
III. POLÍTICA ENERGÉTICA

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

El 24 de marzo de 2014, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que durante el período enero-febrero de 2014, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 91.88 dólares por barril (d/b), lo que significó una reducción de 10.81%, con relación al mismo período de 2013 (103.02 d/b).

Cabe destacar que en febrero del presente año, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 93.13 d/b, cifra 2.76% mayor con respecto al mes inmediato anterior, 1.47% mayor con relación a diciembre pasado (91.78 d/b) y 11.67% menor si se le compara con el segundo mes de 2013.

Durante el primer bimestre de 2014 se obtuvieron ingresos por 6 mil 619 millones de dólares por concepto de exportación de petróleo crudo mexicano en sus tres tipos, cantidad que representó una disminución de 13.15% respecto al mismo período de 2013 (7 mil 621 millones de dólares). Del tipo Maya se reportaron ingresos por 4 mil 999 millones de dólares (75.53%), del tipo Olmeca se obtuvieron 579 millones de dólares (8.75%) y del tipo Istmo se percibió un ingreso de 1 mil 40 millones de dólares (15.71%).

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	42 723	3 928	34 911	3 884	32 126	6 476	4 121
Enero	4 021	444	2 978	599	3 145	780	96
Febrero	3 600	227	2 941	432	2 763	376	460
Marzo	3 521	295	2 791	435	2 493	492	537
Abril	3 792	342	3 098	351	2 949	584	259
Mayo	3 149	83	2 775	291	2 096	593	460
Junio	3 199	172	2 744	284	2 440	494	265
Julio	3 787	297	3 193	297	2 693	509	585
Agosto	3 616	371	3 006	238	2 667	666	283
Septiembre	3 576	379	2 964	233	2 678	743	154
Octubre	3 512	348	2 942	222	2 626	497	389
Noviembre	3 229	416	2 617	196	2 585	279	365
Diciembre	3 722	555	2 861	306	2 991	462	269
2014	6 619	1 040	4 999	579	5 113	1 084	421
Enero	^{B/} 3 292	541	^{B/} 2 443	308	2 695	^{B/} 554	43
Febrero	3 326	499	2 557	271	2 418	530	378

a/ Incluye Crudo Altamira.

b/ Incluye otras regiones.

R/ Revisado.

FUENTE: Pemex.

Fuente de información:

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

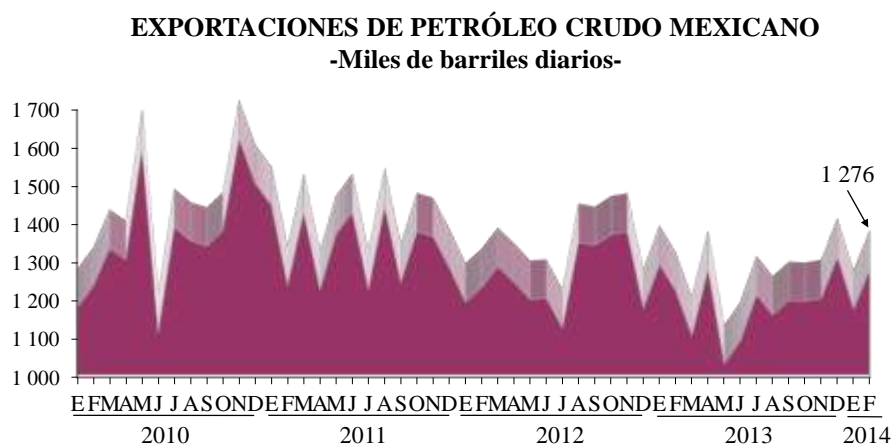
http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/evalorexporta_esp.pdf

Volumen de exportación de petróleo (Pemex)

De conformidad con información de Pemex, durante el período enero-febrero de 2014, se exportaron a los diferentes destinos un volumen promedio de 1.221 millones de barriles diarios (mb/d), cantidad 2.71% menor a la reportada en el mismo lapso de 2013 (1.255 mb/d).

En febrero de 2014, el volumen promedio de exportación fue de 1.276 mb/d, lo que significó un aumento de 8.87% respecto al mes inmediato anterior (1.172 mb/d), menor en 2.45% con relación a diciembre de 2013 (1.308 mb/d) y 4.59% superior si se le compara con febrero del año anterior (1.220 mb/d).

Los destinos de las exportaciones de petróleos crudos mexicanos, durante el período enero-febrero de 2014, fueron los siguientes: al Continente Americano (78.21%) a Europa (15.81%) y al Lejano Oriente (5.98%).



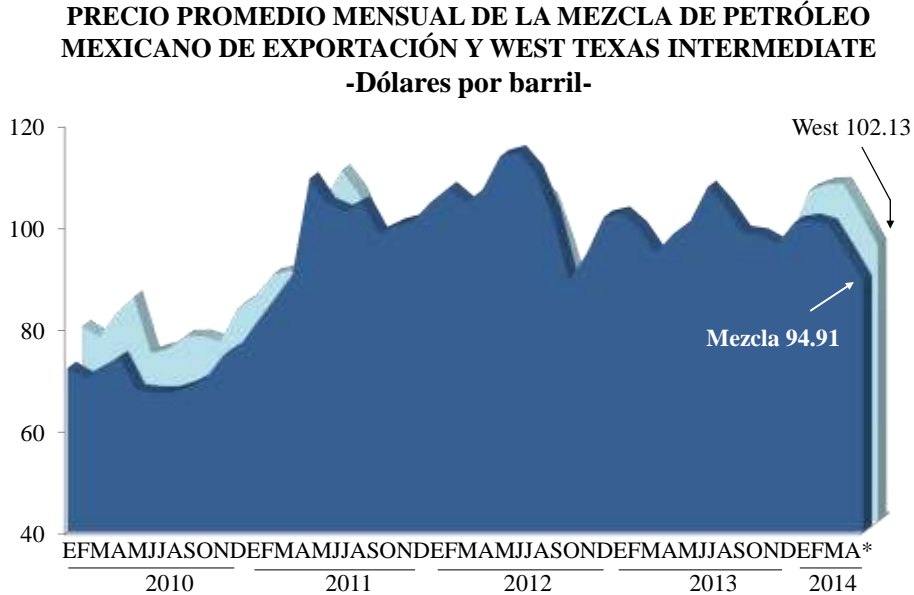
Fuente de información:

http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/evolexporta_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 durante los primeros 16 días de abril de 2014 fue de 94.91 d/b, cotización 1.89% mayor a la registrada en marzo pasado (93.15 d/b), superior en 3.41% con relación a diciembre

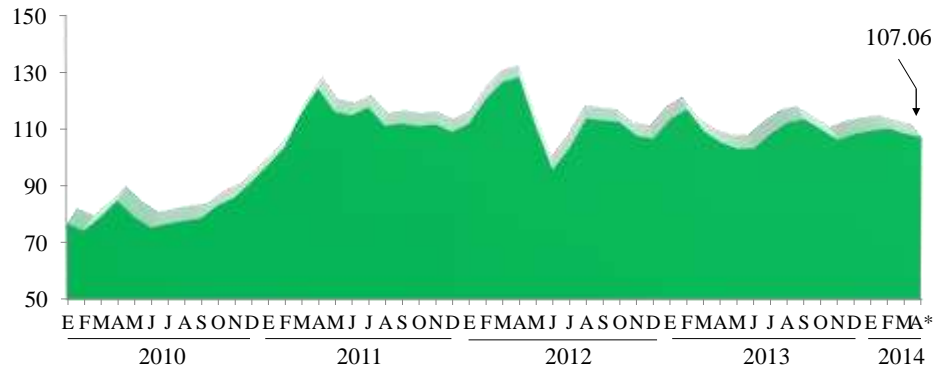
anterior (91.78%) y 4.25% menos si se le compara con el promedio de abril de 2013 (99.12 d/b).



Por su parte, el crudo West Texas Intermediate (WTI), que recientemente ha elevado sus precios sustancialmente en los primeros 16 días de abril de 2014 reportó una cotización promedio de 102.13 d/b, lo que representó un aumento de 1.25% con relación a marzo pasado (100.87%), mayor en 5.07% respecto a diciembre anterior (97.20 d/b), y superior en 11.31% si se le compara con el promedio del cuarto mes de 2013 (91.75 d/b)

Asimismo, durante los primeros 16 días de abril del presente año, la cotización promedio del crudo Brent del Mar del Norte fue de 107.06 d/b, precio que significó una disminución de 1.14% con relación al mes inmediato anterior (108.29%), menor en 3.23% con respecto a diciembre anterior (110.63 d/b), y 3.85% más si se le compara con el precio promedio de abril 2013 (103.09 d/b).

PRECIO PROMEDIO MENSUAL DEL BRENT -Dólares por barril-



* Promedio al día 16.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

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 2008	40.60	41.04	33.70	Julio 2012	103.24	87.76	95.37
Diciembre 2009	74.46	74.01	69.66	Agosto 2012	113.64	93.75	101.53
Diciembre 2010	91.22	88.36	82.19	Septiembre 2012	112.95	94.59	102.10
Enero 2011	97.14	89.24	85.95	Octubre 2012	112.40	89.47	99.10
Febrero 2011	103.66	88.67	90.54	Noviembre 2012	108.84	85.99	95.39
Marzo 2011	115.42	103.00	102.38	Diciembre 2012	109.11	87.43	96.67
Abril 2011	124.25	108.88	109.47	Enero 2013	113.36	94.65	100.60
Mayo 2011	115.97	100.44	104.44	Febrero 2013	116.95	94.87	105.43
Junio 2011	114.76	96.24	102.99	Marzo 2013	109.24	93.13	102.98
Julio 2011	117.64	97.28	104.82	Abril 2013	103.09	91.75	99.12
Agosto 2011	111.03	86.48	98.67	Mayo 2013	103.02	94.63	98.67
Septiembre 2011	114.92	85.56	100.10	Junio 2013	103.14	95.76	97.86
Octubre 2011	110.96	86.32	101.15	Julio 2013	108.26	104.88	101.00
Noviembre 2011	111.58	97.37	107.62	Agosto 2013	112.21	106.20	100.84
Diciembre 2011	108.90	98.54	106.33	Septiembre 2013	113.38	106.33	99.74
Enero 2012	111.81	100.62	108.54	Octubre 2013	109.81	100.50	94.95
Febrero 2012	120.49	102.05	110.23	Noviembre 2013	108.08	93.81	89.71
Marzo 2012	126.48	106.13	112.82	Diciembre 2013	110.63	97.20	91.78
Abril 2012	120.18	103.37	108.04	Enero 2014	109.34	94.62	90.72
Mayo 2012	110.64	99.87	102.24	Febrero 2014	110.15	100.81	94.18
Junio 2012	95.51	82.05	91.39	Marzo 2014	108.29	100.87	93.15
3/III/2014	112.05	105.29	97.84	1/IV/2014	106.14	99.67	92.72
4/III/2014	109.96	103.59	96.27	2/IV/2014	103.81	99.58	92.14
5/II/2014	109.04	101.70	94.69	3/IV/2014	105.32	100.27	93.25
6/III/2014	108.88	101.77	94.48	4/IV/2014	106.85	101.14	94.37
7/III/2014	110.03	102.77	95.12	7/IV/2014	105.33	100.41	93.55
10/III/2014	109.16	101.34	94.16	8/IV/2014	106.27	102.55	95.21
11/III/2014	109.24	100.24	93.56	9/IV/2014	107.83	103.53	96.31
12/III/2014	108.77	98.24	92.77	10/IV/2014	107.54	103.35	95.97
13/III/2014	108.35	98.52	92.40	11/IV/2014	107.78	103.66	95.70
14/III/2014	108.97	99.18	92.40	14/IV/2014	108.12	104.03	96.18
17/III/2014	n.c.	n.c.	91.17	15/IV/2014	109.54	103.68	96.52
18/III/2014	107.68	100.03	90.19	16/IV/2014	110.15	103.69	97.03
19/II/2014	106.84	100.66	91.46				
20/III/2014	106.62	99.63	90.59				
21/III/2014	108.09	99.92	91.76				
24/III/2014	107.48	99.97	92.39				
25/III/2014	107.90	99.58	92.93				
26/III/2014	106.34	100.51	92.50				
27/III/2014	107.02	101.23	93.48				
28/III/2014	107.08	101.71	93.34				
31/III/2014	106.39	101.55	92.60				
Promedio de marzo de 2014	108.29	100.87	93.15	Promedio de abril de 2014*	107.06	102.13	94.91
Desviación estándar marzo de 2014	1.45	1.70	1.84	Desviación estándar abril de 2014*	1.82	1.77	1.65

