
III. POLÍTICA ENERGÉTICA

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

El 25 de julio de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que durante el período de enero-junio de 2018, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 59.57 dólares por barril (d/b), lo que significó un aumento de 36.97% con relación al mismo período de 2017 (43.49 d/b).

Cabe destacar que en junio de 2018, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 64.60 d/b, cifra 2.92% mayor con respecto al mes inmediato anterior, 19.32% mayor con relación a diciembre pasado (54.14 d/b) y 56.42% mayor si se le compara con el sexto mes de 2017.

Durante los seis primeros meses de 2018, se obtuvieron ingresos por 13 mil 138 millones de dólares por concepto de exportación de petróleo crudo mexicano en sus tres tipos, cantidad que representó un aumento de 55.98% respecto al mismo período enero-junio de 2017 (8 mil 423 millones de dólares). Del tipo Maya se reportaron ingresos por 12 mil 415 millones de dólares (94.50%) y del tipo Istmo se percibió un ingreso de 722 millones de dólares (5.50%).

VALOR DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO

-Millones de dólares-

	Total	Istmo	Maya ^{a/}	Olmeca	Por región		
					América	Europa	Lejano Oriente ^{b/}
2003	16 676	255	14 113	2 308	14 622	1 495	560
2004	21 258	381	17 689	3 188	19 003	1 886	369
2005	28 329	1 570	22 513	4 246	24 856	2 969	504
2006	34 707	1 428	27 835	5 443	30 959	3 174	574
2007	37 937	1 050	32 419	4 469	33 236	3 858	843
2008	43 342	683	37 946	4 712	38 187	4 319	836
2009	25 605	327	21 833	3 445	22 436	2 400	769
2010	35 985	2 149	27 687	6 149	31 101	3 409	1 476
2011	49 380	3 849	37 398	8 133	41 745	4 888	2 747
2012	46 851	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	13 138	722	12 415	0	7 218	2 403	3 516
Enero	1 980	109	1 871	0	1 106	276	598
Febrero	2 299	172	2 128	0	1 207	549	544
Marzo	2 090	77	2 012	0	1 137	372	580
Abril	℞2 240	298	℞1 942	0	942	592	℞706
Mayo	℞2 377	66	℞2 311	0	1 285	356	℞737
Junio	2 151	0	2 151	0	1 541	259	351

^{a/} Incluye crudo Altamira y Talam.^{b/} Incluye otras regiones.

℞ Cifra revisada.

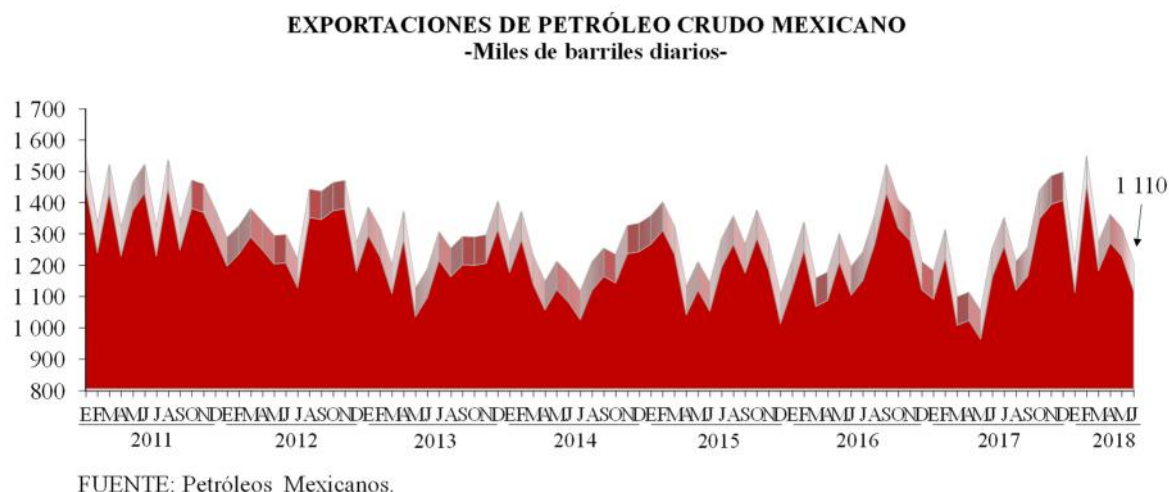
FUENTE: Pemex.

Fuente de información:http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/epreciopromedio_esp.pdfhttp://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-junio de 2018, se exportaron a los diferentes destinos un volumen promedio de 1.219 millones de barriles diarios (mb/d), cantidad 13.61% mayor a la reportada en el mismo lapso de 2017 (1.073 mb/d).

En junio de 2018, el volumen promedio de exportación fue de 1.110 mb/d, lo que significó una disminución de 9.17% respecto al mes inmediato anterior (1.222 mb/d), menor en 20.77% con relación a diciembre de 2017 (1.401 mb/d) y 4.06% inferior si se le compara con junio del año anterior (1.157 mb/d).

Los destinos de las exportaciones de petróleo crudo mexicano, durante el período enero-junio de 2018, fueron los siguientes: al Continente Americano (54.55%), a Europa (18.87%) y al Lejano Oriente (26.58%).



Fuente de información:

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

Petróleos Mexicanos incrementa sus ventas 36% al segundo trimestre de 2018 (Pemex)

El 27 de julio de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) anunció sus resultados financieros y operativos del segundo trimestre de 2018, incrementando sus ventas totales en 36% comparado con el mismo trimestre del año anterior.

En actividades de exploración y producción, durante el segundo trimestre de 2018, Pemex obtuvo información exitosa en el pozo Manik-101A, el cual forma parte del Proyecto Chalabil, ubicado en aguas someras frente a las costas de Tabasco. Se espera que este descubrimiento contribuya con un mil 300 barriles de petróleo al día y 1.3 millones de pies cúbicos diarios de gas. Al cierre del segundo trimestre se tuvieron 37 equipos de perforación, lo que representa un incremento del 37% con respecto al segundo trimestre del año pasado. La producción de crudo promedió un mil 866 miles de barriles diarios durante este trimestre.

El 7 de mayo, Pemex, a través de Pemex Exploración y Producción, firmó los 4 contratos adjudicados de la ronda 2.4 de aguas profundas (2 en consorcio y 2 en forma individual); y posteriormente, el 27 de junio firmó otros 7 contratos de la ronda 3.1 de aguas someras (6 en consorcio y uno en forma individual).

Es importante destacar que en este trimestre el aprovechamiento de gas natural se incrementó de 95.9 a 96.7% comparado con el mismo trimestre del año anterior, disminuyendo así la quema de gas, en línea con el compromiso de Pemex ante la sustentabilidad ambiental.

Por lo que respecta a Transformación Industrial, el 3 de mayo, Pemex firmó un contrato de comercialización de gasolinas y diésel con uno de sus principales clientes, el cual cuenta con más de 200 estaciones de servicio ubicadas en el centro de México. Al mes de junio de 2018, Pemex ha suscrito 172 nuevos contratos de comercialización con sus clientes de gasolinas y diesel, entre los cuales, además de estaciones de servicio independientes, están empresas de gran penetración comercial, las cuales integran más de 2 mil 200 estaciones de servicio en el país. Pemex refrenda su confianza y compromiso con sus socios comerciales y continúa asegurando el suministro de las marcas de combustibles Pemex en las estaciones de servicio.

En apego a su Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), durante el segundo trimestre, el índice de frecuencia de accidentes de todo Pemex se ubicó en 0.33 lesiones por millón de horas hombre laboradas, manteniendo el objetivo de tener cero accidentes. Por su parte, el índice de gravedad de Pemex se redujo 11 días perdidos por millón de horas hombre trabajadas, es decir, los días perdidos a consecuencia de accidentes de trabajo disminuyeron 10 días con respecto al segundo trimestre de 2017. Además, las emisiones de óxidos de azufre se redujeron en 20% comparadas con el segundo trimestre del año pasado.

Como resultado de estas operaciones, Pemex alcanzó ventas totales en el segundo trimestre de 2018 por 254 mil millones de pesos, cifra 36% mayor a la observada durante el mismo período del año anterior. El rendimiento de operación se ubicó en 120 mil millones de pesos, observando un crecimiento de casi 37% mayor con respecto al mismo trimestre del año anterior. Los gastos de operación, administración, distribución y venta se mantuvieron estables, en línea con la política de austeridad y disciplina en el gasto.

Con la depreciación del peso frente al dólar americano durante el segundo trimestre de 2018 se incrementaron la pérdida cambiaria y el costo financiero neto, generando un impacto, mayormente contable y sin movimientos en flujo de efectivo, llevando a un resultado neto negativo de 163 mil millones de pesos. Este resultado podría revertirse si la apreciación del peso frente al dólar americano observada durante julio se mantiene en los siguientes meses del año.

Durante el primer semestre 2018, Pemex mantuvo una adecuada capacidad de generación de flujos de efectivo con un EBITDA (utilidad antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones) de 288 mil millones de pesos, lo cual es 14% mayor que el alcanzado el primer semestre de 2017. El margen EBITDA del primer semestre de 2018 es de 35 por ciento.

Pemex continúa con la instrumentación de su Plan de Negocios 2017-2021, en busca de la mejora continua de su competitividad y generación de valor.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-064-nacional.aspx

Publican porcentajes y montos del estímulo fiscal aplicables a los combustibles (SHCP)

El 27 de julio de 2018, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) publicó en el Diario Oficial de la Federación el “Acuerdo por el que se dan a conocer los porcentajes y los montos del estímulo fiscal, así como las cuotas disminuidas del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, correspondientes al período que se especifica.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.-Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Acuerdo 76/2018

Acuerdo por el que se dan a conocer los porcentajes y los montos del estímulo fiscal, así como las cuotas disminuidas del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, correspondientes al período que se especifica.

