan la variedad maya, un tipo de crudo pesado que representa aproximadamente 80% del volumen de exportación del país. Como las opciones con crudo maya no se utilizan con regularidad en los mercados financieros, México recurre a transacciones extrabursátiles en las operaciones de cobertura, es decir, instrumentos adaptados a sus necesidades específicas.

Desde 2001, México ha gastado anualmente 0.1% del PIB, en promedio, en estas opciones. Las ejerció solo en tres ocasiones (2009, 2015 y 2016) y le generó al gobierno federal un ingreso de alrededor de 0.5, 0.6 y 0.3% del PIB, respectivamente. Pero para evaluar los beneficios del programa no basta con analizar ex post estos flujos netos de dinero.

MÉXICO: PRECIOS DE EXPORTACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO Y PRECIOS DE EJERCICIOS DE LAS OPCIONES

-Dólares por barril-



FUENE: INEGI y Auditoría Superior de la Federación.

Cobertura mediante opciones de venta: Beneficios y costos

La cobertura es comparable a un contrato de seguro. Garantiza al Tesoro mexicano que se compensará al menos una porción de la pérdida de ingresos resultado de caídas inesperadas de los precios del petróleo. De esta forma, da tranquilidad al eliminar parte de la incertidumbre asociada con las fluctuaciones de los precios del petróleo.

Además, la cobertura puede facilitar las transacciones financieras entre el asegurado y los acreedores, de modo similar a cuando los prestamistas hipotecarios condicionan los créditos hipotecarios o con garantía hipotecaria a que el propietario de la vivienda esté

asegurado. Los acreedores del Tesoro mexicano pueden estar dispuestos a ofrecer condiciones crediticias más favorables al notar que, mediante coberturas financieras, se ha transferido a una tercera parte una fracción del riesgo asociado con los precios del petróleo.

Pero contratar un seguro implica ventajas y desventajas. Adquirir opciones de venta implica incurrir en un costo inicial independientemente de que el riesgo se concrete o no, utilizando recursos que podrían dedicarse a otros fines. Volviendo al ejemplo del seguro del hogar, uno paga primas anuales incluso si nunca se desata un incendio, en cuyo caso no recibe pago alguno. Sin embargo, uno puede de todos modos preferir tal pérdida, predecible y asequible (es decir, las primas anuales), en lugar de perder su hogar de manera repentina.

El costo del seguro es clave para determinar si la cobertura tiene beneficios netos positivos. Tal costo depende de la probabilidad de que se concrete el riesgo de un mal resultado y sus consecuencias, la pérdida prevista. La contraparte de las opciones (es decir, el asegurador) puede exigir un precio por las opciones que supere al necesario para compensar esta pérdida prevista a fin de obtener una ganancia razonable.

¿Recurrir o no a la cobertura?

Para determinar los beneficios netos de la cobertura para México consideramos todos los elementos antes mencionados: los beneficios de la cobertura generados por un flujo de ingresos petroleros más uniforme; el hecho de que los acreedores externos incorporan a sus precios el riesgo de una cesación de pagos de México considerando la exposición de las finanzas públicas a los riesgos de los precios del petróleo; y los costos de las opciones.

Concluimos que la cobertura es preferible a apoyarse por completo en el autoaseguramiento. Observamos que su mayor beneficio consiste en mejorar las

condiciones de crédito para el Tesoro mexicano. Los acreedores ven las finanzas públicas de México resguardadas del riesgo ocasionado por menores precios del petróleo y, por lo tanto, exigen una menor compensación por el riesgo de cesación de pagos. Nuestro análisis sugiere que los costos del endeudamiento soberano estarían 19 puntos base más arriba sin las coberturas petroleras.

Conclusiones

El programa de cobertura de México ha sido beneficioso para el país. Otros países expuestos al riesgo de los precios de las materias primas también podrían beneficiarse de recurrir en mayor medida al seguro de mercado para protegerse de las fluctuaciones de precios de las materias primas. Sin embargo, solo algunos países han recurrido al seguro de mercado. El motivo puede radicar en las limitaciones de economía política.

Debido a estas consideraciones de economía política, la decisión a nivel nacional es un tema más complejo que a nivel individual o empresarial. A nivel nacional, es necesario que la sociedad dé su aprobación por medio del congreso, cuyos miembros pueden tener diferentes prioridades. Por ejemplo, un representante de una jurisdicción en particular, cuya economía local no dependa del petróleo, puede preferir que la asignación presupuestaria para la cobertura se reasigne a construir más escuelas en su distrito. A nivel de los hogares, el proceso de toma de decisiones es más simple dado que implica una cantidad de personas mucho menor cuyos incentivos están en mayor sintonía.

México parece haber logrado un buen equilibrio entre estas limitaciones de economía política y las ventajas de los instrumentos del mercado para protegerse del riesgo de los precios de petróleo.

Los beneficios de la cobertura disminuyen a medida que el costo de las opciones aumenta muy por encima de lo necesario para asegurar ganancias razonables a las contrapartes de las opciones. No obstante, nuestro análisis parece indicar que este

exceso en el costo debería ser sustancial para que la cobertura sea una mala decisión financiera.