^{1/} Petróleos Mexicanos y Secretaría de Energía.

^{2/} Precio informativo proporcionado por Petróleos Mexicanos Internacional (PMI), Secretaría de Energía, El Financiero y Reforma.

* Cálculos de las cotizaciones promedio del 1 al 16.

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:

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

<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/Default.aspx?id=1518>

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

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

Recibe Senado Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2013 (Cámara de Senadores)

El 1° de abril de 2014, la Cámara de Senadores dio a conocer que la Secretaría de Gobernación remitió a la Cámara de Senadores el “Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2013”, en el que se presentan los principales resultados operativos, financieros y presupuestarios de la paraestatal.

En el documento se puntualiza que con el fin de apoyar la investigación científica y tecnológica en materia de energía, la “Ley Federal de Derechos” requiere el pago por parte de Petróleos Mexicanos del Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía.

En 2013, se enteraron 8 mil 416.2 millones de pesos con el siguiente desglose: 63% al Fondo Sectorial Conacyt-Secretaría de Energía-Hidrocarburos, 2% al fondo anterior para la formación de recursos humanos, 15% al Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo y 20% al Fondo Conacyt-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética.

Con este fin, conforme a los artículos 254 Bis y 258 de la “Ley Federal de Derechos”, se grava el valor del petróleo crudo y del gas natural extraídos en el año. En 2013, la tasa fue 0.65 por ciento.

Se informa que en el transcurso de 2013 se suscribieron 12 convenios internacionales de colaboración no comercial entre Petróleos Mexicanos, Pemex-Exploración y Producción y diversas compañías petroleras, lográndose experiencia y conocimiento de metodologías a nivel internacional para optimizar resultados, así como el mejoramiento de las prácticas en materia de exploración y producción de hidrocarburos.

Se establece que al cierre de 2013, el total de plazas ocupadas en Petróleos Mexicanos fue 154 mil 774, con un crecimiento de 4 mil 77 plazas ocupadas (2.7%), respecto al cierre del año precedente.

Del total, 136 mil 356 plazas eran definitivas y 18 mil 418 temporales y conforme a su situación contractual, 79.3% eran sindicalizadas y 20.7%, de confianza.

En el informe se expone que respecto al incremento del inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación, en el período enero-diciembre de 2013, se terminaron 38 pozos exploratorios, de los cuales 25 fueron productores y 13 improductivos, obteniendo un éxito exploratorio geológico de 66%. En cuanto al éxito comercial se tenía una meta dentro del rango del 25 al 55%, lo que se superó con 58 por ciento.

En el avance de proyectos en aguas profundas, se detalla que en los Proyectos Área Perdido y Holok, se terminaron los pozos exploratorios Maximino-1, PEP-1, Vespa-1 y Ahawbil-1, en el que se destaca el descubrimiento del pozo Maximino-1, que confirmó la existencia de un sistema petrolero activo y la presencia de yacimientos de aceite súper ligero y gas en las secuencias siliciclásticas del Eoceno Inferior del área del Cinturón Plegado Perdido.

En el programa de terminación de pozos, se tenían programados nueve pero sólo se realizaron seis, obteniendo una desviación de 33%, por menor disponibilidad de equipos para exploración. Y además, en la Cuenca de Burgos se perforaron dos pozos adicionales Tangram-1 y Kernel-1 que resultaron productores.

Sobre el incremento a la producción de hidrocarburos, en el documento se pone de manifiesto que la manufactura de aceite fue de 2 mil 522 miles de barriles diarios, mientras que la producción de gas natural ascendió a 5 mil 679 millones de pies cúbicos diarios, sin considerar al nitrógeno.

Entre los principales avances, se observa que se cumplió el programa en la conformación de la cartera de propuestas de mejoramiento de producción por Activo de PEP: Integración de equipos de productividad de pozos en los proyectos de producción de los Activos Veracruz, Samaria-Luna, Poza Rica-Altamira, Bellota-Jujo, Macuspana-Muspac, Cinco Presidentes y seguimiento del desempeño de los equipos de productividad de pozos a nivel PEP.

Además, se cumplió con el programa de desarrollo del documento “ABC de Administración Integral de Yacimientos”, como parte fundamental del Cuerpo de Gobierno y Gobernabilidad del “ABC del Proceso Integral de Productividad de Pozos”.

Asimismo, en 2013 se logró un aprovechamiento de gas de 98.1%, resultado ligeramente inferior a la meta planteada de 98.3%. Lo anterior por problemas operativos y retrasos en la adecuación de infraestructura, especialmente en la instalación de turbocompresores en la Región Marina Noreste.

Respecto a la maximización del valor de las oportunidades internacionales se expone que se elaboró la estrategia de internacionalización, que fue presentada y aprobada por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en el mes de abril de 2013.

En este sentido se expone que se continúa con la integración de la cartera de oportunidades, documentando apropiadamente las oportunidades y fundamentándolas a través de la recién aprobada reforma energética y en espera de las leyes secundarias.

Fuente de información:

<http://comunicacion.senado.gob.mx/index.php/informacion/boletines/11748-recibe-senado-informe-anual-de-petroleos-mexicanos-2013.html>

Solicitan la adjudicación de áreas y campos para su exploración y producción (Pemex)

El 21 de marzo de 2014, Petróleos Mexicanos (Pemex) solicitó a la Secretaría de Energía, como parte de la denominada Ronda Cero¹, la adjudicación de diversas áreas que están actualmente bajo su producción o que ha venido explorando.

De este modo, se da cumplimiento, en tiempo y forma, al Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones constitucionales en materia de Energía, publicado el 20 de diciembre de 2013².

El artículo sexto transitorio de dicho decreto estableció un plazo de 90 días naturales para que Pemex presente a la Secretaría de Energía las áreas de su interés para realizar actividades de exploración y producción.

Pemex entregó la documentación que respalda la solicitud, detallando sus capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias para explorar y extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva. En este sentido, presentó un plan de desarrollo de las áreas y campos requeridos, el cual incluye descripciones de los trabajos e inversiones a realizar.

Corresponde ahora a la Secretaría de Energía, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, hacer las evaluaciones correspondientes, en un plazo que tiene como límite el 17 de septiembre de este año.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/2014-022_nacional.aspx

Para tener acceso a información adicional visite:

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013

<http://www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/>

¹ <http://www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/>

² http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013

Extracto de la Asignación petrolera N° A-085-54 otorgada en favor de Pemex-Exploración y Producción el 21 de febrero 2014 (SENER)

El 4 de abril de 2014, la Secretaría de Energía (SENER) publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el “Extracto de la Asignación Petrolera N° A-085-54 otorgada en favor de Pemex-Exploración y Producción el 21 de febrero 2014”, el cual se presenta a continuación.

La SENER, a través de la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, con fundamento en los artículos 27, séptimo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2°, primer párrafo, 4°, primer párrafo, y 5°, primer párrafo, de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 12 y 15 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 33 fracción VIII, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, fracción B, numeral I.1, y 13, fracciones I y VIII y último párrafo inciso a), del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y 4 y 5, de las Disposiciones Administrativas de carácter general en materia de Asignaciones Petroleras, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 30 de noviembre de 2012.

Considerando

Que el organismo Pemex-Exploración y Producción presentó ante esta Secretaría la solicitud de Asignación Petrolera para la siguiente área 085-54.

Que la Secretaría de Energía, habiendo escuchado la opinión de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, ha llevado a cabo el otorgamiento de la Asignación Petrolera a que se refiere el considerando inmediato anterior, por lo cual es procedente la publicación de un extracto de la misma, de conformidad con el Artículo 15, último párrafo del Reglamento.

Que el artículo 7 de las Disposiciones Administrativas establece los elementos que debe contener el extracto del título de asignación petrolera a ser publicado en el Diario Oficial de la Federación.

Por lo anteriormente expuesto, se publica lo siguiente:

Extracto de la Asignación Petrolera N° A-085-54

La Secretaría de Energía otorgó el día 21 de febrero 2014, en favor de Pemex Exploración y Producción la Asignación Petrolera identificada con el N° A-085-54.

Dicha asignación se asocia geográficamente con el Proyecto de Exploración Han, cuyo objeto es el de realizar estudios, obras, perforaciones de pozos exploratorios y demás trabajos necesarios para evaluar los recursos prospectivos e identificar y cuantificar las reservas de hidrocarburos. La vigencia de la Asignación es de un (1) año a partir de su otorgamiento.

Fuente de información:

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5339491&fecha=04/04/2014

Inician las obras del proyecto de suministro de Gas Natural Los Ramones Fase II (Pemex)

El 27 de marzo de 2014, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que se “inician las obras del proyecto de suministro de Gas Natural los Ramones Fase II”. A continuación se presenta la información.