ALBERTO TORRES GARCÍA, Subsecretario de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en los artículos 31, fracción XXXIV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; Primero del Decreto por el que se establecen estímulos fiscales en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, se dan a conocer los porcentajes y los montos del estímulo fiscal, así como las cuotas disminuidas del impuesto especial

sobre producción y servicios aplicables a los combustibles automotrices, correspondientes al período comprendido del 28 de julio al 3 de agosto de 2018.

ACUERDO

Artículo Primero. Los porcentajes del estímulo fiscal para el período comprendido del 28 de julio al 3 de agosto de 2018, aplicables a los combustibles automotrices son los siguientes:

Combustible	Porcentaje de estímulo
Gasolina menor a 92 octanos	41.83%
Gasolina mayor o igual a 92 octanos y combustibles no fósiles	20.36%
Diésel	38.33%

Artículo Segundo. Los montos del estímulo fiscal para el período comprendido del 28 de julio al 3 de agosto de 2018, aplicables a los combustibles automotrices son los siguientes:

Combustible	Monto del estímulo fiscal (pesos/litro)
Gasolina menor a 92 octanos	\$1.920
Gasolina mayor o igual a 92 octanos y combustibles no fósiles	\$0.790
Diésel	\$1.932

Artículo Tercero. Las cuotas disminuidas para el período comprendido del 28 de julio al 3 de agosto de 2018, aplicables a los combustibles automotrices son las siguientes:

Combustible	Cuota disminuida (pesos/litro)
Gasolina menor a 92 octanos	\$2.670
Gasolina mayor o igual a 92 octanos y combustibles no fósiles	\$3.090
Diésel	\$3.108

TRANSITORIO

Único. El presente acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Ciudad de México a 26 de julio de 2018.- Con fundamento en el artículo Primero, último párrafo del Decreto por el que se establecen estímulos fiscales en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, publicado el 27 de diciembre de 2016 y sus posteriores modificaciones, en ausencia del C. Subsecretario de Ingresos, el Titular de la Unidad de Política de Ingresos No Tributarios, Eduardo Camero Godinez.- Rúbrica.

Fuente de información:

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5533223&fecha=27/07/2018

Para tener acceso a información relacionada visite:

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5533224&fecha=27/07/2018

Liquidan empresa denominada Pemex Cogeneración y Servicios (Pemex)

El 27 de julio de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) publicó en el Diario Oficial de la Federación la “Declaratoria de liquidación y extinción de la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Cogeneración y Servicios, que emite el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, de conformidad con los artículos 13, fracciones XXVI y XXIX, y 66, de la Ley de Petróleos Mexicanos”.

Al margen un logotipo, que dice: Petróleos Mexicanos.

DECLARATORIA DE LIQUIDACIÓN Y EXTINCIÓN DE LA EMPRESA PRODUCTIVA DEL ESTADO SUBSIDIARIA DE PETRÓLEOS MEXICANOS, DENOMINADA PEMEX COGENERACIÓN Y SERVICIOS, QUE EMITE EL

CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS, DE CONFORMIDAD CON LOS ARTÍCULOS 13, FRACCIONES XXVI Y XXIX, Y 66, DE LA LEY DE PETRÓLEOS MEXICANOS.

ANTECEDENTES

El artículo 25 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece, entre otras disposiciones, que el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto, de la propia Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Asimismo, el citado artículo 25 dispone que la ley establecerá, entre otras, las normas relativas a la administración, organización y funcionamiento de dichas empresas.

El Transitorio Vigésimo del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013, en su fracción III, prevé que el marco jurídico para regular a las empresas productivas del Estado, establecerá al menos, que su organización, administración y estructura corporativa sean acordes con las mejores prácticas a nivel internacional, asegurando su autonomía técnica y de gestión, así como un régimen especial de contratación para la obtención de los mejores resultados de sus actividades, de forma que sus órganos de gobierno cuenten con las facultades necesarias para determinar su arreglo institucional.

El 11 de agosto de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Decreto por el que se expiden, entre otras, la Ley de Petróleos Mexicanos.

De conformidad con los artículos 59 y 60 de su Ley, Petróleos Mexicanos podrá contar con empresas productivas subsidiarias, que tendrán personalidad jurídica y patrimonio propios, se organizarán y funcionarán conforme a lo dispuesto por dicha Ley y las

disposiciones que deriven de ella, sujetándose a la conducción, dirección y coordinación de Petróleos Mexicanos, realizarán las actividades que determine el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y operarán con sujeción al régimen especial previsto en la propia Ley.

El artículo 62 de la Ley de Petróleos Mexicanos establece que la creación, fusión o escisión de empresas productivas subsidiarias, será autorizada por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, a propuesta de su Director General, mediante la emisión del Acuerdo respectivo, que será su instrumento de creación, mismo que deberá publicarse en el Diario Oficial de la Federación y que establecerá, al menos, lo señalado en dicho precepto.

El 18 de noviembre de 2014, mediante Acuerdo CA-128/2014, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la primera reorganización corporativa de dicha empresa, que comprende la creación de sus empresas productivas subsidiarias.

En el Acuerdo antes mencionado, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la transformación del organismo subsidiario denominado Pemex-Exploración y Producción, para crear la empresa productiva subsidiaria denominada Pemex Exploración y Producción, la reorganización de los organismos subsidiarios denominados Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica para crear la empresa productiva subsidiaria denominada Pemex Transformación Industrial, así como la creación de cinco empresas productivas subsidiarias para la integración de las funciones, entre otras, de Cogeneración y Servicios.

De conformidad con el Transitorio Octavo, Apartado A, fracción III, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos emitió los Acuerdos de Creación de las nuevas empresas productivas subsidiarias, los cuales fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación el 28 de abril de 2015, y la

Declaratoria de entrada en vigor del Acuerdo de Creación de Pemex Cogeneración y Servicios se publicó en el mismo órgano de difusión el 29 de mayo de 2015.

Pemex Cogeneración y Servicios tenía por objeto, la generación, suministro y comercialización de energía eléctrica y térmica, incluyendo, la producida en centrales eléctricas y de cogeneración; así como la provisión de servicios técnicos y de administración asociados a dichas actividades, para Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias, empresas filiales y terceros, por sí misma o a través de empresas en las que participara de manera directa o indirecta.

Sin embargo, bajo las consideraciones actuales del mercado, se estimó que los resultados de Pemex Cogeneración y Servicios no generarían valor económico, ni rentabilidad para el Estado Mexicano. Asimismo, se consideró que la optimización de los beneficios de Petróleos Mexicanos requiere una reorganización corporativa que dé continuidad a la estrategia de cogeneración, sin que se requiera la subsistencia y operación de la citada empresa productiva subsidiaria.

El artículo 66 de la Ley de Petróleos Mexicanos establece que la liquidación de las empresas productivas subsidiarias será acordada por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, a propuesta de su Director General, y el proceso respectivo se desarrollará conforme a los lineamientos que aquél determine.

En ese sentido, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en su Sesión 922 Extraordinaria, celebrada el 5 de octubre de 2017, adoptó el Acuerdo CA-098/2017, mediante el cual se autorizó, derivado del cambio de estrategia en las líneas de negocio, la Reorganización Corporativa de Petróleos Mexicanos, que implicó la transferencia de funciones, derechos y obligaciones de la empresa productiva subsidiaria Pemex Cogeneración y Servicios a la empresa productiva subsidiaria Pemex Transformación Industrial y, como consecuencia la liquidación de Pemex Cogeneración y Servicios, de conformidad con los Lineamientos que al efecto el citado órgano colegiado emitió.

Una vez desarrollado el proceso de liquidación, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en su Sesión 929 Ordinaria, celebrada el 13 de julio de 2018, mediante Acuerdo CA-111/2018, aprobó el Informe Final del proceso de Liquidación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Cogeneración y Servicios, incluidos los estados financieros de la empresa dictaminados por auditor externo, con cifras al 5 de octubre de 2017, al 31 de diciembre de 2017 y al 18 de junio de 2018, aprobados por el Consejo de Administración de Pemex Cogeneración y Servicios en su Sesión de Cierre.

En razón de los antecedentes expuestos, se emite la Declaratoria de Liquidación y Extinción de la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Cogeneración y Servicios.

DECLARATORIA DE LIQUIDACIÓN Y EXTINCIÓN DE LA EMPRESA PRODUCTIVA DEL ESTADO SUBSIDIARIA DE PETRÓLEOS MEXICANOS, DENOMINADA PEMEX COGENERACIÓN Y SERVICIOS

ÚNICO. Con fundamento en el artículo 66 de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, emite la Declaratoria de Liquidación y Extinción de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Cogeneración y Servicios.

TRANSITORIOS

Primero. La presente Declaratoria de Liquidación y Extinción surte sus efectos el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Segundo. Como consecuencia de la Extinción de Pemex Cogeneración y Servicios, se disuelve el Consejo de Administración de la citada empresa.

Tercero. La empresa productiva subsidiaria denominada Pemex Transformación Industrial se subroga en cualquier obligación contraída o derecho adquirido con anterioridad, en México y en el extranjero, por la empresa productiva subsidiaria Pemex Cogeneración y Servicios, que se encuentre vigente a la fecha de surtimiento de efectos de la presente Declaratoria.

Cuarto. Los nombramientos, poderes, mandatos y, en general, las representaciones otorgadas y las facultades concedidas por Pemex Cogeneración y Servicios, quedan revocados y sin valor ni efecto legal alguno.

Quinto. La presente Declaratoria de Liquidación y Extinción deberá publicarse en el Diario Oficial de la Federación por conducto de la Dirección Jurídica de Petróleos Mexicanos.

La presente Declaratoria de Liquidación y Extinción de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Cogeneración y Servicios, se emitió por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, con fundamento en el artículo 13, fracción XXVI, de la Ley de Petróleos Mexicanos, en sesión 929 ordinaria celebrada el día 13 de julio de 2018, mediante acuerdo número CA-111/2018.

Ciudad de México, a 19 de julio de 2018.- El Director Jurídico de Petróleos Mexicanos, Jorge Eduardo Kim Villatoro.- Rúbrica.