Fuente de información:

<https://blog-dialogoafondo.imf.org/?p=8943>

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

El 23 de marzo de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que durante el período de enero-febrero de 2018, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 57.00 dólares por barril (d/b), lo que significó un aumento de 26.47%, con relación al mismo período de 2017 (45.07 d/b).

Cabe destacar que en febrero de 2018, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 56.21 d/b, cifra 2.99% menor con respecto al mes inmediato anterior, 3.82% mayor con relación a diciembre pasado (54.14 d/b) y 25.61% mayor si se le compara con el segundo mes de 2017.

Durante los dos primeros meses de 2018, se obtuvieron ingresos por 4 mil 272 millones de dólares por concepto de exportación de petróleo crudo mexicano en sus tres tipos, cantidad que representó un aumento de 40.02% respecto al mismo período enero-febrero de 2017 (3 mil 51 millones de dólares). Del tipo Maya se reportaron ingresos por 3 mil 992 millones de dólares (93.45%) y del tipo Istmo se percibió un ingreso de 280 millones de dólares (6.55%).

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	4 272	280	3 992	0	2 313	825	1 134
Enero	^{R/} 1 988	109	^{R/} 1 880	0	1 106	276	^{R/} 606
Febrero	2 284	172	2 113	0	1 207	549	529

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/epreciopromedio_esp.pdf

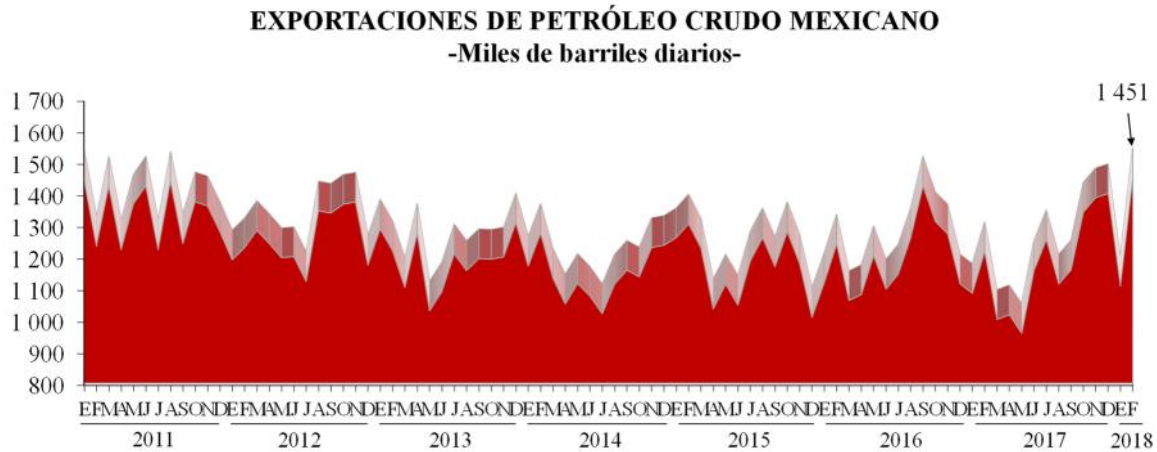
http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evalorexporta_esp.pdf

Volumen de exportación de petróleo (Pemex)

De conformidad con información de Pemex, durante el período de enero-febrero de 2018, se exportaron a los diferentes destinos un volumen promedio de 1.270 millones de barriles diarios (mb/d), cantidad 10.34% mayor a la reportada en el mismo lapso de 2017 (1.151 mb/d).

En febrero de 2018, el volumen promedio de exportación fue de 1.451 mb/d, lo que significó un aumento de 31.07% respecto al mes inmediato anterior (1.107 mb/d), mayor en 3.57% con relación a diciembre de 2017 (1.401 mb/d) y 19.23% superior si se le compara con febrero del año anterior (1.217 mb/d).

Los destinos de las exportaciones de petróleo crudo mexicano, durante el período enero-febrero de 2018, fueron los siguientes: al Continente Americano (53.23%) a Europa (19.92%) y al Lejano Oriente (26.93%).



FUENTE: Petróleos Mexicanos.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petromeros/evolexporta_esp.pdf

Moody’s mejora perspectiva de Pemex de negativa a estable (Pemex)

El 12 de abril de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) presentó la nota “Moody’s mejora perspectiva de Pemex de negativa a estable”. A continuación se presenta la información.

La agencia Moody’s mejoró la perspectiva crediticia de Pemex, al pasarla de negativa a estable y ratificó la calificación a largo plazo en escala local y global en Aa3.mx/Baa3, respectivamente. Lo anterior es consistente con el cambio de perspectiva de la calificación soberana de México (A3) con perspectiva estable, anunciado el día de ayer.

Reconoció que las necesidades de liquidez de Pemex se han reducido en los últimos años debido a la política de austeridad del gasto y al refinanciamiento de su deuda.

Las calificaciones de la deuda de Pemex se basan en las altas reservas probadas de hidrocarburos, la producción de crudo y gas de 2017, así como por sus operaciones integradas en toda la cadena de valor de la industria energética en México.

Además, Pemex destaca por ser uno de los exportadores de petróleo crudo más importantes hacia Estados Unidos de Norteamérica.