Los Secretarios de Energía y de Medio Ambiente y Recursos Naturales y el Director General de Pemex, acompañados por el Gobernador del Estado de Nuevo León, dieron inicio a las obras del proyecto de suministro de gas “Los Ramones”, el cual ampliará

las capacidades del Sistema Nacional de Gasoductos en beneficio de la industria nacional y la economía en su conjunto, garantizando el suministro de gas natural.

El evento, que se llevó a cabo en la estación de compresión Los Ramones, de Pemex Gas y Petroquímica Básica, ubicada en la carretera libre Reynosa-Monterrey, marcó el inicio de la obra de infraestructura para transporte de gas más importante en los últimos 40 años en México.

El proyecto, que requerirá una inversión de más de 2 mil 500 millones de dólares, comprende la construcción de un sistema de transporte por ducto que incrementará la capacidad de transporte de gas natural en 2 mil 100 millones de pies cúbicos por día, con una longitud de más de 1 mil kilómetros, que irá desde la frontera con Estados Unidos de Norteamérica, en Camargo, Tamaulipas, hasta Guanajuato. Su entrada en operación está prevista para diciembre 2015.

Asimismo, Los Ramones abastecerá cerca de 20% de la demanda de gas natural del país, la cual se estima crecerá en los próximos 15 años en un 2.9% en promedio anual.

En el acto, el Director General de Pemex señaló que el proyecto es fundamental para garantizar la disponibilidad oportuna de gas a precios competitivos, aliviando de manera sustancial los cuellos de botella existentes. El proyecto, aseveró, se traducirá en inversión, generación de empleos, ampliación de actividades comerciales, industriales y sobretodo, competitividad.

El Director General de Pemex puntualizó que para enfrentar los nuevos retos de crecimiento de la demanda, el Gobierno de la República, a través de la Secretaría de Energía, logró coordinar esfuerzos para diseñar la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural, y responder así a las necesidades del mercado. Este tipo de proyectos es garantía que México se sumará a la revolución energética de América del Norte.

Por su parte, el Secretario de Energía resaltó que gracias a la estrategia impulsada por el Gobiernos de la República, llevamos nueve meses seguidos en el país sin la existencia de alertas críticas de desabasto.

Expresó que el Presidente de la República Mexicana nos está enseñando a luchar contra la idea que los cambios deben darse poco a poco y de manera secuencial, y que lo que ha emprendido el Ejecutivo Federal es una polinización de las reformas, un movimiento simultaneo de todos los sectores, que venzan resistencias y que nos saquen de los círculos de hierro que lastran el desenvolvimiento de las fuerzas productivas.

A su vez, el Titular de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales de México (Semarnat) afirmó que el proyecto Los Ramones contribuirá a la producción de combustibles más limpios y amigables con el medio ambiente, y destacó que Pemex cumple con toda la normatividad ambiental para el desarrollo del mismo.

En su oportunidad, el Gobernador de Nuevo León apuntó que estas obras permiten aprovechar todo el potencial energético del país, para elevar la calidad de vida de los mexicanos. Subrayó que el proyecto significará un impulso al desarrollo regional en diversos sectores productivos.

El Director General de Pemex Gas y Petroquímica Básica precisó que, de entrada, Los Ramones consumirán alrededor de 355 mil toneladas de acero, de las cuales, las primeras 55 mil serán para la construcción de los 118 kilómetros iniciales, que están a cargo de una empresa 100% mexicana.

La fase I de este proyecto estratégico unirá Camargo, en la frontera de Tamaulipas con Estados Unidos de Norteamérica, con Los Ramones, Nuevo León. Pemex ha definido la instrumentación de la Fase II en dos trayectos denominados Ramones Norte y Ramones Sur.

De manera específica, Ramones Norte abarca 441 kms, de Los Ramones a Villa Hidalgo, San Luis Potosí, con dos estaciones de compresión; a su vez, Ramones Sur comprende 287 kms de longitud, de SLP a Guanajuato, y una estación.

Al evento acudieron también los Gobernadores de Tamaulipas y de San Luis Potosí, entidades por donde pasará el gasoducto, así como el Director General de la Comisión Federal de Electricidad y el Secretario General del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/2014-023_nacional.aspx

Inician operación dos nuevos buque tanques para distribución de combustibles (Pemex)

El 31 de marzo de 2014, Petróleos Mexicanos (Pemex) dio a conocer que, como parte del Programa de Modernización de la Flota Petrolera, iniciaron operaciones dos nuevos buque tanques con doble casco que distribuirán combustibles en las costas del Golfo de México y del Pacífico.

Con estos dos buques y otras cuatro embarcaciones similares puestas en operación el año pasado, Pemex Refinación moderniza sustancialmente su flota marítima y garantiza el cumplimiento de los programas de distribución de productos petrolíferos en ambos litorales del país.

Los buques tanque llamados Kukulcán y Calakmul, de 183 metros de eslora (largo) y 32 metros de manga (ancho), tienen una capacidad de 50 mil toneladas métricas de peso muerto cada uno y serán tripulados por 26 trabajadores.

El Kukulcán recorrerá los puertos de Campeche, Coatzacoalcos, Progreso, Tuxpan, Veracruz, Tampico y Lerma, en el Golfo de México, mientras que el Calakmul iniciará

su recorrido en Salina Cruz, Oaxaca, y continuará por Acapulco, Manzanillo, Lázaro Cárdenas, Mazatlán, Topolobampo, Guaymas, La Paz y Rosarito, en el Pacífico mexicano.

Las dos embarcaciones cuentan con los más altos estándares ambientales y tecnológicos. Fueron construidas en astilleros de Corea del Sur y diseñadas de acuerdo con las necesidades específicas de Pemex Refinación.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/2014-024_nacional.aspx

Nueva infraestructura en ductos para aumentar transportación de combustibles del Golfo al Pacífico (Pemex)

El 1° de abril de 2014, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó de la nueva infraestructura en ductos para aumentar transportación de combustibles del Golfo al Pacífico. A continuación se presenta la información.

Pemex puso en marcha obras de modernización para incrementar la capacidad de transportación de gasolinas y gas desde el Golfo de México hacia el Pacífico, lo que significa ventajas competitivas por los menores costos de transportación y de producción de los petrolíferos elaborados en la refinería de Minatitlán.

En una primera etapa, el Subdirector de Distribución de Pemex Refinación puso en operación la rehabilitación del gasoducto de 12 pulgadas, de Jaltipan, Veracruz, a la refinería de Salina Cruz, Oaxaca, lo que abaratará el costo de producción de refinados al sustituir el diesel por gas, con el consiguiente impacto favorable al medio ambiente.

En esta obra se invertirán más de 2 mil millones de pesos para llevar gas natural a dicho centro de proceso, en un trayecto de poco más de 200 kilómetros de tubería rehabilitada.

La utilización del gas natural resulta más barata y menos contaminante que el diesel en los procesos de refinación. De este modo, Pemex reitera su compromiso con el uso de combustibles limpios.

Posteriormente, el Subdirector de Distribución de Pemex Refinación inauguró la estación de rebombeo Donají, Oaxaca, obra que significó una inversión de 21 millones de dólares, el cual transportará gasolina del Golfo al Pacífico, a través del poliducto de 16 pulgadas, con una longitud de 248 kilómetros, de Minatitlán a Salina Cruz.

Como parte de estos nuevos trabajos se modernizaron las turbinas de la estación de rebombeo, lo que permitirá aumentar el envío de 55 mil a 100 mil barriles de gasolina por día, lo que permitirá ahorros significativos de entre 4 y 5 dólares por barril.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/2014-025_nacional.aspx

Petróleos Mexicanos suscribe acuerdos con las empresas francesas de energía GDF y Total (Pemex)

El 11 de abril de 2014, Petróleos Mexicanos (Pemex) firmó dos memorandos de entendimiento (MOUs) con las empresas francesas de energía GDF Suez y Total con el objetivo de impulsar la colaboración tecnológica y el intercambio de experiencias en distintos rubros.

Los acuerdos fueron suscritos, en la Residencia Oficial de Los Pinos, ante la presencia de los Presidentes de México y Francia, por el Director General de Pemex. Por parte de GDF Suez lo hizo su Presidente Gérard Mestrallet, y de Total, Christophe de Margerie.

De manera específica, el MOU con GDF establece las bases para el desarrollo de proyectos de cooperación técnica enfocados a cuidar el medio ambiente y apoyar la

lucha contra el cambio climático y la sustentabilidad, a través de acciones de eficiencia energética, cogeneración, tratamiento de aguas y disminución de emisiones de gases de efecto invernadero.

Asimismo, ambas partes trabajarán de manera conjunta en proyectos integrados de infraestructura para el tratamiento y transporte de gas natural así como de plantas de licuefacción y regasificación.

A su vez, el memorándum con la petrolera Total permitirá intercambiar tecnologías en actividades relacionadas con exploración y producción, principalmente en aguas profundas, así como en seguridad industrial y salud en el trabajo. De igual modo, fomentará acciones para el desarrollo de economías locales.

Pemex y Total se comprometieron a evaluar futuras opciones de negocios en campos no convencionales como shale gas y compartir las mejores prácticas en procesos de refinación, recuperación de azufre, combustibles limpios y reconfiguración de procesos industriales. También acordaron intercambiar conocimiento y experiencias entre las universidades de Pemex y Total.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/2014-030_nacional.aspx

**Petróleos Mexicanos emite bono por
1 mil millones de euros (Pemex)**

El 9 de abril de 2014, como parte de su programa de financiamientos autorizado para 2014, Petróleos Mexicanos (Pemex) realizó una colocación de deuda en los mercados internacionales por un monto total de un mil millones de euros con un plazo de 12 años y un cupón de 3.75%. La demanda total recibida alcanzó seis veces el monto emitido, siendo ésta la mayor demanda en una emisión de euros realizada por Pemex.

La emisión de Pemex en este mercado permite diversificar la base de inversionistas y hacer más eficiente el costo de financiamiento como parte de la estrategia de colocaciones de la compañía.

Entre los principales inversionistas que participaron en la colocación se encuentran fondos de pensiones, aseguradoras, administradores de portafolios e instituciones financieras principalmente en Europa y Asia. Los agentes colocadores fueron Barclays, HSBC y Morgan Stanley.

Los recursos provenientes de esta emisión se utilizarán para financiar el programa de inversión y operaciones de refinanciamiento.

Esta transacción representa la segunda emisión de Pemex en 2014 en los mercados internacionales, habiendo emitido ya en dólares y en pesos, demostrando la habilidad de fondearse en distintas monedas y mercados.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/2014-027_nacional.aspx

Reforma energética trunca, si no incluye bioetanol como componente de las gasolinas (Cámara de Diputados)

El 23 de marzo de 2014, la Cámara de Diputados informó que los diputados federales ratificaron su compromiso para impulsar la instrumentación de un programa de introducción de bioetanol y biodiesel en “la matriz energética de México”, por ser estratégico en el marco de la reforma constitucional para diversificar las fuentes renovables de energía y fortalecer al campo.