Fuente de información:

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5533259&fecha=27/07/2018

Para tener acceso a información relacionada visite:

[https://expansion.us12.list-](https://expansion.us12.list-manage.com/track/click?u=784fe2eb72fd968becf2ad7e2&id=35f2b64bbd&e=85d348a89a)

[manage.com/track/click?u=784fe2eb72fd968becf2ad7e2&id=35f2b64bbd&e=85d348a89a](https://expansion.us12.list-manage.com/track/click?u=784fe2eb72fd968becf2ad7e2&id=35f2b64bbd&e=85d348a89a)

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-059-nacional.aspx

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-061-nacional.aspx

Disposiciones administrativas para el registro estadístico de las transacciones comerciales de gas licuado de petróleo (CRE)

El 27 de julio de 2018, Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicó en el Diario Oficial de la Federación el “Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía emite las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen el alcance y procedimiento general para el registro estadístico de las transacciones comerciales de gas licuado de petróleo”.

**Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.-
Comisión Reguladora de Energía.**

ACUERDO Núm. A/022/2018

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EMITE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESTABLECEN EL ALCANCE Y PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EL REGISTRO ESTADÍSTICO DE LAS TRANSACCIONES COMERCIALES DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO

El Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 28, párrafo octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 14, 22, fracciones I, II, III, IV, VIII, IX, X, XI, XXVI, inciso a) y XXVII, 41, fracción I, y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, fracción IV, 5, segundo párrafo, 48, fracción II, 49, 56, fracción XI, 81, fracción I, incisos a), c) y e), VI y VIII, 82, primer párrafo y 84, fracciones I, II, III, IV, V, VI, XV, XX y XXI, 95 y 131 de la Ley de Hidrocarburos; 2, 4, 13, 16, fracciones VII y IX y 69 H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, 1, 5, fracciones I, III y V, 6, 7, 19, 20, 30, 35, 41, 54,

58 y 88 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, y 1, 4, 7, fracción I, 12, 16, 18, fracciones I, XXXVIII y XLIV del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, y

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que el 20 de diciembre de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía (Decreto de Reforma Energética), y el Congreso de la Unión expidió la Ley de Hidrocarburos (LH) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), ambas publicadas el 11 de agosto de 2014 en el DOF.

SEGUNDO. Que el 31 de octubre de 2014 se publicó en el DOF el Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (Reglamento).

TERCERO. Que el 15 de diciembre de 2015 se publicó en el DOF la Resolución Núm. RES/790/2015, por la que la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) expidió las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las especificaciones de los requisitos a que se refieren los artículos 50 y 51 de la Ley de Hidrocarburos, los formatos de solicitudes de permiso y los modelos de los títulos de permisos para realizar las actividades de almacenamiento, transporte, distribución y expendio al público de gas licuado de petróleo.

CUARTO. Que el 28 de diciembre de 2015 se publicó en el DOF la Resolución Núm. RES/818/2015 Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía emite las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen el procedimiento para el registro estadístico de las transacciones comerciales y procedencia lícita de los petrolíferos, incluyendo gas licuado de petróleo.

QUINTO. Que el artículo 48, fracciones I y II de la LH, establece que requerirá de permiso la realización de las actividades para la exportación e importación de gas licuado de petróleo, que serán expedidos por la Secretaría de Energía (SENER), y para el transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de gas licuado de petróleo, que serán expedidos por la Comisión.

SEXTO. Que, conforme al artículo 49, fracción III de la LH, para realizar actividades de comercialización de gas licuado de petróleo en territorio nacional se requerirá de permiso, y los términos y condiciones de dicho permiso contendrán la obligación de entregar la información que la Comisión requiera para fines de supervisión y estadísticos del sector energético.

SÉPTIMO. Que de acuerdo con el artículo 56, fracciones I y XI de la LH, la Comisión podrá revocar los permisos expedidos en los términos establecidos en la LH cuando se incumpla sin causa justificada y autorización de la Comisión, con el objeto, obligaciones o condiciones del permiso; y se realicen actividades de transporte, almacenamiento, comercialización, distribución o expendio al público de gas licuado de petróleo, que se compruebe hayan sido adquiridos de forma ilícita y que haya sido así determinado por resolución firme de autoridad competente.

OCTAVO. Que en términos de lo previsto en el artículo 81, fracciones I y VIII de la LH corresponde a la Comisión regular y supervisar las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de gas licuado de petróleo; y recopilar información sobre los precios, descuentos y volúmenes en materia de comercialización y expendio al público de este producto, para fines estadísticos, regulatorios y de supervisión.

NOVENO. Que el artículo 84, fracciones I, III, V, VI, XIII, XV, XX y XXI de la LH establece que los permisionarios de las actividades reguladas por la Comisión deberán contar con el permiso vigente correspondiente; entregar la cantidad y calidad de

petrolíferos, incluyendo gas licuado de petróleo, conforme se establezca en las disposiciones aplicables; realizar sus actividades con gas licuado de petróleo de procedencia lícita; prestar los servicios de forma eficiente, uniforme, homogénea, regular, segura y continua, así como cumplir los términos y condiciones contenidos en los permisos; observar las disposiciones legales en materia laboral, fiscal y de transparencia que resulten aplicables; cumplir con la regulación, lineamientos y disposiciones administrativas que emita la Comisión, cumplir en tiempo y forma con las solicitudes de información y reportes que ésta solicite, y presentar la información en los términos y formatos que les sea requerida por dicha dependencia.

DÉCIMO. Que el artículo 90, fracción IV de la LH establece que corresponderá a la Comisión poner a disposición del público, de forma mensual, las estadísticas relacionadas con el transporte, el almacenamiento, la distribución y el expendio al público de gas licuado de petróleo a nivel nacional.

UNDÉCIMO. Que el artículo 22, fracción XI de la LORCME, señala que la Comisión tiene la atribución de solicitar a los sujetos regulados todo tipo de información o documentación, y verificar la misma respecto de las actividades reguladas.

DUODÉCIMO. Que, de acuerdo con el artículo 7 del Reglamento, las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público deberán realizarse de manera eficiente, homogénea, regular, segura, continua y uniforme, en condiciones no discriminatorias en cuanto a su calidad, oportunidad, cantidad y precio. Asimismo, dicho artículo prohíbe a los permisionarios prestar servicios a los usuarios que en los términos de la LH y el Reglamento requieran de permiso y no cuenten con el mismo.

DECIMOTERCERO. Que, de acuerdo con el artículo 14 del Reglamento, el otorgamiento de un permiso de importación o exportación de gas licuado de petróleo no conlleva la autorización para llevar a cabo las demás actividades permisionadas

conforme a la LH y el Reglamento, las cuales, para su realización, requieren de los permisos correspondientes o de la contratación de los servicios de un permisionario.

DECIMOCUARTO. Que, conforme al artículo 54 del Reglamento, los permisionarios deben presentar a la Comisión, la información relativa a sus actividades para fines de regulación, para la cual la Comisión expedirá disposiciones administrativas de carácter general que contendrán, para cada actividad permisionada, los formatos y especificaciones para que los permisionarios cumplan con las obligaciones a que se refieren los artículos 50, fracciones IV y V, y 84 de la LH.

DECIMOQUINTO. Que, de acuerdo con el artículo 55 del Reglamento, los permisionarios están obligados a comprobar la procedencia lícita de petrolíferos, incluyendo gas licuado de petróleo, conforme a los artículos 56, fracción XI, y 84, fracción V de la LH. Para efectos de lo anterior, la Comisión cuenta con facultades para requerir la información o documentación que lo acredite en términos de las disposiciones jurídicas aplicables. En este sentido, en dicho artículo se prevé que la Comisión atenderá las quejas presentadas cuando existan indicios de la realización de actividades permisionadas con gas licuado de petróleo de procedencia ilícita y, de ser procedente, iniciará los procedimientos administrativos de sanción correspondientes. Lo anterior con independencia de que el quejoso pueda hacer del conocimiento de otras autoridades los hechos posiblemente ilícitos, para que éstas determinen lo que en el ámbito de su competencia corresponda.

DECIMOSEXTO. Que, de conformidad con lo previsto en el artículo 58 del Reglamento, la Comisión podrá requerir la presentación de la información relacionada con las actividades permisionadas a través de medios electrónicos y tecnologías de la información, siempre y cuando los permisionarios hayan manifestado expresamente su consentimiento para la utilización de dichos medios conforme a la Ley de Firma Electrónica Avanzada y su Reglamento.

DECIMOSÉPTIMO. Que el artículo 59 del Reglamento establece que la Comisión podrá requerir a los permisionarios la presentación de escritos en los que, bajo protesta de decir verdad, se responsabilicen de las obligaciones e información técnica y económica que le proporcionen, para efecto de detectar incumplimientos y, en su caso, la aplicación de las sanciones respectivas.

DECIMOCTAVO. Que, conforme a lo previsto en el artículo 88 del Reglamento, la Comisión podrá establecer, mediante disposiciones administrativas de carácter general, procedimientos a que se sujetarán los permisionarios para el registro estadístico de las transacciones comerciales, volúmenes manejados, calidad y precios aplicados para efecto de supervisar las entradas y salidas de hidrocarburos, petrolíferos, incluyendo gas licuado de petróleo, y petroquímicos en los sistemas permisionados, así como la evolución de los mercados.

DECIMONOVENO. Que el Sistema de Registro Estadístico de las Transacciones Comerciales de Gas Licuado de Petróleo (Siretrac GLP), es una herramienta a través de la cual los permisionarios registrarán la información sobre sus transacciones, entradas y salidas de gas licuado de petróleo, el inventario de recipientes transportables o portátiles sujetos a presión y los precios de venta a usuario finales de dicho producto, permitiendo a la Comisión ejercer sus facultades de supervisión y seguimiento del mercado.