Moody's reconoció que las finanzas de Pemex son estables y consideró que la Reforma Energética es positiva para la empresa, ya que le ha permitido ganar licitaciones, realizar *farm-outs* y asociaciones estratégicas que se materializarán gradualmente en resultados significativos.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-033-nacional.aspx

Petróleos Mexicanos suscribió nuevo contrato de comercialización con PetroMax (Pemex)

El 12 de abril de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) estableció una nueva relación comercial de mediano plazo con su cliente de gasolinas y diesel, PetroMax SA de CV, el cual opera más de 200 estaciones de servicio en el país bajo la marca Petro 7.

De este modo, ambas empresas refrendan su confianza y compromiso en mantenerse como socios comerciales y continuar con el suministro de las marcas de combustibles Pemex en sus gasolineras.

Para Pemex, PetroMax es un gran aliado en el proceso de cambio cuyo principal objetivo es mantener la preferencia de los consumidores por la marca y los productos Pemex, en el nuevo esquema de competencia en nuestro país.

En este entorno de mercado abierto, Pemex demuestra su capacidad de ser competitivo en beneficio de clientes y consumidores finales, al ofrecerles una experiencia innovadora y diferenciada, garantizando, servicio y calidad.

Las menciones de Pemex pueden referirse a Petróleos Mexicanos o a cualquiera de sus Empresas Productivas Subsidiarias.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-032-nacional.aspx

Tras 8 décadas de monopolio de la explotación, producción y venta hidrocarburos, hoy Pemex se fortalece para competir en mercado abierto (Presidencia de la República)

El 10 de abril de 2018, Presidencia de la República publicó la nota “Tras 8 décadas de monopolio de la explotación, producción y venta hidrocarburos, hoy Pemex se fortalece para competir en mercado abierto”. La información se presenta a continuación.

El Coordinador General de Comunicación Social de la Presidencia y Vocero del Gobierno de la República afirmó hoy que “tras casi ocho décadas de mantener el monopolio de la exploración, producción, refinación y venta de hidrocarburos en el país, hoy Petróleos Mexicanos (Pemex) se fortalece para competir en un mercado abierto”.

En conferencia de prensa junto con el Director General de Pemex, el vocero del Gobierno de la República señaló que el gobierno corporativo de Pemex, “flexible para

adaptarse a un complejo entorno de negocios y firme en el cumplimiento de la ley, se fortalece con la adopción de Reglas de Cumplimiento o *Compliance*”.

“Ello implica contar con políticas y procedimientos para garantizar que la empresa, sus directivos, empleados, así como socios o proveedores, cumplen con la normatividad y los códigos de ética y conducta considerados en la estrategia de integridad de Pemex”, añadió.

El Vocero del Gobierno de la República subrayó que “el programa *Compliance* es una estrategia de integridad corporativa basada en los nueve códigos de ética y conducta que regulan las actividades de la empresa, a partir de los siguientes principios: Legalidad, Integridad, Honradez, Efectividad, Responsabilidad, Respeto, Lealtad, Imparcialidad, Igualdad y no discriminación”.

Este proceso, que consiste en investigar a fondo las condiciones jurídicas y económicas de una empresa antes de firmar cualquier contrato, será aplicado por Pemex a sus socios y éstos deberán aplicarlo también a otras empresas que intervengan en cualquier proceso relacionado con Pemex, dijo.

Con este programa, agregó, “Petróleos Mexicanos se coloca a la vanguardia del sector hidrocarburos en el seguimiento y promoción de estándares legales éticos y de transparencia”.

Destacó que el principal objetivo de esta estrategia es “fomentar un ambiente de negocios con altos estándares éticos en el que Pemex, sus socios, proveedores y clientes, puedan generar el mayor valor para los mexicanos”.

Indicó que tras la aprobación de la Reforma Energética, Pemex ha fortalecido su competitividad y eficiencia a gran velocidad. “La apertura del sector hidrocarburos implicó la transición de un mercado monopólico a uno abierto, en el que hoy participan

69 empresas de 21 países, lo que supuso nuevos retos que Pemex está afrontando con éxito”, enfatizó.

El vocero del Gobierno de la República refirió que Pemex es la empresa más grande del país, con ingresos que en 2017 rebasaron 1.4 billones de pesos. “Para poner esto en perspectiva: el volumen de sus ventas es mayor que el Producto Interno Bruto (PIB) de países como Uruguay, Bolivia, Paraguay o Panamá”, agregó.

Precisó que de acuerdo con la consultora británica *Brand Finance*, la marca Pemex es la más valiosa de todo América Latina. A nivel mundial, Pemex es:

- La séptima compañía petrolera del mundo por volumen de ventas.
- La número ocho en perforación.
- La novena en producción de petróleo.
- Y la quinta empresa petrolera con más activos logísticos del mundo, como son ductos, terminales de almacenamiento y reparto, así como terminales marítimas.

El Vocero del Gobierno de la República dijo que a raíz de la Reforma Energética “la extensión de la infraestructura de gasoductos ha crecido 66%, al pasar de 11 mil 347 kilómetros en 2012, a los casi 19 mil que se tienen proyectados para finales de este año”.

“Esta posición como una de las empresas petroleras más importantes del mundo ha sido apuntalada mediante una mejora continua de estándares de transparencia, integridad y rendición de cuentas. En el marco del Programa *Compliance*, hoy toda empresa que tenga una relación de negocios con Pemex debe sujetarse a todos y cada uno de los principios mencionados”, mencionó.