Durante una reunión de la Comisión Intersecretarial para el Desarrollo de los Bioenergéticos, el Presidente de la Comisión Especial de Energías Renovables apuntó que “México no puede llegar tarde al uso de las opciones energéticas verdes”.

Consideró que las leyes secundarias de la reforma energética “quedarían mochas” de no incluirse las energías renovables como el bioetanol y biodiesel, alternativas viables para garantizar la generación de combustibles limpios, preservar el medio ambiente y ofrecer opciones de empleo a los campesinos mexicanos para aprovechar los recursos que producen.

El Coordinador de la Comisión Intersecretarial, integrada por legisladores de todos los grupos parlamentarios y por representantes de las secretarías de Energía, Agricultura y Economía y de organizaciones campesinas, sostuvo que existen miles de hectáreas ociosas en el país en espera de cultivos rentables que saquen de la pobreza y la marginación a los productores nacionales.

Destacó que la LXII Legislatura “no puede dilapidar la oportunidad histórica, en el marco de la reforma energética, de incorporar los bioenergéticos a la matriz nacional de combustibles. Este mismo año las gasolinas en el país deben tener como componente el bioetanol, con biomasa producida por mexicanos”, dijo.

México, afirmó, es una potencia en la producción de caña de azúcar, a partir de la cual puede obtenerse este componente, por lo que pidió a sus homólogos tener una visión de futuro para establecer este programa. “Los diputados, sin excepción, coinciden en impulsarlo en beneficio del país”, aseguró.

La diputada Yazmin de los Ángeles Copete Zapot del Partido de la Revolución Democrática (PRD) urgió a dar opciones reales a los cañeros mexicanos que enfrentan una severa crisis provocada por la sobreproducción y la caída de los precios internacionales. Destacó la importancia de emigrar a la utilización de combustibles ecológicos. “Es una necesidad por los altos índices de contaminación ambiental y para los campesinos significaría una opción productiva rentable”, indicó.

El diputado del Partido Revolucionario Institucional (PRI), Juan Manuel Rocha Piedra, señaló que se requiere abrir un mercado para el bioetanol, y propuso que los gobiernos de los tres niveles diseñen un programa para que el transporte público de las ciudades y municipios utilicen esta gasolina y se garantice la demanda.

Por el PRD, el diputado Javier Orihuela García aseveró que México requiere un “nuevo paradigma energético”, a partir del uso de productos del campo como la caña de azúcar, el nopal, la higuera o la remolacha, con lo que se resolverían problemas económicos y sociales de los campesinos.

Pidió el apoyo técnico de las dependencias federales para diseñar en las leyes secundarias energéticas el uso de combustibles ecológicos.

El diputado Carlos de Jesús Alejandro (PRD) coincidió en la urgencia de sustituir los componentes químicos usados en las gasolinas, ya que abriría, dijo, una opción productiva real para los pueblos indígenas del país, a la vez que se contribuiría a mitigar los efectos del cambio climático.

Al participar, el diputado J. Pilar Moreno Montoya (PRI) propuso diseñar una propuesta integral sería que aliente el uso de energéticos limpios. Opinó que combatir la pobreza sólo se logrará mediante el aumento de la productividad del campo mexicano, y el uso del bioetanol es una opción para alcanzar esa meta.

Solicitó a las secretarías de Energía, de Agricultura y de Economía, así como a Pemex y a las organizaciones campesinas, dotar a los legisladores de toda la información técnica para construir en el marco secundario de la reforma energética, la inclusión de los combustibles renovables.

La legisladora del Partido Verde Ecologista de México (PVEM), Rosa Elba Pérez Hernández, aseguró que hay una larga lista de jóvenes emprendedores universitarios

que desarrollan proyectos energéticos nuevos, factibles de aplicarse en el país, pero que carecen de apoyos y de credibilidad. Llamó a revalorizarlos a fin de establecer fuentes alternativas de combustibles.

También del PRI, la diputada María Angélica Magaña Zepeda demandó que los proyectos no se queden en el escritorio y se aterrizen en la práctica en beneficio de los campesinos, del empleo y del medio ambiente.

El representante de la Confederación Nacional Campesina (CNC) aseguró que existen medio millón de hectáreas susceptibles de reconvertirlas de inmediato para producir bioenergéticos, sin dañar la prioridad que implica obtener alimentos.

Resaltó la necesidad de establecer la obligatoriedad de sumar a los campesinos en la nueva matriz energética renovable, para trabajar en coordinación con los demás sectores. Solicitó una fórmula sana de precios competitivos que detone inversiones a largo plazo.

El representante de la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA), y asesor de la Dirección de Fibras Naturales y Biocombustibles, aseguró que se tienen proyectos específicos para desarrollar el etanol, pero advirtió que mientras no haya un mercado asegurado no se avanzará en los proyectos.

Comentó que no desestiman la intención de los cañeros de participar en la producción de este combustible, así como utilizar subproductos y desperdicios de todos los granos. Garantizó la disposición de la SAGARPA para trabajar conjuntamente con los legisladores.

El Director General Adjunto de Bioenergéticos de la Secretaría de Energía (SENER) afirmó que incluir el bioetanol en las gasolinas es un tema prioritario para la

dependencia federal. Expresó que se busca hacerlo exitoso, por lo que se trabaja en un esquema viable para lograrlo.

Por parte de la Secretaría de Economía, el Director de Enlace con la Cámara de Diputados manifestó la disposición de contribuir con los diputados para lograr instrumentar este programa en beneficio de los campesinos, consumidores y del medio ambiente.

El representante del Centro de Estudios para el Desarrollo Rural Sustentable y la Soberanía Alimentaria (CEDRSSA) de la Cámara de Diputados manifestó la disposición de apoyar a los legisladores para identificar el uso de otros insumos como el sorgo dulce y la remolacha para producir etanol y forme así, parte de la matriz energética de México.

Fuente de información:

<http://www5.diputados.gob.mx/index.php/esl/Comunicacion/Boletines/2014/Marzo/23/3242-Reforma-energetica-trunca-si-no-incluye-el-bioetanol-como-componente-de-las-gasolinas-Sener-lo-considera-prioritario>

Reforma energética: ¿revolución en marcha? (Forbes)

El 31 de marzo de 2014, la edición online de la revista de negocios Forbes México publicó el artículo “Reforma energética: ¿revolución en marcha?”, en el que se afirma que la reforma energética podría atraer 200 nuevas empresas de diferentes tamaños, que al mismo tiempo podrían asociarse para atraer tecnología y capital, pero que todo dependería de los alcances de las leyes secundarias.

En la víspera de 2014, fue promulgada la reforma energética, que podría atraer a 200 nuevas empresas, nacionales y extranjeras para explotar, al menos, 350 campos petroleros. A partir de entonces, empezaron a surgir las estimaciones en torno del tesoro que México tendría debajo de su propia superficie.

El Centro de Estudios Económicos del Sector Privado (CEESP) ubicó la llegada de inversiones entre 50 mil y 70 mil millones de dólares (mdd) anuales. JP Morgan, más conservador, estimó 10 mil mdd anuales. Petróleos Mexicanos (Pemex), en tanto, sostiene que se requieren 60 mil mdd anuales adicionales a los 20 mil mdd que invertirá este año para desarrollar al máximo el potencial de exploración y producción. Según el gobierno mexicano, la reforma podría generar 2.5 millones de puestos de trabajo en 10 años y BBVA Research calculó que el Producto Interno Bruto (PIB) se incrementaría entre 1 y 1.5 por ciento.

El socio global de Petróleo y Gas de Ernst & Young, en Gran Bretaña, dice que la reforma energética impulsará, tan sólo en Exploración y Producción, 30 mil mdd anuales.

Tanto optimismo se basa en que la reforma no sólo permite acuerdos de reparto de utilidades, sino la concesión de licencias, contratos de servicios y acuerdos de producción compartida. Pero el factor que podría determinar su éxito está por ocurrir, en el Congreso, cuando se discutan los términos de las leyes secundarias.

Las empresas privadas, nacionales y extranjeras, tendrán acceso a una riqueza en reservas de hidrocarburos que equivalen, al menos, a unos tres billones de dólares.

Entonces, lo alto que vuelen las empresas nacionales para aprovechar este potencial está en manos del gobierno, y así tengan las condiciones para obtener tecnología, financiamiento y contratos.

“En los últimos dos sexenios, las empresas internacionales que trabajaron para Pemex ejecutaron contratos por 200 mil mdd en proyectos para extraer crudo; con la reforma energética, multiplicarán sus ganancias por un factor de cinco”, dice un socio de Deloitte México.

De acuerdo con datos de la Secretaría de Energía, con la implementación de la reforma energética, la producción de petróleo podría incrementarse 60%; es decir, en casi 1.5 millones de barriles de crudo diarios adicionales para 2025.

El objeto del deseo

Hace más de 50 años, el prometedor destino petrolero se encontraba en uno de los puntos de la península escandinava: Noruega, que ofrecía estabilidad económica y legal. Ahora, dispone del mejor talento para desarrollar sus reservas y registra a cerca de 40 petroleras precalificadas para participar en las rondas de licitaciones.

México necesita, como Noruega, atraer empresas internacionales que permitan a Pemex y otras compañías nacionales tener acceso a tecnología avanzada en sociedad, sobre todo para explotar campos en aguas profundas donde, se estima, existe la mayor riqueza de crudo. De 450 campos descubiertos, Pemex ha enfocado su mayor inversión en los 60 campos más grandes. Eso significa que existen más de 350 campos que podrían ser explotados por otras empresas.

Al menos por el resto de la década, Pemex se mantendrá como la empresa dominante en el sector petrolero mexicano, asegura el socio de Marcos y Asociados Infraestructura y Energía. “Sin embargo, en exploración y campos maduros, desde ahora pueden participar empresas mexicanas asociadas con compañías internacionales que aporten recursos, tecnología y operación de avanzada”.

Mientras eso no ocurra, el mayor potencial para las empresas nacionales está en la proveeduría. En el corto plazo, las oportunidades se centrarán en ofrecer servicios para la construcción de plataformas, renta de equipos, servicios submarinos, tendido de ductos, estudios geofísicos, proyectos sísmicos y una amplia gama de trabajos especializados.

En aguas someras y profundas, además de Pemex, las principales interesadas serán las empresas petroleras que ya operan en el lado estadounidense del Golfo de México, como BP, Shell, Exxon, Chevron, Petrobras, Statoil, entre otras.

¿De dónde podrían salir los primeros grandes empresarios mexicanos del sector energético? De empresas como Demar, MPG/ISA, Grupo México, Altos Hornos, ICA, Carso Energy.