VIGÉSIMO. Que con la finalidad de que la información a que hace referencia el considerando inmediato anterior, se registre de una manera eficiente, ágil y sencilla, la Comisión, atendiendo a comentarios de Permisionarios de expendio al público, distribución, transporte, comercialización y almacenamiento de gas licuado de petróleo, y al amparo de la experiencia internacional, consideró necesario desarrollar el Siretrac GLP.

VIGÉSIMO PRIMERO. Que la Comisión, con base en el análisis señalado en el considerando inmediato anterior, consideró idóneo y necesario la emisión de unas Disposiciones Administrativas de Carácter General que establezcan el alcance y procedimiento general para el registro estadístico de las transacciones comerciales de gas licuado de petróleo, las cuales responden a las particularidades propias de la industria.

VIGÉSIMO SEGUNDO. Que la Comisión Reguladora de Energía, con la finalidad de dar mayor certeza y entendimiento a la funcionalidad y objetivos del Siretrac GLP, determina expedir unas nuevas Disposiciones Administrativas de Carácter General que sustituyan y deroguen, en materia de gas licuado de petróleo, las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen el procedimiento para el registro estadístico de las transacciones comerciales y procedencia lícita de los petrolíferos, expedidas mediante la Resolución RES/818/2015, publicadas el 28 de diciembre de 2015 en el Diario Oficial de la Federación.

Por lo anteriormente expuesto y fundado, el Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía emite el siguiente:

ACUERDO

PRIMERO. Se emiten las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen el alcance y procedimiento general para el registro estadístico de las transacciones comerciales de gas licuado de petróleo conforme al Anexo Único del presente Acuerdo.

SEGUNDO. Se abrogan, en lo correspondiente a gas licuado de petróleo, las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen el procedimiento para el registro estadístico de las transacciones comerciales y procedencia lícita de los

petrolíferos emitidas mediante la Resolución RES/818/2015 y publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 28 de diciembre de 2015.

TERCERO. Los usuarios del Sistema de Registro Estadístico de las Transacciones Comerciales de Gas Licuado de Petróleo podrán participar en la capacitación que impartirá la Comisión para el uso adecuado del sistema. Para tal efecto, se tendrán en cuenta las siguientes condiciones:

- i) La capacitación es opcional, siendo recomendable que la atienda el Permisionario, su representante legal y las personas que serán autorizadas como usuarios operativos.
- ii) La capacitación se podrá llevar a cabo de manera presencial, o electrónica en las plataformas que para ello instrumente la Comisión.
- iii) La capacitación no tendrá costo alguno.
- iv) Otras condiciones podrán ser establecidas y publicadas en la página electrónica de la Comisión.

CUARTO. El calendario de la capacitación a que se refiere el acuerdo inmediato anterior, estará disponible en la página electrónica de la Comisión Reguladora de Energía, a más tardar 5 días hábiles posteriores a la entrada en vigor del presente Acuerdo.

QUINTO. Publíquese el presente Acuerdo en el Diario Oficial de la Federación.

SEXTO. El presente Acuerdo entrará en vigor al día siguiente a su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SÉPTIMO. El presente acto administrativo solo podrá impugnarse mediante el juicio de amparo indirecto, conforme a lo dispuesto por el artículo 27 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, y el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de la Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en boulevard Adolfo López Mateos 172, colonia Merced Gómez, Benito Juárez, código postal 03930, Ciudad de México.

OCTAVO. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número A/022/2018, en el registro a que se refieren los artículos 22, fracción XXVI inciso a), y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética 4 y 16, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 28 de junio de 2018.- El Presidente, Guillermo Ignacio García Alcocer.- Rúbrica.- Los Comisionados: Marcelino Madrigal Martínez, Neus Peniche Sala, Luis Guillermo Pineda Bernal, Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez, Jesús Serrano Landeros, Guillermo Zúñiga Martínez.- Rúbricas.

Para tener acceso a los siguientes anexos:

ANEXO ÚNICO DEL ACUERDO A/022/2018

Apartado 7. Anexo I

Apartado 8. Anexo II y

Apartado III

Visite: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5533257&fecha=27/07/2018

Fuente de información:

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5533257&fecha=27/07/2018

Para tener acceso a información relacionada visite:

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5533223&fecha=27/07/2018

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5533224&fecha=27/07/2018

Aprueban vender Gas LP en tiendas de AutoServicio (CRE)

El 16 de julio del 2018, la Comisión Reguladora de Energía, (CRE) aprobó el primer permiso que facilita la venta de recipientes portátiles de gas LP de hasta 10 kilogramos en tiendas de autoservicio. De esta manera, la Comisión busca diversificar la oferta del combustible en puntos fijos de venta. A continuación se presenta la información.

- La Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprobó el primer permiso de expendio al público de gas LP mediante bodega de expendio al público para un establecimiento comercial de autoservicio
- Con el otorgamiento de este permiso, se promueve la oferta del combustible por medio de puntos fijos de venta de fácil acceso, que ofrecen flexibilidad de horarios y de formas de pago en beneficio de los consumidores.
- Los consumidores podrán adquirir el gas LP a través de cilindros portátiles de hasta 10 kilogramos de contenido, lo cual hace su manipulación más fácil y segura.

El Órgano de Gobierno de la CRE aprobó este lunes el primer permiso de Expendio al Público de gas LP mediante Bodega de Expendio, con número de permiso LP/21394/EXP/BOD/2018, en el que se autoriza, a un establecimiento comercial

(Walmart), la posibilidad de expender el hidrocarburo a los consumidores de manera portátil.

El permiso aprobado por la CRE, que tendrá una vigencia de 30 años a partir de hoy, consiste en la prestación del servicio de expendio al público de gas LP mediante bodegas de expendio en tiendas de autoservicio, en las que el gas LP estará a la venta en recipientes portátiles con capacidad de hasta 10 kilogramos.

De esta manera, el permiso aprobado por la CRE busca la diversificación de la oferta de gas LP a través de la creación de puntos fijos de venta en lugares de fácil acceso para el consumidor, como son las tiendas de autoservicio.

El otorgamiento de este permiso es relevante porque implica beneficios directos para más de 4 mil familias en los municipios de Ecatepec de Morelos, Tlalnepantla de Baz, Cuautitlán Izcalli, Otumba, Nextlalpan y Coacalco en el Estado de México. Dicha población tendrá la opción de adquirir o intercambiar cilindros portátiles de hasta 10 kilogramos de gas LP en un establecimiento comercial con horarios flexibles de manera segura y eficiente, ya sea en forma peatonal o mediante vehículos particulares. También, los consumidores tendrán más opciones en las formas de pago para adquirir el gas LP.

Esta alternativa se suma a la venta tradicional del combustible a través de camiones repartidores o mediante el suministro en las plantas de distribución.

Es importante destacar que, según datos de la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH) 2016, el 75.7% de los hogares mexicanos utilizan el gas LP como principal fuente de energía y que el 15.6% de los hogares aún usa leña, en detrimento de la salud de las familias. Por lo anterior, este primer permiso de expendio a un establecimiento comercial es relevante porque busca poner al alcance más

opciones en el expendio de gas LP e impulsar la sustitución de leña para reducir los efectos adversos de su uso.

Con este permiso de expendio, la CRE promueve el desarrollo eficiente de mercados competitivos de gas LP en donde los consumidores puedan beneficiarse con más opciones de compra.

Fuente de información:

<https://www.gob.mx/cre/prensa/la-cre-aprueba-el-primer-permiso-para-expendio-al-publico-de-gas-lp-en-tienda-de-autoservicio>

Gas LP, el negocio de 4 mil 200 mdd por el que ‘pelearán’ los supermercados (*El Financiero*)

El 24 de julio del 2018, *el Financiero* comentó la nota de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que autorizó a *Walmart* la venta de gas LP, a través de recipientes portátiles con capacidad de hasta 10 kilogramos en su red de tiendas. Se trata del primer permiso que otorga la autoridad a una cadena de supermercados mediante bodega de expendio.

Esto representa el primer paso de las tiendas de autoservicio para ‘pelear’ por un mercado con valor aproximado de 4 mil 200 millones de dólares al año, según estimaciones de *El Financiero*, con datos de la Secretaría de Energía (Sener) a junio del presente año.

Aunque el proyecto para que los retailers en México comercializaran gas LP -a través de cilindros portátiles- fue diseñado hace 10 años, no era rentable para las empresas ante el control de precios.

De acuerdo con los expertos, esto limitaba sus márgenes de ganancia. Sin embargo, la liberalización de precios del combustible que tuvo lugar desde enero de 2017 permitió que los interesados retomaran sus planes.

“Tenemos muestras de interés de otras dos cadenas importantes (de supermercados), y con este permiso que se otorgó a *Walmart* estamos seguros que se retomarán pláticas con estas compañías”, reveló Susana Cazorla, titular de la Unidad de Gas LP de la CRE.

“Esto es una llamada a los socios de la ANTAD (Asociación Nacional de Tiendas de Autoservicio y Departamentales) para abrir la puerta al negocio del gas LP, pues 76% de las familias en México consumen este combustible en cilindro; es un mercado muy amplio”, agregó.

Al finalizar junio de 2018 en México operaban 33 cadenas de autoservicios con un total de 5 mil 567 tiendas en 14.9 millones de metros cuadrados de piso de ventas.

Héctor Olea, presidente y CEO de Gauss Energía, consideró que la venta de gas LP a través de los supermercados beneficiará en primera instancia a los consumidores, porque permitirá ofrecer una vía de comercialización ajustable a sus tiempos, además de que traerá más competencia y reducción de precios.

“El mercado objetivo de este proyecto son los consumidores que compran sus cilindros a los camiones repartidores, pero que por alguna razón no llegan a localizarlos y se quedan sin gas uno o dos días. Ahora, al estar disponibles en los supermercados, tendrán la facilidad de comprarlos cuando quieran”, explicó.

Según datos de la CRE, al 30 de junio de 2018 el precio promedio del hidrocarburo vendido en cilindro se ubicó en 18.97 pesos por kilo, 17.7% más que un año antes.