Señaló que el presente y el futuro de Pemex “se inscribe en un marco de rentabilidad, transparencia, rendición de cuentas y combate a la corrupción con base en las mejores prácticas a nivel internacional”.

“Muestra de la confianza en esta estrategia, así como en las fortalezas operativas y administrativas de Pemex, son los contratos que la empresa firmó el pasado 6 de marzo con las petroleras *Cheiron* y *Deutsche Erdoel* México para explotar los campos de Cárdenas-Mora y de Ogarrio, en el estado de Tabasco. Estos proyectos, que se suman a otras ocho asociaciones realizadas por Pemex, fueron resultado de subastas públicas organizadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en las que ganaron las empresas que ofrecieron las mejores condiciones para México”, resaltó.

“Con ello, los campos Cárdenas-Mora y Ogarrio, que ya han generado un ingreso para Pemex de alrededor de 540 millones de dólares, ahora también atraerán inversiones por más de mil 500 millones de dólares”, añadió.

El vocero indicó que “la rápida modernización de Pemex también ha generado círculos virtuosos a nivel local. En 2017, por ejemplo, Pemex realizó compras y contrató servicios en las entidades petroleras por 90 mil millones de pesos, impulsando con ello la economía en estas entidades”.

Puntualizó que “84% de estas compras fueron realizadas a través de concursos abiertos, mientras que antes de la Reforma Energética hasta el 80% de este gasto se hacía a través de adjudicaciones directas”.

“Gracia a esto, Pemex inspira confianza entre empresas de todos los tamaños, pues saben que pueden participar en la proveeduría a través de procesos de selección competitivos, justos y transparentes”, destacó.

Indicó que “Pemex enfoca sus prioridades de negocio en alianzas y actividades estratégicas a través de una sólida eficiencia operativa, una conducción financiera responsable y un espíritu de mejora constante”.

Fuente de información:

<https://www.gob.mx/presidencia/prensa/comunicado-153774?idiom=es>

Pemex firma contrato con *Lewis Energy* para la evaluación y explotación de un yacimiento no convencional en Coahuila (Pemex)

El 26 de marzo de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) publicó la nota “Pemex firma contrato con *Lewis Energy* para la evaluación y explotación de un yacimiento no convencional en Coahuila”. La información se presenta a continuación.

Petróleos Mexicanos y *Lewis Energy México* firmaron el primer Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción (CSIEE) en el campo Olmos, ubicado en el estado de Coahuila, con el propósito de evaluar y explotar el yacimiento no convencional *Eagle Ford*, en México.

Con la celebración del contrato, se prevén inversiones por 617 millones de dólares y se estima alcanzar una producción de alrededor de 117 millones de pies cúbicos diarios de gas en 2021.

Pemex aprovecha las herramientas y la flexibilidad que le otorga la Reforma Energética para compartir riesgos financieros y operativos con terceros e incrementar las inversiones estratégicas que maximizan el valor de los hidrocarburos.

Lewis Energy es un operador privado de yacimientos no convencionales en el sur de Texas. Ha perforado más de 500 pozos en *Eagle Ford*, con enfoque en gas natural. En

2017 produjo más gas natural de la región que cualquier otro operador y fue el tercer mayor productor en el estado de Texas.

Desde hace 14 años, esta empresa ha ejecutado un contrato de obra pública en el propio campo Olmos, donde se estima un volumen de alrededor de 800 mil millones de pies cúbicos de gas.

Este tipo de acciones contribuyen a la rentabilidad de la empresa productiva del Estado, de acuerdo con los lineamientos establecidos en su Plan de Negocios 2017-2021.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-026-nacional.aspx

**Explican dos pozos en Wyoming
excedente y precios bajos de gas
(WSJ)**

El 23 de marzo de 2018, el periódico Reforma publicó un artículo del *The Wall Street Journal* (WSJ) titulado “Explican dos pozos en Wyoming excedente y precios bajos de gas”. A continuación se presenta el contenido.

Los productores de gas natural deberían estar encantados: un invierno frío tiene los calentadores encendidos hasta fines de marzo, la demanda interna está al alza y en el extranjero se venden volúmenes récord. Pero los precios del combustible están deprimidos. Un par de pozos en el suroeste del estado de Wyoming ayuda a explicar el porqué.

Este invierno, pocos meses después de emerger de la bancarrota, Ultra Petroleum Corp. terminó dos pozos enormes en el Estado, perforando más de 3 kilómetros verticalmente y luego otros 3 horizontalmente. Cada uno ha producido suficiente gas para alimentar todos los hogares de Wyoming. Los pozos de Ultra —cuyos flujos iniciales figuran

entre los más grandes en la historia en Estados Unidos de Norteamérica— muestran cómo los buscadores siguen descubriendo enormes tesoros de gas. Esa producción está compensando los aumentos en el uso del combustible y manteniendo los precios estables.

El miércoles, los futuros de gas natural para entrega en abril cerraron en 2.638 dólares por millón de unidades térmicas británicas (BTUs), una caída del 27% contra un máximo de invierno alcanzado en enero y por debajo del punto de equilibrio para muchos prospectos de perforación. Muchos bancos y analistas predicen que los precios promedio permanecerán por debajo de los 3 dólares durante años. Eso es bueno para los propietarios de viviendas, los fabricantes de químicos y las plantas de energía que compran gas. Pero el gas barato ha aquejado a los perforadores, muchos de los cuales combaten los precios bajos perforando pozos más grandes en busca de eficiencias. La producción de gas en Estados Unidos de Norteamérica ha promediado 79.63 miles de millones de pies cúbicos al día este año, casi un 10% más que el rendimiento récord del 2017, según S&P Global Platts, que compila datos de oleoductos.