Para el gerente de Planeación y Desarrollo de Negocios de Diavaz, empresa especializada en el sector de servicios petroleros, el Talón de Aquiles de las compañías mexicanas puede ser el acceso a financiamiento. “No es lo mismo una empresa estadounidense que llega con las alforjas llenas de dinero, que una mexicana que tiene que buscarlo”.

Una de las pocas opciones especializadas en el sector energético que existen es el Banco Interacciones, cuyos directivos ya se frotan las manos ante lo que se aproxima. Este año, tiene en la cartera para su evaluación 48 proyectos de infraestructura, de los que 22 son del sector energético.

“Con las leyes secundarias claras podrían sumarse 17 proyectos más. Así, la derrama de recursos para financiamiento pasaría de 13 mil (mdp) este año a 18 mil mdp”, dice el director general de Interacciones.

Sin embargo, se necesitarán cifras mucho más altas que esa.

Sociedades, inevitables

No sólo el capital humano y el financiamiento jugarán un papel estratégico en el surgimiento de nuevos empresarios petroleros o en el crecimiento de las compañías ya existentes. La principal tarea será diseñar una reglamentación moderna, así como una

estrategia de incorporación para las pequeñas y medianas empresas nacionales y una dinámica de inserción a los clústeres energéticos de universidades y centros de investigación.

Los campos ubicados en el Golfo de México son la prioridad para Pemex en la ronda cero (la primera asignación que se dará a Pemex para que elija los campos en los que desea trabajar con base en su capacidad de operar), ya que contienen los proyectos de aguas profundas con mayor potencial de producción de crudo ligero (o aceite) y gas. La paraestatal ya presentó la solicitud ante la Comisión Nacional de Hidrocarburos para conservar 300, de los 449 campos que explota actualmente.

Según el socio de Deloitte México, las principales condiciones que deben prevalecer para que los inversionistas se sientan atraídos son: garantizar un contenido nacional, que fomente la participación y desarrollo de las empresas locales, pero sin ahuyentar al capital extranjero en energía. Si se le deja poca rentabilidad a la iniciativa privada, veremos pocos interesados, vaticina el socio.

Al respecto, una profesora investigadora del Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE) mira en la proveeduría y prestación de servicios (nichos en los que actualmente operan unas 150 empresas) el surgimiento de nuevos empresarios mexicanos.

Pero, ninguno, por el momento, podría pensar en convertirse en el Carlos Slim de la industria petrolera. “Es difícil crear una nueva empresa de cero sobre todo en la industria petrolera. Pero sí pueden transformar su posición, hay conglomerados mexicanos fuertes como Alfa, Diavaz o Grupo R, que si se asocian con empresas que tengan tecnologías de punta pueden ser muy exitosas”, considera el socio global de Petróleo y Gas de Ernst & Young, en Gran Bretaña.

Un caso: Alfa se adelantó en 2010, al hacer una alianza estratégica con la operadora de gas y petróleo, Pioneer Natural Resources, que es socia en Eagle Ford en Texas, el yacimiento de crudo shale más grande del mundo.

“Ninguna empresa tiene toda la tecnología o capacidad para llevar a cabo los proyectos del sector energético”, añade el socio líder de la Industria Energética y Recursos Naturales de KPMGg. La mejor forma, agrega, es aprovechar la experiencia de las compañías texanas.

En Noruega, la fórmula que funcionó para detonar el surgimiento de empresas petroleras fue la cooperación entre las compañías extranjeras y la manufactura nacional. Un esfuerzo coordinado por el gobierno. Hoy, los políticos mexicanos tienen la palabra.

Fuente de información:

<http://www.forbes.com.mx/sites/reforma-energetica-revolucion-en-marcha/>

Con la geotermoeléctrica Los Azufres III, Fase I, la CFE refrenda su compromiso de generar energía con fuentes renovables (CFE)

El 2 de abril de 2014, el Director General de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) realizó una visita de supervisión a las obras de la central geotermoeléctrica Los Azufres III, Fase I; ahí constató los avances de este proyecto que aportará 50 megawatts (MW) de energía limpia al Sistema Eléctrico Nacional.

Este proyecto forma parte de los compromisos de CFE dentro del programa del Presidente de la República “Por Michoacán, juntos podemos lograrlo”, que promueve el desarrollo integral del estado.

El Director General de la CFE aseveró que con esta obra, la CFE refrenda su compromiso de impulsar proyectos de energía renovable, en el contexto de la Reforma Energética.

En su visita recorrió las obras del proyecto geotérmico Los Azufres III Fase I, que actualmente registra un avance de 84% en su construcción y representa una inversión de 69.8 millones de dólares.

Dicha central geotérmica entrará en operación comercial a principios de 2015 y durante su desarrollo se crearán hasta 500 empleos temporales que beneficiarán directamente a los habitantes de la región.

El funcionario de la CFE subrayó que el activo más importante de la CFE es su capital humano, por lo que exhortó a sus trabajadores a establecer un compromiso individual y colectivo para que sea la empresa de energía más importante de México. Asimismo, agradeció el apoyo del SUTERM y de su dirigente.

En su visita al Campo Geotérmico Los Azufres, el titular de la CFE estuvo acompañado por el Director de Operación, el Director de Proyectos de Inversión Financiada, el Coordinador de Relaciones Institucionales y el Gerente de Proyectos Geotermoeléctricos.

Fuente de información:

<http://saladeprensa.cfe.gob.mx/boletines/show/8099/>

La Reforma energética busca que México genere Electricidad más limpia y más barata (CFE)

El 26 de marzo de 2014, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) informó que al inaugurar la Central Fotovoltaica Aura Solar I, la más grande de América Latina en su tipo, el Presidente de México manifestó que la Reforma Energética busca que México

tenga una mayor capacidad de generación de energía eléctrica, que sea más limpia y más barata para que el país sea más competitivo.

Puntualizó que México quiere generar energía más limpia y barata para beneficio de los usuarios domésticos, de servicios, industriales y para todos los que generan empleos en el país.

Aseveró que la Central Aura Solar I duplica la capacidad fotovoltaica que tenía México; el objetivo es que para el año 2024, el 35% esta generación de energía en el país sea con fuentes renovables.

La Central Fotovoltaica Aura Solar I, tiene una capacidad instalada de 39 megawatts, y será un modelo de éxito que podría replicarse en otros lugares del país, destacó.

Por su parte, el Director General de la Comisión Federal de Electricidad indicó que la Reforma Energética impulsada por el Presidente de la Republica brinda una gran oportunidad para desarrollar la generación de electricidad con energías renovables, que beneficien el medio ambiente y tengan precios competitivos.

El titular de la CFE reiteró el compromiso con los habitantes del estado de Baja California Sur de continuar promoviendo la generación de electricidad con energía solar. Asimismo, anunció que se llevarán a cabo proyectos para utilizar, en el futuro, gas natural en lugar de combustóleo para generar electricidad, toda vez que el gas natural es más económico y amigable al medio ambiente que el combustóleo.

La planta de generación solar fotovoltaica Aura Solar I, inaugurada por el Presidente de la República, cuenta con 132 mil módulos solares, con capacidad de generación equivalente al consumo de 95 mil familias en La Paz, Baja California Sur. En el evento estuvo presente el Secretario de Energía y Presidente de la Junta de Gobierno de la CFE.

Fuente de información:

<http://saladeprensa.cfe.gob.mx/boletines/show/8098/>

México buscará modelo fiscal flexible para su nueva industria petrolera (Sentido Común)

El 3 de abril de 2014, la revista electrónica Sentido Común (SC) informó que el gobierno de México está buscando crear un marco fiscal flexible para las empresas privadas interesadas en la apertura de la industria de petróleo y de gas del país a fin de convertirlo en una opción competitiva para los inversionistas en el sector energético de América del Norte.

El gobierno, su partido y el principal partido de oposición están en conversaciones iniciales sobre un plan que complementará las históricas reformas constitucionales aprobadas en diciembre pasado.

Las iniciativas que envíe el Gobierno al Congreso, con las reglas que regularán la forma como se aplicarán los cambios, son la piedra angular de los planes del Presidente Enrique Peña Nieto para elevar el crecimiento económico y abrir la puerta para el regreso de las empresas privadas a las actividades de exploración y producción en México después de una ausencia de 75 años.

El marco fiscal es relevante ya que con él el gobierno definirá la cantidad de dinero que pagarán los inversionistas privados, nacionales o extranjeros, para tomar riesgos

exploratorios y de producción, y cuánto va a terminar en manos del Estado como el propietario original de los recursos de petróleo y gas.

Las compañías mexicanas y extranjeras están a la espera de los detalles para ver qué tan rentable será el mercado mexicano y con ello comenzar a planificar las inversiones.

Tanto el gobierno como el Partido Acción Nacional (PAN) aceptan que debe existir escala movable de regalías vinculadas al tipo de terreno donde se llevarán las actividades de exploración y explotación, al precio del petróleo y gas, y a la producción del campo por explotar, de acuerdo con dos personas que participan en las conversaciones.

Una regalía por descuento podría aplicarse para la producción de gas de esquisto, donde los márgenes de ganancia son más estrechos, mientras que ciertas regalías adicionales podrían ser aplicables si la producción o los precios superan ciertos límites, dijeron las personas. La cantidad exacta de las regalías sólo se conocerá una vez que el contrato ha sido diseñado.

Los detalles finales aún no son claros. El PAN quiere que las regalías se establezcan libremente en subastas abiertas y televisadas, donde la oferta más alta gana, mientras que el gobierno favorece el establecimiento de un nivel mínimo para esos pagos.

Las negociaciones podrían acelerarse en los próximos días, dijeron analistas.

Bajo el plan gubernamental, las actividades privadas en la industria pagarían la tasa estándar del Impuesto Sobre la Renta de 30%, y un impuesto especial sobre la producción de petróleo y gas también podría cobrarse, dijeron las personas.

Los impuestos serían transferidos a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), mientras que las regalías se canalizarían hacia un nuevo fondo petrolero

administrado por el banco central y utilizado para la inversión a largo plazo en pensiones laborales, infraestructura, y ciencia y tecnología.

Ese modelo fiscal pondría a México en una situación similar a la de otros países productores de petróleo, que utilizan una mezcla de impuestos y regalías, de acuerdo con analistas.

Los negociadores han estudiado de cerca el régimen tributario de Colombia, dado el éxito que ha tenido su apertura petrolera en los últimos años, mientras que la gestión que ha hecho Noruega de la riqueza generada por el petróleo ha sido una inspiración.

Los negociadores han dicho que quieren evitar el tipo de errores que ha cometido Brasil, como la imposición de un marco rígido y complejo que desalienta la participación privada en los proyectos.