Bajo el ‘Permiso de expendio al público de gas LP mediante bodega de expendio’, las cadenas de supermercados tendrán la libertad de elegir a los proveedores que requieran para ofrecer la comercialización del producto.

Hasta ahora, *Walmart* decidió usarlos en sus tiendas ubicadas en los municipios de Ecatepec de Morelos, Tlalnepantla de Baz, Cuautitlán Izcalli, Otumba, Nextlalpan y Coacalco, todos en el Estado de México.

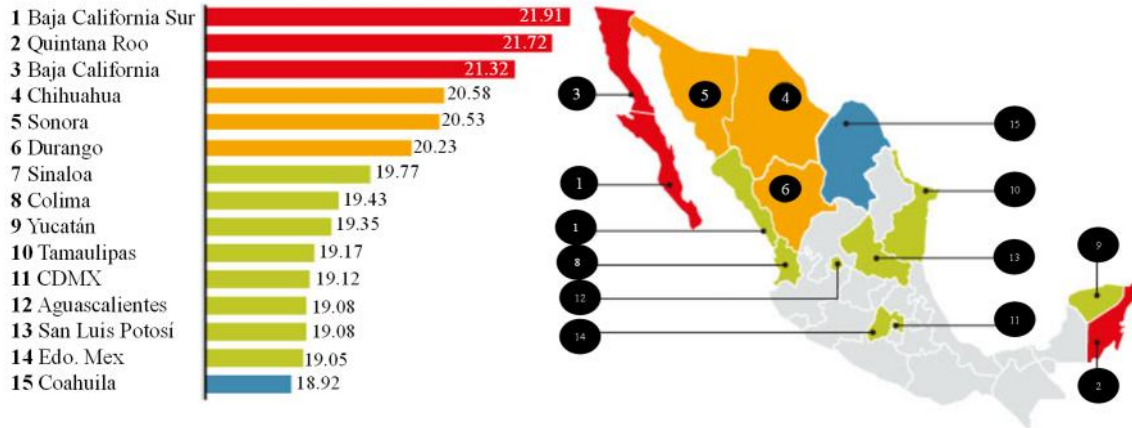
“*Walmart* tiene la posibilidad de sumar más establecimientos (para la venta de gas), pero por ahora sólo es una prueba piloto... Decidió poner en el permiso tres tiendas *Walmart*, nueve de Bodega Aurrera, 10 Bodega Aurrera Express, tres Mini Bodega Aurrera, tres Sam’s Club y un Superama”, dijo Cazorla.

En México hay 128 empresas con permiso para comercializar gas LP y todas pueden hacer alianzas con los supermercados, siempre y cuando cumplan las normas de seguridad impuestas por la CRE y las secretarías de Economía, Energía, Medio Ambiente y Trabajo. Por su parte, Pemex es uno de los grandes almacenadores del energético.

Carlos Hermosillo, director de Análisis Fundamental de Actinver, dijo que, al ser un producto de la canasta básica, los supermercados aseguran una afluencia de clientes a sus tiendas. “Entendemos que hay un gran público al que pueden llegar, principalmente en la zona metropolitana del Valle de México... además, este producto ofrece un margen atractivo”, añadió.

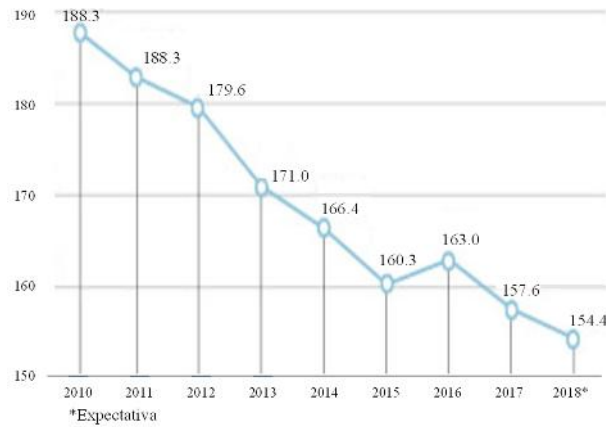
¿DÓNDE ES MÁS CARO EL GAS LP?

Éstos son los 15 estados de la República Mexicana con el costo más alto de gas LP por kilo.
 Precio del energético en pesos



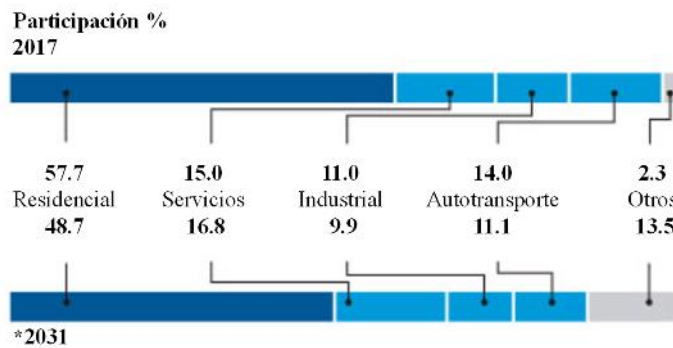
“NO CARBURAN” LAS VENTAS EN MÉXICO

La SENER prevé que en 2018 el volumen de ventas de gas LP baje 18% respecto a lo reportado en 2010.



BAJA SU DEMANDA RESIDENCIAL

Según la SENER, de 2017 a 2031 la participación de los hogares en el consumo total de gas LP disminuirá 9 puntos porcentuales a 48.7 por ciento.



FUENTE: SENER

FUENTE: *El Financiero*.

Van por consumidores de leña

La Comisión Reguladora de Energía consideró que el nuevo canal de venta de gas LP (a través de los supermercados) será la oportunidad para reducir en México el consumo de leña como combustible.

“El 15.6% de los hogares aún usa leña, en detrimento de la salud de las familias. Por lo anterior, este primer permiso de expendio a un establecimiento comercial es relevante porque busca poner al alcance más opciones en el expendio de gas LP e impulsar la sustitución de leña para reducir los efectos adversos de su uso”, reveló la Comisión en un comunicado.

Pero Héctor Olea, quien es consultor de la CRE, dijo que no es una medida óptima para hacer esta conversión, puesto que las personas que consumen leña son las comunidades más marginadas del país y no tienen acceso a los supermercados.

“Las personas que están más pobres en este país pagan más por tener energía, ese mercado que es bien amplio debe contarse de manera distinta, ahí debe ser un mecanismo distinto como vender por medio de Diconsa”, opinó.

Fuente de información:

<http://elfinanciero.com.mx/empresas/gas-lp-el-negocio-de-4-mil-200-mdd-por-el-que-pelearan-los-supermercados>

PEMEX continuará defensa contra demandas infundadas de Oro Negro (PEMEX)

El 24 de julio de 2018, Petróleos Mexicanos (PEMEX) publicó la nota “PEMEX continuará defensa contra demandas infundadas de Oro Negro”. La información se presenta a continuación.

En relación con el desplegado publicado el pasado 19 de julio en el diario estadounidense *The New York Times* firmado por Juan P. Morillo, representante legal de Oro Negro, así como de los accionistas estadounidenses y europeos de dicha empresa, en el cual se emiten acusaciones relacionadas con el litigio en contra de Petróleos Mexicanos, PEMEX precisa lo siguiente:

1. Oro Negro afirma que tiene supuestas grabaciones de altos exfuncionarios de la empresa admitiendo una afectación intencional a Oro Negro porque se negó a pagar sobornos. Ante ello, Petróleos Mexicanos insta a Oro Negro a entregar las grabaciones a las autoridades correspondientes para que, en su caso, se pueda evaluar su autenticidad y relevancia. Sobre este punto también cabría una explicación pública de por qué esta información no se difundió y denunció previamente, dadas las numerosas oportunidades donde hubiera sido extremadamente pertinente.
2. Oro Negro afirma que fue “destruido” por el gobierno mexicano, no sólo por no pagar sobornos, sino por una conspiración de ciertos tenedores de bonos interesados en la quiebra de la empresa, con el fin de hacerse cargo de las plataformas petroleras. Los hechos desmienten dicha versión, ya que en 2016 y 2017, PEMEX ofreció los mismos términos a Oro Negro que a muchos otros proveedores de plataformas petroleras. Sin embargo, las otras compañías aceptaron los términos planteados por PEMEX, mientras que Oro Negro decidió no hacerlo. En resumen, PEMEX niega cualquier discriminación contra Oro Negro.
3. PEMEX continuará defendiéndose de las demandas infundadas interpuestas en su contra y en contra del gobierno mexicano, principalmente porque de buena fe y dentro de sus atribuciones legales, buscó renegociar sus contratos con Oro Negro y otras compañías de plataformas petroleras luego de la desaceleración

del mercado petrolero. A diferencia de todos los demás proveedores, Oro Negro tomó la decisión unilateral de rechazar los términos de PEMEX y decidió iniciar el proceso para declararse en bancarrota.

4. Como cualquier compañía del sector petróleo, PEMEX depende de un gran número de empresas nacionales e internacionales para el suministro de servicios petroleros y tiene una larga historia de trabajo exitoso con compañías con reconocimiento nacional e internacional.

Lamentamos que Oro Negro no haya podido cumplir con las expectativas razonables de sus clientes, inversionistas, acreedores y empleados, pero no por ello se puede aceptar que se involucre de forma perniciosa a PEMEX en su problemática corporativa.

PEMEX tiene la firme creencia de que Oro Negro despliega una estrategia en medios internacionales para compensar una serie de errores estratégicos que dicha compañía ha cometido y por las deficiencias de su caso legal en contra de PEMEX.

Ante ello, Petróleos Mexicanos se defenderá ante tribunales mexicanos e internacionales, con plena confianza en que el resultado del proceso legal le será favorable.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-061-nacional.aspx

Petróleos Mexicanos inaugura la primera estación de servicio con la nueva imagen de su franquicia (Pemex)

El 1° de agosto de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que inaugura la primera estación de servicio con la nueva imagen de su franquicia. A continuación se presenta la información.