“La oferta está ensombreciendo lo que ocurre en el lado de la demanda en el libro mayor”, dijo Richard Radash, quien lidera la investigación de gas y energía en Norteamérica. Los días de nieve en Houston y las tormentas de nieve en marzo han reducido el gas almacenado a su nivel más bajo en tres años. Los fabricantes de químicos y otros están consumiendo volúmenes récord. México está importando más que nunca. Y la terminal de exportación Cove Point de Dominion Energy Inc., en Maryland, empezó a llenar buques cisterna con gas natural licuado este mes, empujando los envíos de GNL al extranjero a nuevos máximos.

Pero este crecimiento sin precedentes de la demanda apenas ha absorbido el gas que inunda el mercado. Hay gas surgiendo del oeste de Texas, subproducto de la frenética perforación petrolera en la Cuenca del Pérmico. La producción de los Apalaches está

en alza al tiempo que nuevas tuberías conectan franjas de los campos de shale Marcellus y Utica al mercado. En Haynesville Shale de Luisiana, y ahora Wyoming, los productores han perforado pozos gigantes en un intento por reducir su costo por unidad y competir mejor con las áreas de perforación más económica. Ultra ha sido uno de los principales productores en la cuenca del Río Green de Wyoming, por lo general perforando pozos verticales en roca que contiene gas.

En abril del 2016, Ultra solicitó la protección por bancarrota luego de que los precios del gas empujaron sus ganancias relativas a deuda por debajo de los umbrales establecidos en los acuerdos con los acreedores. Cuando la compañía de Houston emergió de la protección por bancarrota un año después, se embarcó en un plan para perforar pozos horizontales. Un pozo horizontal en el 2016 fue un fracaso. Pero esta vez, Ultra perforó uno abundante, que alcanzó un máximo de 51 millones de pies cúbicos al día. Un tercer pozo fue muchos menos prolífico. Para el cuarto pozo, que inició en enero, la compañía regresó al diseño de pozos más exitoso, que implicaba bombear 281 mil barriles de agua y 12.4 millones de libras de arena debajo de la superficie. Este intento fue incluso mejor que el anterior, produciendo hasta el equivalente a 54.5 millones de pies cúbicos al día. Costó alrededor de 9 millones de dólares.

Diariamente, eso es más de seis veces más gas que el pozo vertical típico de Ultra, que cuesta 3 millones de dólares perforar. “Este tipo de desempeño de pozo es una de las razones por las que no somos optimistas sobre una recuperación del precio del gas natural”, indicó Ethan Bellamy, analista de energía en Robert W. Baird & Co. “Simplemente hay demasiada oferta disponible”. Ultra dice que tiene 700 ubicaciones en su terreno donde cree que puede perforar pozos diseñados de forma similar. Esta semana, los analistas de Jefferies redujeron sus pronósticos del precio del gas natural para este año y el siguiente, de 3.25 dólares a 2.80 dólares por millón de BTUs. Raymond James & Associates Inc. predice un precio aún menor de 2.75 dólares en ese

tiempo. “Con frecuencia escuchamos la pregunta ¿hay alguna esperanza para los precios del gas natural en Estados Unidos de Norteamérica?”, escribieron los analistas de la firma en una nota a los clientes. “La respuesta corta: No, no la hay”.

Fuente de información:

Edición del original, periódico Reforma, sección negocios, página 6, 23 de marzo de 2018. México.

El gas del Mediterráneo Oriental como solución y como problema (RIE)

El 23 de marzo de 2018, el Real Instituto Elcano (RIE) publicó el artículo “El gas del Mediterráneo oriental como solución y como problema”, elaborado por Gonzalo Escribano². A continuación se presenta el contenido.

El descubrimiento de los yacimientos de gas de Tamar y Leviatán en aguas de Israel en 2009-2010 y el de Afrodita en las de la República de Chipre en 2011 despertaron un gran revuelo acerca de las posibilidades que ofrecía a ambos países, al conjunto de la región y, por extensión, a Europa. En Chipre eran años marcados por la crisis que llevaría al rescate de 2012, y las perspectivas de monetizar los descubrimientos de gas resultaban claves para el futuro económico del país. En Israel, las prospecciones matizaban el conocido reproche de Golda Meir a Moisés acerca de conducirles al único rincón de Oriente Medio sin petróleo: sólo había que buscar gas en el mar para dotar a Israel de seguridad energética en medio de las interrupciones del suministro de gas egipcio tras las revueltas de 2011 y la caída de Hosni Mubarak. Además, el desarrollo