“Un marco fiscal flexible es fundamental para México si quiere ser una opción competitiva en comparación con Estados Unidos de Norteamérica y otros vecinos de la región”, dijo Antonio Juárez, un consultor de energía y un ex alto funcionario de la Secretaría de Energía. “El menú para las empresas privadas tiene que ser atractivo, particularmente para proyectos de gas y petróleo en aguas profundas”.

Ambas partes en las negociaciones también parecen favorecer mantener flexibilidad en cuanto al contenido mínimo nacional que el gobierno exigirá a la industria, de acuerdo con los negociadores.

Para empezar, el contenido nacional podría ir desde cero en algunos campos de aguas profundas donde la industria mexicana no tiene experiencia, hasta 100% en algunos bloques de petróleo en tierra que se han perforado aquí durante décadas, dijeron las personas.

Los cambios constitucionales requieren un mínimo de contenido nacional, pero dejó abierto el nivel preciso.

Los negociadores dijeron que la llamada legislación secundaria podría discutirse en el Congreso en las próximas semanas si se logra alcanzara un acuerdo final. Eso podría suceder antes de que la sesión ordinaria del Congreso termine a finales de abril, o en una sesión extraordinaria después de esa fecha.

Las posibilidades de que se alcance consenso en esas iniciativas secundarias parecen buenas.

El partido de Peña Nieto tiene casi la mayoría en ambas cámaras del Congreso y el PAN apoya la legislación, siempre y cuando las leyes secundarias se mantengan fieles a los cambios constitucionales.

El PAN ha condicionado su apoyo a la aprobación de un proyecto político para aumentar la rendición de cuentas y las elecciones justas en México.

Pero las dos partes todavía tienen algunas asperezas que limar para llegar a un acuerdo final.

El gobierno, por ejemplo, quiere que la empresa petrolera estatal, Petróleos Mexicanos, hasta ahora un monopolio, pueda licitar directamente contratos para compartir con empresas privadas los proyectos que hoy ya opera, o que podrá operar en el futuro; mientras que el PAN insiste en que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se haga cargo de ello.

También hay desacuerdos sobre la manera en que Pemex debe nombrar a consejeros independientes.

Bajo el nuevo modelo energético de México, las empresas privadas podrán compartir las utilidades y los riesgos con el Estado mexicano en virtud de varios tipos de contratos, incluyendo la posibilidad de compartir la producción generada o incluso otorgando licencias para que las empresas privadas se encarguen de la exploración y explotación tras adquirir esa licencia.

Pemex también será capaz de utilizar esos nuevos contratos en los campos que gane bajo subasta.

Las compañías petroleras privadas están ansiosas para entrar al mercado mexicano, de acuerdo con un ejecutivo de alto nivel de una empresa de petrolera estadounidense, quien pidió no ser identificado porque no está autorizado a hablar sobre el tema.

Las principales empresas petroleras podrían estar interesadas principalmente en la perforación en aguas profundas, donde tienen experiencia en todo el mundo. Por su parte, compañías de gas de tamaño mediano, con sede en Texas, están ya preparándose para entrar al mercado mexicano dado que los dos países comparten la gigantesca formación de gas de esquisto, llamada Eagle Ford, de acuerdo con analistas de la industria.

Las reformas constitucionales aprobadas en diciembre pasado, modificaron los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, que conformaban el núcleo jurídico del nacionalismo petrolero de México. Su cambio fue un hito para México y una gran victoria política para la agenda de reformas económicas del Presidente Peña Nieto, a fin de aumentar la competencia y productividad del país. —ya sea en energía, en materia laboral, en educación, en telecomunicaciones o en materia político-electoral—.

El PAN no sólo apoyó los cambios propuestos por Peña Nieto sino que incluso impulsó y forzó al presidente a una reforma más agresiva.

Los cambios constitucionales pusieron fin al monopolio legal de Pemex en exploración y producción de petróleo y gas a fin de atraer de nuevo a las principales empresas privadas para campos petroleros mexicanos, algo que no ocurre desde que el ex Presidente Lázaro Cárdenas nacionalizó la industria en 1938.

Fuente de información:

<http://www.sentidocomun.com.mx/articulo.phtml?id=9731>

Una Europa más verde (FMI)

El 24 de marzo de 2014, el Fondo Monetario Internacional (FMI) publicó en su revista de *Finanzas & Desarrollo* (F&D) la nota “Una Europa más verde”. A continuación se presenta la información.

En una fría y oscura tarde en el Reino Unido, en enero de 2013, una tormenta llegó desde el Mar del Norte. Los molinos eólicos giraban cada vez con mayor intensidad, produciendo así cada vez más energía, y de repente se detuvieron cuando la velocidad del viento alcanzó el nivel en el que los sistemas de seguridad detienen la producción. A raíz de ello, la producción de energía pasó del nivel máximo teórico a cero en el lapso de unas horas.

Sin embargo, nadie lo percibió. No se publicaron titulares en los diarios acerca de un apagón en Londres. El sistema respondió tal como había sido diseñado, primero, mediante la reducción de la producción de energía a partir del gas, para luego aumentarla rápidamente.

Este traspaso fluido de fuentes de energía trajo consigo algo más que la continuidad del suministro de electricidad: permitió vislumbrar de qué manera las autoridades prevén el futuro de Europa, con una producción de energía con niveles más bajos de emisión de carbono.

Se trata de un futuro lleno de promesas, pero también plagado de baches, puesto que el continente procura reducir, para 2050, sus emisiones de carbono a un nivel 80 o 95% inferior al registrado en 1990. Ello supone que un 80% o más de la energía producida en la Unión Europea (UE) deberá provenir de fuentes de energía eólica, solar y de otras fuentes que no emitan carbono. Según un objetivo intermedio para 2030, propuesto en enero de 2014, las emisiones de carbono se reducirían en un 40% en relación con el nivel registrado en 1990.

Obstáculos para lograr una transformación ecológica

Los objetivos son ambiciosos, y su consecución no estará exenta de dificultades. En comparación con Estados Unidos de Norteamérica y con China, Europa ya ha adoptado un criterio de bajos niveles de emisión de carbono, lo que excluye la adopción de soluciones fáciles para reducir las emisiones de carbono.

En Estados Unidos de Norteamérica, el carbón representa más del 40% de la producción de energía, y en China, más del 75%. La mera sustitución, en ambos países, del carbón por gas traería aparejada una reducción sustancial de las emisiones de carbono (si bien China sigue aumentando mucho más su producción de energía mediante el uso de carbón que mediante el uso de otras fuentes).

Sin embargo, en Europa el carbón representa solo un 28% de la generación de energía eléctrica, mientras que el 38% proviene de la energía nuclear e hidráulica, las cuales no emiten carbono. Por consiguiente, la sustitución del gas no contribuirá mucho a reducir las emisiones de carbono. Incluso si toda la producción de energía mediante el uso de

carbón de Europa se reemplazase por gas, el sector de la energía eléctrica aún seguiría emitiendo más del doble del nivel de dióxido de carbono que el nivel de emisión que la UE se fijó como objetivo.

Esto supone que los ambiciosos objetivos de reducción de emisiones pueden lograrse solo con la implantación generalizada de fuentes de energía que emitan bajas emisiones de carbono. Y habrá que hacerlo al mismo tiempo que Europa reemplaza la capacidad nuclear instalada durante las décadas de 1960 y 1970. Ante esta problemática que Europa enfrenta de cara al futuro, gran parte de las inversiones necesarias para lograr reducir las emisiones de carbono habrán de realizarse en la esfera de las fuentes renovables, como por ejemplo, la energía eólica y la energía solar, cuyo desarrollo está subvencionado por los gobiernos europeos.

Sin embargo, algunos días el sol no sale, y otros el viento no sopla. A veces, tal como sucedió en Inglaterra en 2013, el viento sopla con demasiada intensidad. Los hechos geográficos básicos no van a cambiar. Así, en este contexto, el gas desempeñará una importante función: para ayudar a mantener el funcionamiento seguro y rentable de la red eléctrica europea, que depende cada vez más de los recursos renovables, Europa debe formular políticas para profundizar la integración de los mercados de energía eléctrica, el funcionamiento de sus redes y su reglamentación. De este modo, tal como lo sugiere el incidente de Londres, el sistema eléctrico dependerá de un uso razonable del gas natural para mantener el flujo de corriente eléctrica cuando las fuentes renovables no den abasto.

Acumulación de conocimientos técnicos

En la última década, se ha producido una impresionante acumulación de conocimientos técnicos sobre las redes eléctricas que funcionan con elevados porcentajes de energía renovable. Algunos países europeos ahora cuentan con niveles de producción de energía eólica y solar varias veces superiores a los previstos inicialmente. Podría decirse

que esta mejora del conocimiento es por lo menos tan importante como el progreso tecnológico alcanzado en la producción de energía eólica y solar.

Así pues, para la consecución de tales ambiciosos objetivos, las autoridades deberán lograr las siguientes metas:

Conformar un mercado único de energía en la UE. Si bien las declaraciones en apoyo a la creación de un mercado único figuran en papel, muchos países aún procuran lograr la autosuficiencia energética, que va en contra de la evolución de un mercado unificado que permitiría que la electricidad solar producida en Alemania alimentase los calentadores eléctricos en París, tal como ocurrió durante una ola de frío en 2012.

Crear un mercado racional para el gas natural. El gas debe constituirse en el combustible de reserva al que los servicios públicos puedan recurrir para la producción de energía cuando las fuentes renovables funcionen de forma inestable. Aun en las hipótesis más optimistas, las centrales eléctricas convencionales seguirán siendo fundamentales para garantizar el suministro de energía eléctrica durante las próximas décadas.

Las modernas turbinas de gas pueden producir, partiendo de cero, hasta 1 millón de caballos de fuerza, en el lapso de una hora, y regresar a estado de reposo, de ser necesario, con una eficiencia sorprendente. Una sola planta puede proporcionar una fuente flexible de respaldo para 600 turbinas eólicas de gran tamaño. La Agencia Internacional de Energía estima que, en la UE, en el marco de un sistema de energía sin emisiones de carbono, la capacidad sustancial de gas de la región solo se pondrá en funcionamiento, en promedio, tres horas y media por día para compensar las caídas de energía solar o eólica o las variaciones meteorológicas. A veces, las turbinas de gas quedarán en estado de reposo durante varios días, a veces tendrán que ponerse en marcha de cero hasta alcanzar su máxima potencia, para luego volver a cero, ello varias veces al día. Sin embargo, así no es cómo funcionan las plantas de producción de

energía mediante el uso de gas, en un sistema dominado por energía convencional. En Europa, la recesión que afecta a la zona del euro redujo la demanda de energía y aceleró la transición a unos niveles de utilización de energía bajos y variables, pero la estructura del mercado de energía eléctrica no se actualizó, lo que trajo consigo preocupaciones por las inversiones estancadas. Europa debe replantearse el diseño de los mercados de energía eléctrica y construir una infraestructura flexible de suministro de gas que permita adaptarse a las rápidas fluctuaciones de la demanda y contar con la capacidad de almacenar y suministrar gas de forma casi instantánea. Asimismo, debe disponer de mercados líquidos de suministro inmediato eficientes. También necesita contar con nuevas redes de transmisión y fuentes seguras para un combustible que es costoso, al tiempo que debe desarrollar fuentes de energía, si lo único que puede garantizar a los productores de gas es una demanda variable que depende de las fluctuaciones de la producción de energía solar y eólica.