Con el objetivo de mejorar el modelo comercial de la franquicia de Pemex y renovar sus procesos, hoy se inauguró la primera estación de servicio “Emblema” de la franquicia Pemex, ubicada en la colonia Centro del municipio de Atizapán Santa Cruz, Estado de México.

Durante el evento, el Director General de Pemex Transformación Industria afirmó que esta apertura introduce el nuevo concepto para mantener el liderazgo de la franquicia en el mercado nacional y materializar la evolución de la red de gasolineras Pemex.

El Director General de Pemex Transformación Industrial informó que en total serán 45 las estaciones de servicio que en lo que resta del año incorporarán la nueva imagen, 8 de ellas nuevas y 37 remodeladas.

Nuestro objetivo, indicó, es cumplir con los más altos estándares de atención y servicio, ofreciendo al cliente experiencia, confiabilidad, modernidad e innovación. La nueva imagen rompe con lo convencional y proyecta el nuevo Pemex: una empresa altamente competitiva en un mercado abierto.

Por su parte, el Director General de las estaciones Tianguistenco S.A. de C.V. resaltó que Pemex ha cumplido al 100% los beneficios a los franquiciatarios que anunció el pasado noviembre durante la presentación del nuevo modelo de la franquicia.

Indicó que desde que su gasolinera incorporó la nueva imagen, a mediados de junio, las ventas se han duplicado. “Pemex es la mejor opción en el mercado de combustibles”, aseveró.

En el acto estuvieron también el Presidente Municipal y el representante de la constructora Deportigas S.A. de C.V, encargada de la obra de remodelación.

El nuevo diseño de la franquicia refleja un águila en vuelo, líder, fuerte y ágil, con las alas extendidas hacia nuevos retos.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-065-nacional.aspx

Resultados financieros del segundo trimestre de 2018 (CFE)

El 27 de julio de 2018, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) reportó los resultados financieros del segundo trimestre de 2018. A continuación se presenta la información:

- El precio medio de venta de energía facturada a los clientes disminuyó 9.0%, de 1.669 pesos por Kwh en el segundo trimestre de 2017, a 1.518 pesos por Kwh en el segundo trimestre de 2018.
- Lo anterior se tradujo en una disminución en los ingresos por venta de energía de 7 mil 332 millones de pesos en el segundo trimestre de 2018, monto que explica parcialmente el resultado neto negativo.
- Adicionalmente, dicho resultado se vio impactado por una pérdida cambiaria de 26 mil 441 millones de pesos.

La información se presenta a continuación.

La CFE comunicó que durante el segundo trimestre de 2018 se registró una baja de 9% en el precio promedio a consumidores finales, derivada de la implementación de una metodología tarifaria preliminar por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que se ajustará durante el año. Lo anterior derivó en menores ingresos por venta de energía eléctrica por 7 mil 332 millones de pesos respecto al mismo período del año anterior.

Los ingresos totales en el segundo trimestre de 2018 fueron de 124 mil 335 millones de pesos. Esto representa un aumento de 10 mil 209 millones de pesos, es decir 9% mayor, comparado con los ingresos reportados en el mismo período de 2017; lo anterior porque la baja en ingresos por venta de energía derivada del nuevo esquema de tarifas implementada en diciembre de 2017 por la CFE, se vio parcialmente compensada por el incremento en ingresos por venta de combustibles a terceros, como parte del esfuerzo de la CFE para diversificar su portafolio de negocios.

Por su parte, los costos de operación en el segundo trimestre de 2018 tuvieron un incremento de 15% respecto al mismo período de 2017. Esto se debió principalmente a mayores costos de ventas de combustibles a terceros asociados al incremento en ventas.

Durante el segundo trimestre de 2018, la utilidad de operación de la CFE, es decir aquella que se obtiene al calcular las ventas menos los costos de operación, fue negativa por 9 mil 535 millones de pesos.

Este resultado incluye componentes no asociados directamente con el despacho de la energía eléctrica, como la depreciación, que ascendió a 15 mil 180 millones de pesos, y costos de obligaciones laborales por 2 mil 972 millones de pesos.

A su vez, se observaron ingresos financieros netos por 4 mil 115 millones de pesos, esto es, una variación favorable del 141% respecto al mismo período del año anterior. Asimismo, se presentó una pérdida cambiaria de 26 mil 441 millones de pesos, resultado de la variación del tipo de cambio en el trimestre, al pasar de 18.3268 a 20.0553 pesos; mientras que el año anterior se tuvo una utilidad cambiaria de 12 mil 721 millones de pesos. En consecuencia, se observó un costo financiero de 22 mil 326 millones de pesos en el segundo trimestre de 2018.

Por otra parte, en el segundo trimestre de 2018 se registraron impuestos diferidos por 3 mil 403 millones de pesos.

De esta forma, en el segundo trimestre de 2018 el resultado neto fue de (-)28 mil 458 millones de pesos, menor al observado en el mismo período del año anterior.

Fuente de información:

<https://www.cfe.mx/salaprensa/Paginas/salaprensadetalle.aspx?iid=431&ilib=5>

Para tener acceso a información relacionada visite:

https://expansion.mx/economia/2018/08/06/los-costos-fiscales-de-las-propuestas-de-amlo?utm_source=Matutino&utm_campaign=4787f07549-EMAIL_CAMPAIGN_2018_08_06_12_12&utm_medium=email&utm_term=0_35f350be4e-4787f07549-111756245

<https://www.cfe.mx/salaprensa/Paginas/salaprensadetalle.aspx?iid=430&ilib=5>

Nuevos descubrimientos de petróleo y gas en 2017(IFPEN)

En julio de 2018, el Instituto Francés del Petróleo y Energías Nuevas (IFPEN) publicó su Informe Panorama 2018, sobre los nuevos descubrimientos de petróleo y gas. A continuación, se presenta la información.

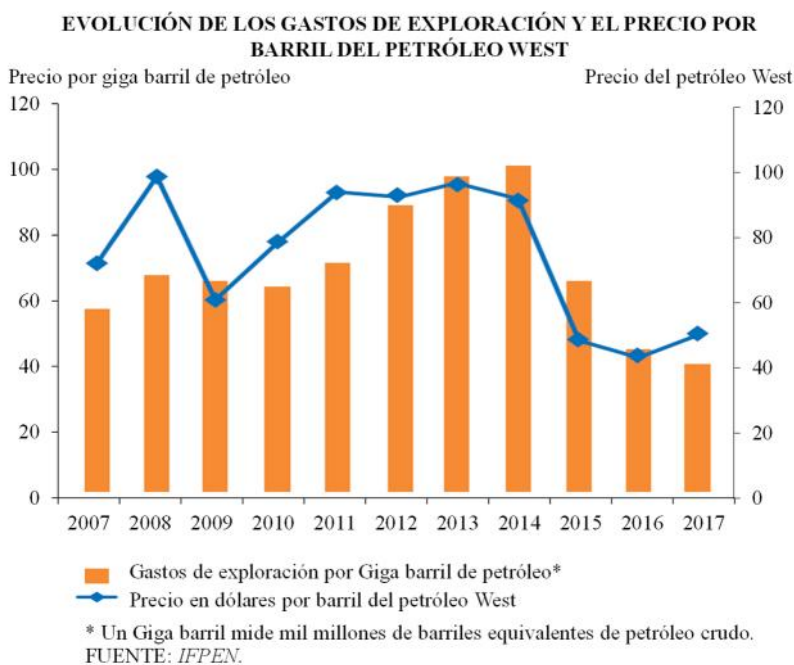
En 2017, los gastos de exploración para el petróleo y el gas disminuyeron 10%, mientras que las inversiones en exploración y producción (E&P) presentan una ligera recuperación de 4%. A pesar de más de 200 descubrimientos, los volúmenes de petróleo descubiertos en 2017 disminuyeron 13% en un año representando solamente alrededor de 11 mil millones de barriles equivalentes de petróleo crudo (MMMbpce)¹ de gas y líquidos. Actualmente los grandes descubrimientos son más escasos que en el pasado. En 2017, el más importante fue el yacimiento de gas a lo largo de Senegal (2.7 Gbep). Sin embargo, nuevas provincias continúan emergiendo. Después de los grandes descubrimientos de gas del Mediterráneo Oriental y África del Este, es el de las *offshore* de Mauritania y la Guyana el que se materializa. En general, las plataformas *offshore* juegan un papel importante, con los mayores descubrimientos y el 75% de los nuevos

¹ Mil millones de barriles equivalentes de petróleo crudo (MMMbpce), equivale a un Giga barril de petróleo que mide mil millones de barriles equivalentes de petróleo crudo (Gbep).

volúmenes de producción del año. El gas, por su parte, representa aproximadamente el 50% de los volúmenes descubiertos.

Gastos de exploración mundial

Para 2017, el IFPEN estima que los gastos de exploración mundial fueron de 41 mil millones de dólares por giga barril de petróleo, lo que equivale al 10% menos en un año. Desde su máximo alcanzado en 2014, que fue de 100 mil millones de dólares por giga barril de petróleo, el gasto disminuyó bruscamente 35% en 2015 y 33% en 2016, siguiendo de forma paralela el precio del petróleo por barril.