² Dirige el Programa Energía y Cambio Climático del Real Instituto Elcano y es profesor titular de Política Económica en el Departamento de Economía Aplicada de la Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED). Doctor en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Complutense de Madrid, ha sido investigador visitante en Florida State University y en la Universidad Autónoma de Madrid, e investigador asociado del Centro Español de Relaciones Internacionales de la Fundación Ortega y Gasset. Imparte habitualmente docencia de posgrado en numerosas universidades españolas y extranjeras sobre geopolítica de la energía y economía política del Norte de África. Ha participado en diversos proyectos de investigación españoles e internacionales, destacando el VII Programa Marco de la UE y varios proyectos euro-mediterráneos FEMISE de la Comisión Europea, y obtenido el premio de investigación del Consejo Económico y Social.

de las reservas de gas de la región se propuso como un instrumento de cooperación capaz de ayudar a la solución (o al menos la mitigación) de conflictos como el de Chipre o los de Israel con gran parte de sus vecinos. La Unión Europea también estaba buscando desesperadamente diversificar sus suministros de gas ruso (y en eso sigue, con las importaciones de 2017 en niveles récord). Dada la afición de la Comisión Europea por los grandes diseños energéticos se embarcó en un gasoducto *offshore* de Chipre a Grecia pasando por Creta (*East Med pipeline*) que en condiciones de mercado hubiese supuesto el despido inmediato de cualquier directivo bancario dispuesto a financiarlo.

Hasta ahora las expectativas más optimistas no se han cumplido, y el fenómeno del gas en el Mediterráneo oriental sigue limitado a Israel, cuya proyección a corto plazo parece básicamente regional, e incipientemente a Egipto (con destino al mercado nacional). En Chipre, Afrodita ha resultado menos prolífico de lo esperado y se han cancelado varios proyectos, mientras que en Israel las perspectivas de exportación siguen presentando serias dificultades geopolíticas. Por supuesto, Europa no ha visto ni un cm³ de gas israelí ni se le espera en el mediano plazo, ni tampoco de ningún otro país de la región. Sin embargo, las aguas volvieron a agitarse tras el descubrimiento en 2015 por parte de Eni del campo gigante de Zohr en aguas de Egipto, y más recientemente del yacimiento Calypso en las de Chipre, que la compañía italiana ha calificado de extensión del de Zohr y por tanto igualmente prometedor. Ambos descubrimientos son importantes pues añaden escala, favoreciendo la viabilidad económica de los proyectos de exportación y aumentando la actividad de exploración. Por ejemplo, para Chipre, Afrodita solo no compensa la inversión en una terminal de gas natural licuado (GNL). La adición de Calypso (si esta vez las expectativas se cumplen) podría alterar los cálculos, aunque dada la fuerte competencia en los mercados del GNL su viabilidad sigue pareciendo discutible.

Para Israel, la opción más viable económicamente sigue siendo exportar el gas a sus vecinos, Jordania, Autoridad Palestina y, sobre todo, Egipto. Dado que el desarrollo de Zohr puede hacer innecesarias en Egipto las importaciones de gas israelí, la expectativa es exportar el gas israelí desde las plantas de GNL egipcias. El pasado 19 de febrero se anunció un contrato de 15 mil millones de dólares para exportar gas israelí a Egipto durante 10 años basado en un MoU de 2014. Hasta ahora el gobierno egipcio se había mostrado renuente a desarrollarlo por la fuerte oposición interna, pero los condicionantes económicos han decantado la decisión ante unas elecciones ya aseguradas (del 26 a 28 de marzo). Primero, la decisión de destinar la mayor parte del gas de Zohr a abastecer una demanda interna disparada permite que el gas de Israel y eventualmente Chipre aproveche las terminales de exportación ociosas de GNL de Damietta (cuya paralización está sometida a arbitraje en el CIAPI) e Idku. Egipto aprovecharía así las únicas infraestructuras de exportación de GNL existentes en el Mediterráneo oriental y obtendría unos ingresos importantes. En segundo lugar, le permitiría saldar una compensación de más de mil 700 millones de dólares que debe a Israel por la cancelación de las exportaciones de gas egipcio a ese país decidida por la presidencia de Mohamed Morsi.

Sin embargo, el contrato no precisa como transportar el gas israelí a Egipto, y las negociaciones sobre el trazado del nuevo corredor siguen en curso. La opción más económica y rápida sería modificar y reutilizar el gasoducto en desuso desde 2011, pero obligaría a atravesar la península del Sinaí, lo que implica asumir riesgos de sabotaje como los que llevaron a su paralización. Otra posibilidad de bajo costo es atravesar Gaza para conectar con el gasoducto egipcio en el Sinaí y acceder al Arab Gas Pipeline que lo conecta con Jordania, pero su viabilidad política es escasa y las amenazas a la seguridad son también elevadas. La opción más segura es, como suele ocurrir, la más costosa: un gasoducto offshore de unos 300 km desde el campo israelí de Tamar directamente a Egipto que encarecería el gas y complicaría su competitividad en

precios. La vía turca, también óptima desde la perspectiva económica, queda descartada por la deriva de la política exterior de Turquía.