Optimizar la eficacia en función de los costos de las fuentes renovables. El desarrollo de fuentes renovables de energía está subvencionado por los gobiernos europeos sobre la base de la premisa de que se trata de industrias incipientes que precisan ayuda para que puedan alcanzar las economías de escala de sus competidores. Sin embargo, en algunos casos, las subvenciones excesivas han provocado burbujas de inversión, como por ejemplo, en el sector de los paneles solares. En otros casos, las políticas energéticas no tomaron plenamente en cuenta las condiciones geográficas ni la evolución de la tecnología. Habida cuenta de que las subvenciones a las fuentes de energías renovables varían según el país y tipo de tecnología, existen más de 3.000 precios subsidiados para el mismo producto básico, lo que distorsiona la inversión.

Revisión de la estructura de los mercados de producción de energía eléctrica. En algunos países europeos se registran niveles de producción de energía eólica y solar varias veces superiores a los previstos inicialmente, y los costos de la tecnología han disminuido, lo cual es positivo. Sin embargo, cabe señalar que no existen soluciones

mágicas para lidiar con la volatilidad de la producción de energía. Durante un siglo, el sector de la energía eléctrica se estructuró desde el punto de vista de la oferta: los consumidores usan la cantidad de energía que quieren, cuando quieren y el sistema satisface la demanda. La ineficiencia, incluso si se trata de un sistema de energía convencional, es algo insostenible en un sistema que se basa en energía eólica y solar.

Europa podría adoptar criterios más orientados a la demanda. En efecto, si se persuade a un millón de usuarios de que moderen un poco la temperatura de sus acondicionadores de aire, tal acción logrará el mismo resultado que la construcción de una planta de energía de reserva, que conlleva un costo de 1 mil millones de dólares. Eso fue fundamental para el funcionamiento de la red eléctrica de Japón, tras la pérdida de producción de energía nuclear. Otro enfoque consiste en facilitar la integración de los mercados de red eléctrica, mediante una comercialización más líquida del suministro inmediato de electricidad en todo el continente, con lo que se obtendría el máximo provecho del hecho de que la demanda máxima de energía varía según el país. La demanda máxima europea es de 30 gigavatios inferior a la suma de las demandas nacionales máximas en diferentes momentos. Así pues, si se tienen en cuenta los niveles de demanda máxima de Europa septentrional en invierno, y los de Europa meridional en verano, esta combinación podría traer aparejada una extraordinaria mejora de la eficiencia del sistema.

Lento avance

Sin embargo, la red europea de transmisión de energía dista mucho de estar preparada para funcionar de manera integrada y dar cabida a un mercado de bajas emisiones de carbono. Los avances han sido lentos debido a que prácticamente cada nueva línea de transmisión de energía se ve confrontada a una fuerte resistencia local. Por otra parte, dicha transmisión aún se organiza a escala nacional. La energía eléctrica debería fluir fácilmente a través de las fronteras nacionales. Si se lograra instalar una red de

transmisión mucho más sólida que uniera las diferentes regiones europeas, y los mercados integrados pudieran adaptarse a los cambios climáticos en tiempo real, la producción europea de energía eólica y solar podría a la larga cuadruplicarse, lo que supondría más de 100 mil nuevos molinos eólicos y 500 millones de paneles solares.

Este panorama futuro con bajas emisiones de carbono vendrá acompañado de precios al alza; pero en qué medida aumentarán dependerá de si Europa adopta ahora medidas para transformar su paisaje energético, mediante la aplicación de políticas que conviertan al gas natural en un combustible que garantice el suministro de energía, al tiempo que se reduzcan los costos de las energías renovables, se mejore la red de transmisión tanto de gas como de electricidad, y se supriman las trabas nacionales. Por supuesto, ello podría dilatar las medidas que deben tomarse, lo que tal vez sería la alternativa más costosa de todas.

Fuente de información:

<http://www.imf.org/external/Pubs/FT/fandd/spa/2014/03/pdf/varro.pdf>

Importaciones de gas y seguridad energética española (RIE)

El 14 de abril de 2014, el Real Instituto Elcano (RIE) publicó que en un documento sobre la acción exterior española en un escenario energético en transformación se apuntaba, poco antes del estallido de la crisis de Ucrania, que aunque España cuenta con una buena diversificación de sus suministros de gas, cuestión diferente es si esa diversificación resulta óptima desde la perspectiva de la gestión de riesgos. Por ejemplo, si sigue un patrón geográfico de importaciones alineado con el de la Unión Europea (UE) y si la distribución del mismo es adecuada. Respecto al primer punto, proveedores como Rusia son mucho más importantes para el conjunto de la UE que para España, mientras que regiones como Oriente Medio, el Norte de África, el Golfo de Guinea y América Latina presentan una mayor intensidad de importaciones por parte española que la UE como un todo. De hecho, aunque Rusia es uno de los principales

abastecedores de petróleo de España, no le exporta ni un metro cúbico de gas natural y por tanto no aparecerá en las gráficas siguientes.

IMPORTACIONES ESPAÑOLAS DE GAS

-En porcentaje-

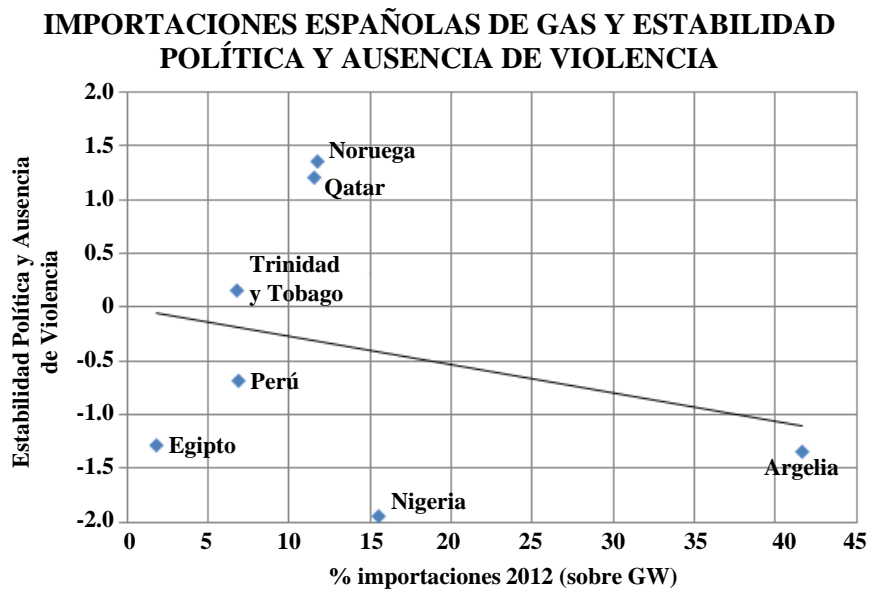


FUENTE: TVE 1.

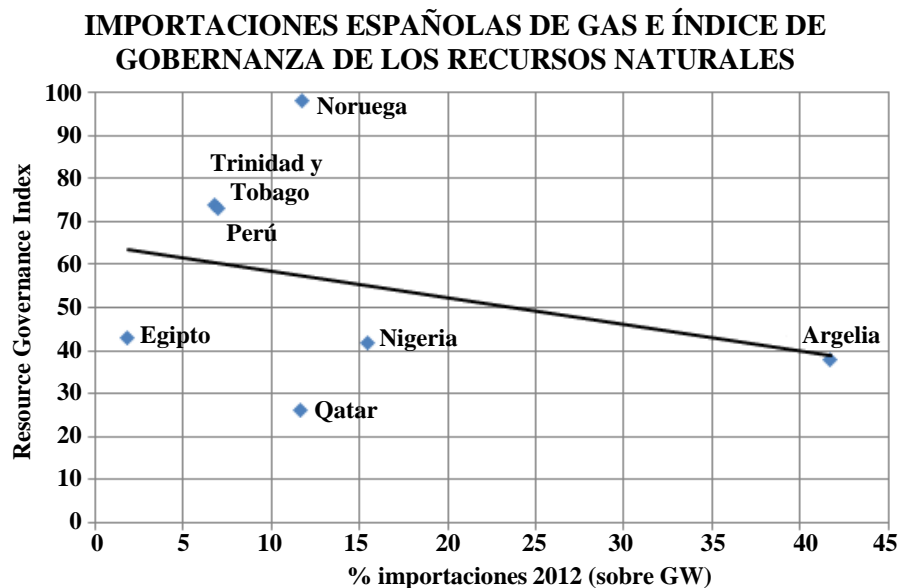
Resulta interesante profundizar en la cuestión de la distribución de riesgos de las importaciones españolas de gas, ahora que el debate europeo sobre hacia dónde debe encaminarse la diversificación de los suministros rusos parece abrir una ventana de oportunidad para que las preferencias europeas en la materia converjan hacia las de España. Las gráficas siguientes representan el porcentaje de importaciones de gas y el riesgo a corto plazo, aproximado por el indicador de estabilidad política y ausencia de violencia del Banco Mundial; y a largo plazo, aproximado por el índice de buena gobernanza de los recursos energéticos del Revenue Watch Institute.

La siguiente gráfica muestra como España tiende a importar más gas de países más inestables y violentos, un patrón compartido con los demás países consumidores. España incluso mejora su perfil de riesgo comparado, básicamente gracias a la estabilidad de Noruega, Qatar y Trinidad y Tobago. Perú se sitúa por debajo de la recta

de ajuste indicativa, pero los países que verdaderamente explican su pendiente negativa son Nigeria y Argelia, que suponen más del 60% de las importaciones españolas de gas. Pasando al largo plazo, el nivel de conflicto esperado puede proyectarse a partir del grado de buen gobierno de los recursos energéticos, que hasta cierto punto condiciona el grado de conflicto futuro. La segunda gráfica muestra como la situación es similar a la anterior con una única excepción: Perú intercambia su posición con Qatar, pasando aquél a situarse por encima de la recta de ajuste y éste por debajo.



FUENTE: CORES y Banco Mundial, Governance Indicators 2012.



FUENTE: CORES y Revenue Watch Institute, Resource Governance Index 2012.