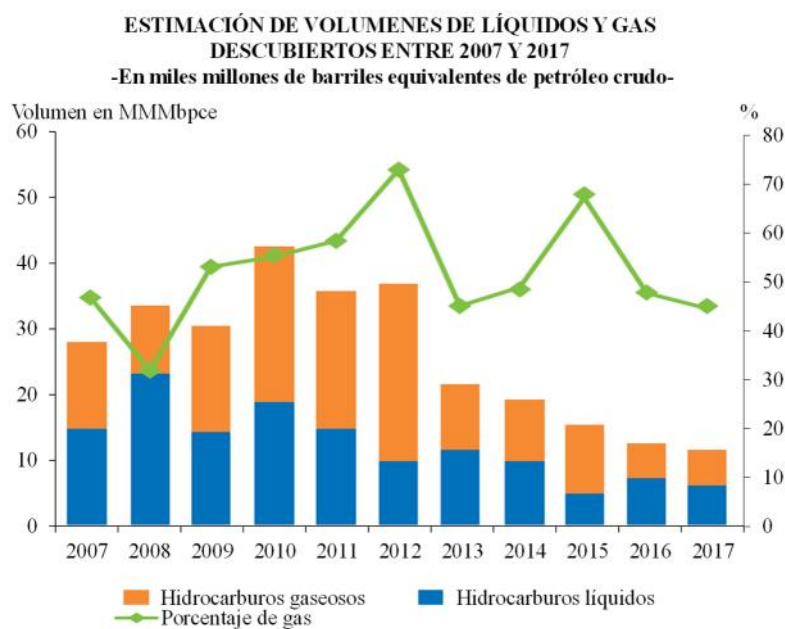


El ligero aumento del 4% de la inversión mundial inicial (exploración y producción) registrada en 2017 (informe del IFPEN sobre “inversiones en servicios petroleros en 2017”) solo ha beneficiado moderadamente los gastos de exploración, principalmente el de la inversión mundial en exploración y producción sobre el desarrollo de crudos no convencionales en Estados Unidos de Norteamérica.

Sin embargo, esta disminución en la exploración expresada en dólares debe ser ponderada por la disminución en los costos de E&P de aproximadamente 30 a 50% desde 2015, dependiendo de los sectores.

Volúmenes de petróleo y gas descubiertos

Entre 2010 y 2014, los gastos en exploración crecieron casi 60%. Sin embargo, los volúmenes descubiertos continuaron disminuyendo de casi 40 mil millones de barriles equivalentes de petróleo crudo en 2010 a menos de 20 mil millones de barriles equivalentes de petróleo crudo cuatro años más tarde.

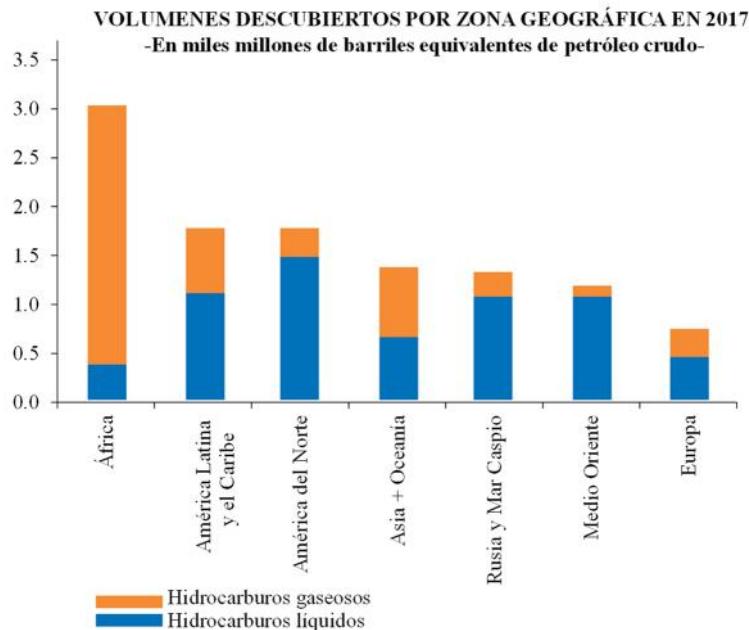


FUENTE: IFPEN, WoodMackenzie.

Entre 2015 y 2017, el ciclo de gastos e inversión que incrementaba se revirtió y provocó una disminución de los gastos de exploración del 60%. En 2017, se estima que los volúmenes descubiertos fueron aproximadamente de 11 mil millones de barriles equivalentes de petróleo crudo, lo que representó una disminución del 13% en el año y una reducción a la mitad desde 2013.

Sin embargo, el número de descubrimientos no está en discusión, ya que más de 200 fueron registrados en 2015, 2016 y 2017. La tendencia a la baja se debió principalmente: al reducido número de descubrimientos importantes, a la amplitud de los yacimientos presalinos brasileños (a partir de 2006) o a la cuenca de Rovuma en Mozambique y Tanzania (en 2010). En 2016 y 2017, la proporción de los volúmenes de gas descubiertos varía entre 45 y 48%, que es casi la mitad de los volúmenes totales (petróleo y gas) descubiertos.

En dólares actuales, y por cada descubrimiento de barril equivalente de petróleo hay una disminución en el costo de exploración expresado de 5.5 a 3.5 dólares por barril equivalente de petróleo crudo (bpce) entre 2015 y 2017. La disminución en el costo de los servicios en E&P es de aproximadamente 50% en el mismo período. En los últimos tres años podemos estimar que el descubrimiento de un barril equivalente de petróleo requiere de un 15% de esfuerzo adicional en la exploración. De hecho, las zonas exploradas son cada vez más profundas y complejas desde el punto de vista geológico.



FUENTE: IFPEN, WoodMackenzie.

En 2017, con una producción mundial de petróleo de 98 mil barriles diarios (mbd), es decir a de 36 gigabarriles (Gb) de petróleo por año, los descubrimientos de petróleo fueron de (6 Gb) y están muy lejos de compensar la producción anual. Teniendo en cuenta el agotamiento de los yacimientos petroleros existentes (3.5% por año), el sector petrolero debe reemplazar su producción a 3 mil barriles por día anualmente (lo que sería 1.1 Gb por año), el equivalente a la producción del Mar del Norte, satisfaciendo también el crecimiento de la demanda (0.54 mbd o sea 0.2 Gb por año según *BP Energy Outlook*). Al realizar el balance de 2017, en total hay una escasez de $36 + 1.1 + 0.2 - 6$, es decir 31.3 Gb, que serán extraídos de los un mil 700 Gb de las reservas de petróleo registradas.

Sin embargo, esta tendencia a corto plazo se debe analizar a partir del hecho que las reservas de petróleo mundiales incrementaron 23% en 10 años (*BP Statistical Review*), lo que lleva a 52 años la proporción de las reservas registradas en la producción. La reevaluación, a lo largo del tiempo de las reservas de los yacimientos de petróleo gracias a un mejor conocimiento de los depósitos permite descubrir los yacimientos de petróleo satelitales y reconsiderar los volúmenes existentes. Otras reevaluaciones pueden ser las políticas y/o incorporar las reservas de petróleos crudos pesados o no convencionales. Por otro parte, el EOR (recuperación mejorada de petróleo) por inyección de gas [bióxido de carbono (CO₂) e hidrocarburos (HC)] y los métodos térmicos que contribuyen a aumentar hasta 3 mbd la producción global.

Principales descubrimientos en 2017 por región

África ocupó el primer lugar en 2017, en descubrimientos mundiales de petróleo con el 27% de los volúmenes, a pesar de haber disminuido su producción 9% en un año. El descubrimiento de la gasera supergigante de Yakaar en Senegal [424 Giga metros cúbicos gaseosos (m³G) siendo casi 2.7 Gbep] el de Kosmos BP confirma la extensión del sistema de petrolero frente a Senegal y de Mauritania. Después del descubrimiento

de gas Marsouin (42 m³G) en 2015 y Tortuga (212 m³G) en 2016, este nuevo yacimiento, situado a 40 kilómetros (km) al oeste del descubrimiento anterior de Téranga (141 m³G) en 2016, podría justificar la creación de un segundo *hub* de Gas Natural Licuado (GNL).

Otros descubrimientos en África son comparablemente menores. Los más importantes en esta zona corresponden a 2015 con Zohr (3.9 Gb) en Egipto, por ENI (*Ente Nazionale Idrocarburi*, Corporación Nacional de Hidrocarburos). También hay una fuerte disminución en la exploración en el Golfo de Guinea y en el Este de África.

En términos de descubrimientos de petróleo y gas, Sudamérica ha descubierto casi lo mismo que América del Norte como la segunda región más prolífica con 16% de los volúmenes. En 2016, Sudamérica duplica el volumen de sus descubrimientos. En Guyana, ExxonMobil realizó en 2017, dos descubrimientos suplementarios de petróleo en el bloque de Stabroek con los pozos Turbot-1 (con una producción de 350 mil barriles equivalentes de petróleo crudo (Mbpce) perforado a 50 km del proyecto Liza y los pozos Snoek-1 (con una producción de 350 Mbpce). El yacimiento de Liza fue descubierto en 2015 gracias al estudio de los márgenes combinados de África Occidental y América del Sur. En 2016, los descubrimientos fueron encadenados con Payara (500 Mbpce) y Liza Deep (200 Mbpce). Todo el bloque de Stabroek podría contener entre 2.5 y 2.75 (Gbep).

LOS DIEZ PRIMEROS DESCUBRIMIENTOS DE 2017

	País	Cuenca	Yacimiento/pozos	Profundidad del agua (metros)	Petróleo/Condensación (miles de barriles)	Gas (m ³ G)	Total (Mbpce)
1	Senegal	Senegal - Bove	Yakaar	2 250	0	424	2 640
2	Iraq	Widyan – Norte del Golfo de Arabia	Eridu	1 500-1 800	900	0	900
3	Guyana	Guyana	Turbot + Snoek	30	560	23	700
4	Rusia	Este de Sakhaline	Neptuno	166	500	4	537
5	México	Salinas - Sureste	Zama		500	0	500
6	Estados Unidos de Norteamérica.	Norte Slope (Alaska)	Horseshoe	600-1 100	500	0	500
7	Brasil	Campos	Marlim + Marlim Sul		500	0	500
8	Rusia	Yenisey - Khatanga	Central Olginshkoye	4	400	0	500
9	Colombia	Sinu	Gorgon	2 316	0	42	400
10	Reino Unido	Halifax	Oeste de Shetland	130	250	0	250

FUENTE: *IFPEN*.

La explotación de este petróleo podría cambiar la situación de Guyana, una de las más pobres de Sudamérica. En la vecina región de Suriname, la exploración es muy activa.