En suma, tras varios altibajos, las perspectivas del gas del Mediterráneo oriental vuelven a estar al alza, pero se mantienen muchos interrogantes sobre su viabilidad económica y geopolítica. Hasta ahora sólo ha solventado los problemas de seguridad energética de Israel, pero no ha sido capaz de solucionar los de Chipre, Líbano ni la Unión Europea. La rápida entrada en producción de Zohr puede solucionar los problemas de Egipto, pero, aunque se exporte parte de ese gas a Europa, su contribución parece marginal a mediano plazo. En clave de cooperación regional, aparte de la ya tradicional entre Israel y Chipre, sólo el reciente acuerdo con Egipto supone un avance real, aunque muy vulnerable a la oposición doméstica, los contenciosos pendientes y la situación de seguridad en el Sinaí. Mientras tanto, el auge gasista ha contribuido a aumentar las tensiones en la región, más que a mitigarlas y a favorecer la cooperación: la armada turca ha acosado a navíos de exploración en aguas chipriotas, Hezbollah ha amenazado con atacar las plataformas israelíes si exploran aguas en disputa con el Líbano, Rusia tiene opciones para explotar la plataforma costera Siria, y el desarrollo de los yacimientos encontrados frente a la costa de Gaza sigue bloqueado por el conflicto palestino-israelí (todo ello con Gaza padeciendo una crisis energética sin precedentes). Hasta ahora el saldo entre soluciones y problemas no ha sido muy holgado, pero con la aceleración de acontecimientos de los últimos meses ambas partidas prometen elevarse en el futuro cercano.

Fuente de información:

<https://blog.realinstitutoelcano.org/gas-mediterraneo-oriental-como-solucion-y-como-problema/>

Argelia no es Venezuela (RIE)

El 4 de abril de 2018, el Real Instituto Elcano (RIE) publicó el artículo “Argelia no es Venezuela”, elaborado por Gonzalo Escribano³. A continuación se presenta el contenido.

Argelia y Venezuela han estado en el foco de los analistas desde el inicio de la caída de precios en 2014⁴. La falta de diversificación económica durante los años de precios altos y la ausencia de reformas ante el contra-choque petrolero de los últimos años los convirtieron en candidatos al colapso económico primero y político después. Aunque odiosa como todas, la comparación entre ambos mono-productores es un clásico de la literatura sobre el rentismo petrolero. Sin embargo, a la entrada de 2018, los dos países presentan perspectivas cada vez más divergentes. No sin dificultades y riesgos latentes, Argelia ha capeado los años de precios más bajos y, contra todo pronóstico, Abdelaziz Bouteflika afronta el año con la vista en las presidenciales de 2019. En cambio, Nicolás Maduro ha llevado a Venezuela a una crisis humanitaria (y energética) y ha desmantelado la industria petrolera, por lo que apenas cuenta con margen ni base para aprovechar la recuperación de los precios.

Frente a la continuidad deteriorada argelina, la degradación de la situación política y social en Venezuela y el declive de la producción petrolera del país apenas tiene precedentes. Tras alcanzar un pico de 3.5 millones de barriles diarios (mbd) en 1998, un año antes de la llegada de Hugo Chávez al poder, la producción de petróleo de

³ Dirige el Programa Energía y Cambio Climático del Real Instituto Elcano y es profesor titular de Política Económica en el Departamento de Economía Aplicada de la Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED). Doctor en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Complutense de Madrid, ha sido investigador visitante en Florida State University y en la Universidad Autónoma de Madrid, e investigador asociado del Centro Español de Relaciones Internacionales de la Fundación Ortega y Gasset. Imparte habitualmente docencia de posgrado en numerosas universidades españolas y extranjeras sobre geopolítica de la energía y economía política del Norte de África. Ha participado en diversos proyectos de investigación españoles e internacionales, destacando el VII Programa Marco de la UE y varios proyectos euro-mediterráneos FEMISE de la Comisión Europea, y obtenido el premio de investigación del Consejo Económico y Social.

⁴ Este comentario re-elabora el epígrafe del mismo título incluido en el ARI Energía en 2018: aceleración geopolítica, más OPEP+ y Trump año II.

Venezuela se desplomó en noviembre de 2017 a apenas 1.8 mbd, mínimos desconocidos desde 1985 con los que ni siquiera puede ya cumplir su cuota con la Organización de Países Exportadores de Petróleo (1.97 mbd). Las previsiones para 2018 plantean pérdidas de producción de entre 100 mil y 300 mil barriles diarios. En escenarios de colapso político y social, podrían retirarse del mercado casi el doble de barriles.

Evidentemente, la situación de Argelia presenta incertidumbres políticas y económicas muy altas. Pero las profecías más catastrofistas sobre la repetición de la guerra civil que siguió al contra-choque petrolero de la segunda mitad de la década de 1980, los posibles escenarios egipcios de golpe de Estado o la difusión de los conflictos de países vecinos no se han materializado. Por el contrario, se ha instalado una especie de continuidad deteriorada por los bajos precios del crudo, algo aliviada últimamente por su recuperación⁵. Durante los últimos años, los equilibrios macroeconómicos argelinos se han deteriorado significativamente, pero el gobierno ha sido capaz hasta la fecha de evitar una crisis de insolvencia como la de 1986-1988. El costo ha sido agotar su fondo petrolero y buena parte de sus reservas de divisas y limitar el crecimiento económico. Pero como el país contaba con un colchón financiero acumulado durante los años de bonanza, hasta la fecha ha podido evitar un recurso masivo a la deuda externa.