El mensaje es bastante explícito en lo que respecta al gas. Primero, América Latina mejora la distribución de riesgos (aunque a un mayor costo de los suministros) y la aparición de nuevos productores de gas como Brasil puede hacerlo aún más. Segundo, España necesita trabajar en mejorar la estabilidad política y el buen gobierno de los recursos energéticos en el Norte de África (empezando por Argelia y siguiendo por Libia y Egipto) y el Golfo de Guinea. Cualquier estrategia en favor del papel de España como vía de diversificación para los suministros europeos de gas debería abordar en paralelo estas cuestiones. En todo caso, las demás alternativas para Europa (el Caspio, Irán o Irak), con la posible excepción de los nuevos recursos de gas del Mediterráneo oriental, no mejorarían el perfil de riesgo de los aprovisionamientos europeos en términos de estabilidad política y ausencia de violencia y buena gobernanza energética, sino en algunos casos más bien lo contrario.

Fuente de información:

<http://www.blog.rielcano.org/importaciones-de-gas-y-seguridad-energetica-espanola/>

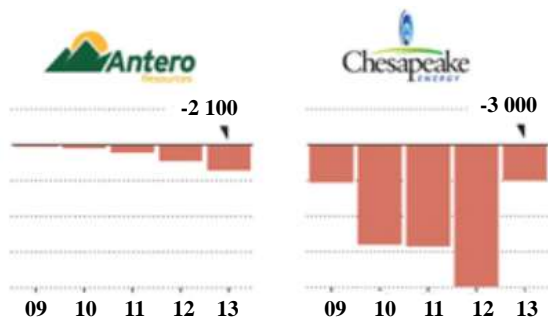
La energía de esquisto en Estados Unidos de Norteamérica pasa de la adolescencia a la adultez (WSJ)

El 22 de abril de 2014, el periódico *The Wall Street Journal* (WSJ) publicó la nota “La energía de esquisto en Estados Unidos de Norteamérica pasa de la adolescencia a la adultez” a continuación se presenta la información.

LOS PRO Y LOS CONTRA

Aunque algunas empresas generan más dinero que el que gastan en su búsqueda de crudo y gas, otras no han sido tan afortunadas. El efectivo de las operaciones menos sus gastos de capital, en millones de dólares

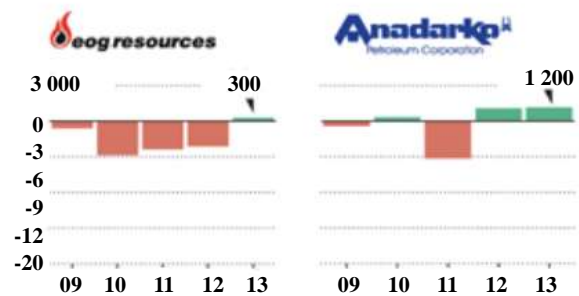
FLUJO DE CAJA NEGATIVO



Opera en los Apalaches; gasta más de lo que genera.

Líder del auge de esquisto; asumió mucha deuda.

FLUJO DE CAJA POSITIVO



Tuvo un punto de inflexión cuando hizo la transición de gas a crudo.

Recibe un impulso de la producción de crudo en África y Alaska.

FUENTE: Capital IQ.

Las compañías a la vanguardia en la fracturación hidráulica han gastado más dinero en alquilar terrenos y perforar pozos que lo que han obtenido de la venta de crudo y gas. Ahora, cuando el auge de la energía de esquisto cumple su noveno año en Estados Unidos de Norteamérica, intentan revertir esa tendencia al priorizar calidad sobre cantidad.

La era en que las empresas de energía estaban más preocupadas del crecimiento rápido que del flujo de efectivo se acabó, sentencia un analista de *Credit Suisse*. Al principio, las compañías eran dirigidas “por un grupo de adolescentes”, acota. “Ahora son adultos”.

El año pasado, las 20 empresas de exploración más grandes de Estados Unidos de Norteamérica, las que perforaron pozos pero no operaron refinerías, gastaron en conjunto unos 11 mil 500 millones de dólares más que su flujo de caja, según un análisis de *Capital IQ*. Un año antes, las empresas tuvieron un flujo de caja negativo del orden de los 29 mil 900 millones de dólares.

Muchas de estas compañías prometen revertir la situación, pero lograrlo es todo un reto.

Sólo unas cuantas, sobre todo las que tienen operaciones internacionales, tienen un flujo de caja positivo, un grupo que incluye a *Anadarko Petroleum Corp.* y *ConocoPhillips*. *EOG Resources Inc.*, una de las principales petroleras de Estados Unidos de Norteamérica y líder del boom energético, registró en 2013 un flujo de caja positivo por primera vez desde 2005.

La economía de la fracturación hidráulica ha empezado a mejorar, haciendo que generar un flujo de efectivo positivo sea una meta alcanzable para algunas empresas. La carrera por quedarse con los terrenos con las formaciones de esquisto más prometedoras se ha terminado luego de que los derechos sobre las mejores tierras han sido vendidos. Un invierno crudo en Estados Unidos de Norteamérica elevó los precios del gas natural, lo que ayudó a los productores a generar más efectivo después de varios años de precios bajos por un exceso de producción. Los costos de perforar pozos, inyectar arena, agua y químicos para extraer esquisto y liberar crudo y gas, caen a medida que las empresas ganan experiencia.

En el frente financiero, los inversionistas y accionistas activistas están ejerciendo presión para que las empresas sean más conservadoras en sus gastos. Eso se debe, en parte, a que compañías de esquisto exitosas han pasado de tener capitalizaciones de mercado diminutas a medianas y sus inversionistas exigen un crecimiento más estable.

“Nos hemos transformado en una empresa con acciones más valiosas”, reconoce el Subdirector de relaciones con los inversionistas de *Southwestern Energy Corp.*, el quinto productor de gas de Estados Unidos de Norteamérica, que tiene un valor de mercado en torno a los 15 mil millones de dólares.

“La calidad es más importante que la cantidad. No tenemos medio millón de hectáreas y no aspiramos a tenerlas”, asevera el Presidente Ejecutivo de *Rice Energy Inc.*, que perforó su primer yacimiento en 2009.

La empresa, que debutó en la bolsa en enero, tiene un valor de mercado de 3 mil 900 millones de dólares y su acción se ha disparado 44% desde la salida a bolsa. La familia Rice conserva un tercio de la propiedad. Rice tiene derechos sobre más de 36 mil 400 hectáreas en el esquisto de Marcellus, todas en dos condados de Pensilvania y uno de Ohio.

En comparación, *Chesapeake Energy Corp.* acumula derechos de perforación en casi 5.3 millones de hectáreas en ocho estados. Eso equivale 140 veces a la superficie que controla Rice, pero su valor de mercado es de 18 mil 330 millones de dólares, menos de cinco veces el de Rice.

“El verdadero atractivo para los inversionistas son las hectáreas de primera calidad”, afirma el analista de *Wells Fargo*. La reducción de costos, dice, sigue siendo un factor importante.

Un investigador del Instituto Oxford para Estudios de Energía, en Inglaterra, y ex ejecutivo de la energética noruega *Statoil AS A*, subraya que aunque la industria ha hecho una buena labor en encontrar nuevos depósitos de crudo y gas, la rentabilidad sigue siendo un problema.

“¿Quién puede, o quiere, financiar la perforación de millones de hectáreas y cientos de miles de pozos a una pérdida constante?”, pregunta. El investigador del Instituto Oxford para Estudios de Energía, prevé que la industria se enfocará en las zonas más rentables y reducirá sus proyecciones de crecimiento.

Para algunas empresas, generar flujo de caja positivo requiere ajustar costos y perforar pozos de manera más eficiente.

Range Resources Corp., una empresa que se ha expandido rápidamente, advierte que buscar el crecimiento a ciegas puede ser contraproducente.

“Si te apuras y vas demasiado rápido en este ambiente, puedes sobrecargar la infraestructura y echar a perder la economía”, afirma el Subdirector sénior.

Fuente de información:

<http://online.wsj.com/news/articles/SB10001424052702304279904579516243344902908?tesla=y&tesla=y&mg=reno64-wsj&url=http://online.wsj.com/article/SB10001424052702304279904579516243344902908.html>

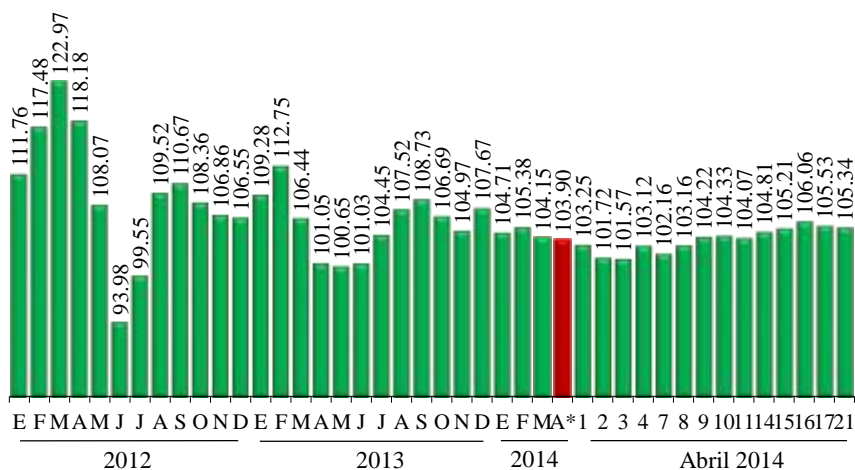
Canasta de crudos de la OPEP

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, Irak, Kuwait, Qatar y Venezuela, informó el 12 de marzo de 2014 que 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, en términos generales, se incluyeron los siguientes tipos de crudos: Saharan Blend (Argelia), Girassol (Angola), Oriente (Ecuador), Iran Heavy (República Islámica de Irán), Basra Light (Iraq), Kuwait Export (Kuwait), Es Sider (Libia), Bonny Light (Nigeria), Qatar Marine (Qatar), Arab Light (Arabia Saudita), Murban (Emiratos Arabes Unidos) y Merey (Venezuela).

Cabe destacar que el Girasol (Angola) y el Oriente (Ecuador) se incluyen en la canasta a partir de enero y de octubre de 2007, respectivamente. Además, en enero de 2009 se excluyó del precio de la canasta el crudo Minas (Indonesia); en tanto que el venezolano BCF-17 fue sustituido por el Merey.

En este sentido, al 21 de abril de 2014, la canasta de crudos de la OPEP registró una cotización promedio en el mes de 103.90 dólares por barril (d/b), cifra 0.24% inferior con relación al mes inmediato anterior (104.15 d/b), menor en 3.50% con respecto a la de diciembre pasado (107.67 d/b), y 2.82% más si se le compara con el promedio de abril de 2013 (101.05 d/b).

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



* Promedio al día 21 de abril.

FUENTE: OPEP.

Fuente de información:

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