Los presupuestos de 2016 y 2017 se situaron al límite de la ortodoxia y el recurso al proteccionismo contuvo a duras penas el desequilibrio exterior y el drenaje de divisas. Prepararon así el cambio de ciclo político-fiscal previsto por el presupuesto aprobado para 2018, necesariamente expansivo para asegurar un buen resultado en las elecciones presidenciales de 2019 y, en su caso, justificar que Bouteflika opte a un quinto mandato pese a su estado de salud. Este giro de estrategia tiene sus riesgos: la expansión fiscal prevista para 2018 deberá financiarse mediante el recurso del denominado

⁵ G. Escribano (2017), “Algeria: global challenges, regional threats and missed opportunities”, en K. Westphal y D.R. Jalilband (eds.), *The Political and Economic Challenges of Energy in the MENA Region*, Routledge, Oxford.

financiamiento no convencional (en realidad, imprimir billetes), lo que incluso bajo la supervisión del banco central y el gobierno probablemente llevará a un aumento de la inflación y a el financiamiento de proyectos de baja rentabilidad.

La reversión de algunas de las (tímidas) medidas de austeridad llega en un momento relativamente más favorable a la economía argelina que el de los presupuestos anteriores. El aumento del precio del petróleo beneficia especialmente a Argelia porque, a diferencia del de Venezuela, su petróleo es de alta calidad, dulce y ligero, y en los últimos meses viene beneficiándose de un premium considerable sobre el Brent. No obstante, la falta de inversiones en exploración y producción no permite detener el suave declive de su producción de petróleo ni acelerar la lenta recuperación de la producción de gas, mientras la demanda interna aumenta con fuerza y presiona a las exportaciones. Por ello, junto a la gestión macroeconómica en año preelectoral, las expectativas para 2018 están puestas en la esperada nueva ley de hidrocarburos. Argelia necesita atraer inversiones para desarrollar sus recursos de hidrocarburos, pero la apertura y modernización del sector presenta muchas resistencias.

El gobierno argelino podría caer en la ilusión de que la recuperación de precios le exime de las reformas económicas, sobre todo de las energéticas, lo que prolongaría el estado estacionario en que se encuentra el país. Por ello es importante que desde Europa se ofrezcan estímulos políticos y económicos para avanzar en dichas reformas, dotando de visibilidad, pero también de mayor contenido a las relaciones con Argelia. Después de la paralización del desmantelamiento arancelario previsto en el acuerdo de libre comercio y en un contexto de renegociación de los contratos de gas del país con sus principales clientes europeos, desde la perspectiva económica resulta clave trazar un horizonte claro a las relaciones bilaterales. España es uno de los Estados miembros más interesados en asegurar perspectivas europeas de futuro tanto al gas argelino como a una relación comercial estable e intensa. De ahí la importancia otorgada a ambos

elementos, energía y economía, en la VII Reunión de Alto Nivel Argelia-España celebrada en Argel el 3 de abril.

Fuente de información:

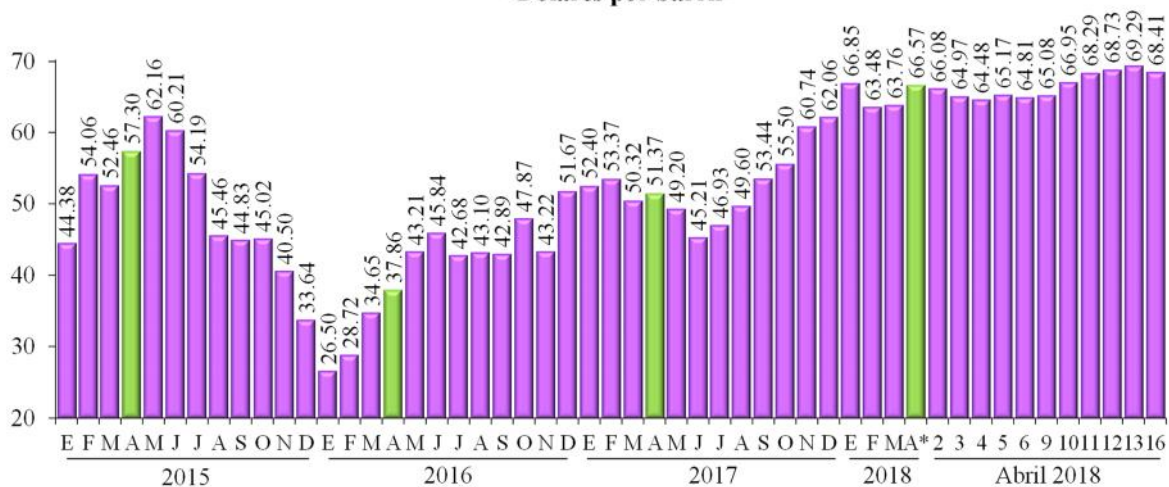
http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/programas/energiacambioclimatico/publicaciones/comentario-escibano-argelia-no-es-venezuela

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 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 contexto, del 2 al 16 de abril de 2018, la canasta de crudos de la OPEP registró una cotización promedio de 66.57 dólares por barril (d/b), cifra 4.36% superior con relación con marzo pasado (63.76%), superior en 7.27% respecto a diciembre de 2017 (62.06 d/b) y 29.59% más si se le compara con el promedio de abril de 2017 (51.37 d/b).

PRECIO DE LA CANASTA DE CRUDOS DE LA OPEP
-Dólares por barril-



* Promedio al día 16 de abril.

FUENTE: OPEP.

Fuente de información:

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