En Brasil, Petrobras continúa la exploración presalina en la Cuenca de Campos y ha descubierto 300 Mbpce en el yacimiento petrolero Marlim y 200 Mbpce en Marlim Sul (pozos de Poraque Alto). Esta Cuenca madura tiene la ventaja de contar con la infraestructura necesaria para el desarrollo de las reservas.

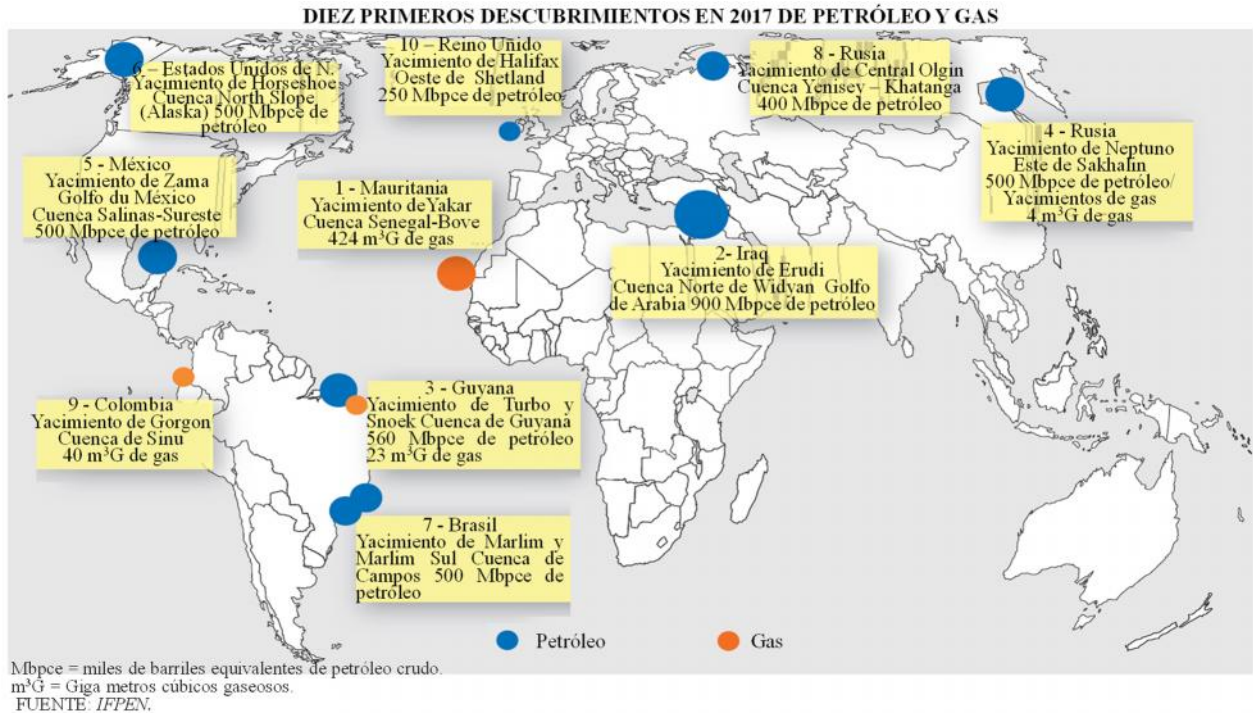
En Colombia, Anadarko identificó 42 m³G de reservas de gas, producidas en los pozos de exploración Gorgon-1 en el suroeste de las aguas territoriales del Mar Caribe. En 2015, Anadarko ya había encontrado, en las mismas cuencas (Sinu), 28.3 m³G de gas seco mediante la perforación del pozo Kronos-1. Para este país, éste es uno de los

mayores descubrimientos después de Cuisiana y Cupiagua en 1989; éstos deberían permitir hacer frente a las decrecientes reservas de gas del país.

América del Norte es la tercera región más grande en términos de descubrimientos (1.7 Gbep) con un 16% de volúmenes. En 2016, Alaska ya había hecho dos descubrimientos importantes con Tulimaniq (1.8 Gbep) y Willow (300 Mbpce). En 2017, la cuenca de la región del Norte sigue siendo prolífica con el descubrimiento de Horseshoe (500 Mbpce). En México, los volúmenes actuales se encuentran en el mar en el yacimiento petrolero de Zama (500 Mbpce) y en tierra en el yacimiento de gas de Ixachi (38 m³G).

Rusia, con descubrimientos del 12% anuales en 2017, aumentó en un 50% los volúmenes descubiertos de petróleo y gas. Gazpromneft encontró un gran yacimiento de petróleo (537 Mbpce); en el yacimiento de Neptuno, en el mar de Okhotsk, en la cuenca del Este de Sakhalin; también Rosneft encontró yacimientos en el Mar de Laptev, en la cuenca Yenisey-Khatanga (400 Mbpce). Otros descubrimientos fuera de la Federación Rusa son menores e involucran yacimientos de gas en tierra en Turkmenistán (Uzynada Deep y Osman).

Los volúmenes de petróleo descubiertos en Asia muestran un aumento del 70% en comparación con 2016. Por lo tanto, se descubrieron 1.3 Gbep, que equivale al 12% del total mundial. Esta cantidad incluye 250 Mbpce de petróleo schiste (Dinhye y Yuxi-Zu) descubiertos en China, cerca de un tercio de los descubrimientos de este país. Otros 45 descubrimientos provienen principalmente de China (500 millones de Mbpce), pero también de Birmania (160 Mbpce), de Indonesia (116 Mbpce), de la India (100 Mbpce) y de Paquistán (86 Mbpce).



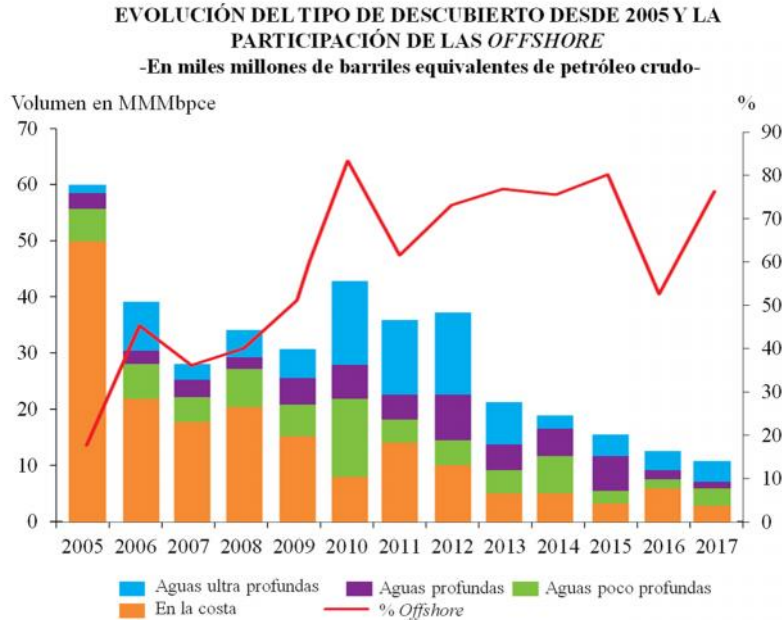
Medio Oriente, con 1.1 Gbep, que representa el 10% de los volúmenes actuales, con una disminución del 50% en comparación con 2016. Sin embargo, en 2017, en Iraq a 150 kilómetros al Oeste de Basora, la compañía petrolera Lukoil realizó por tierra un descubrimiento de petróleo de gran tamaño en el yacimiento de Eridu (900 Mbpce). Los otros descubrimientos son más pequeños y provienen principalmente de Omán (205 Mbpce) con el descubrimiento de 14 m³G de gas en Mabrouk NW y, en Irán, con un descubrimiento de 50 Mbpce de petróleo en Araya. En comparación con 2016, los descubrimientos de petróleo y de gas en la región fueron dos veces menores mientras que los de 2015 lo fueron cuatro veces menos. Teniendo en cuenta el precio moderado de barril de petróleo en 2017, Medio Oriente, que tiene las mayores reservas mundiales no tiene como prioridad invertir en exploración para aumentar sus reservas. Principalmente porque esta región dispone también de recursos no convencionales que podrían desarrollarse más adelante. En el pequeño archipiélago de Bahrein, la producción disminuyó desde principios de abril 2018, el descubrimiento gigantesco de recursos de petróleo schiste podrían entrar en la producción de aquí a cinco años. Un primer pozo debería perforarse este verano para su evaluación.

Europa se encuentra en el último lugar con solamente el 7% del volumen descubierto en 2017, lo que representa 20% menos en comparación con 2016. Sin embargo, el descubrimiento en Reino Unido, al Oeste de Shetland del yacimiento petrolero de Halifax (250 Mbpce) es parte de los diez descubrimientos más importantes de 2017. En Noruega, el mar de Barents concentra más descubrimientos de petróleo y gas tales como: Filicudi (70 Mbpce), Korp fjell (60 Mbpce) y Kayak (40 Mbpce). En Chipre, Total descubrió en aguas profundas, 90 Mbpce de gas en la zona de Onisiforos.

Importancia de las *offshore* en los volúmenes descubiertos

Desde 2010, la mayoría de los descubrimientos (75%) se realizaron en el mar. En 2017, se descubrieron 14 yacimientos petroleros en aguas ultra profundas, es decir a más de mil 500 metros bajo el agua. Las *offshore* ultra profundas representan 4 Gbep lo que equivale al 36% de los volúmenes descubiertos. Se identificaron tres de los diez descubrimientos más importantes de 2017, dos de los cuales se sitúan a más de 2 mil metros bajo el agua: Gorgona en Colombia y Yakaar en Senegal, y entre mil 500 y 2 mil metros bajo el agua: Snoek y Turbot en Guyana.

Las *offshore* profundas ofrecen la oportunidad de descubrir y desarrollar nuevas provincias. Esto beneficia principalmente a las más grandes teniendo en cuenta el costo de las perforaciones y el desarrollo de proyectos, pero también a las grandes compañías independientes que corren el riesgo de explorar.

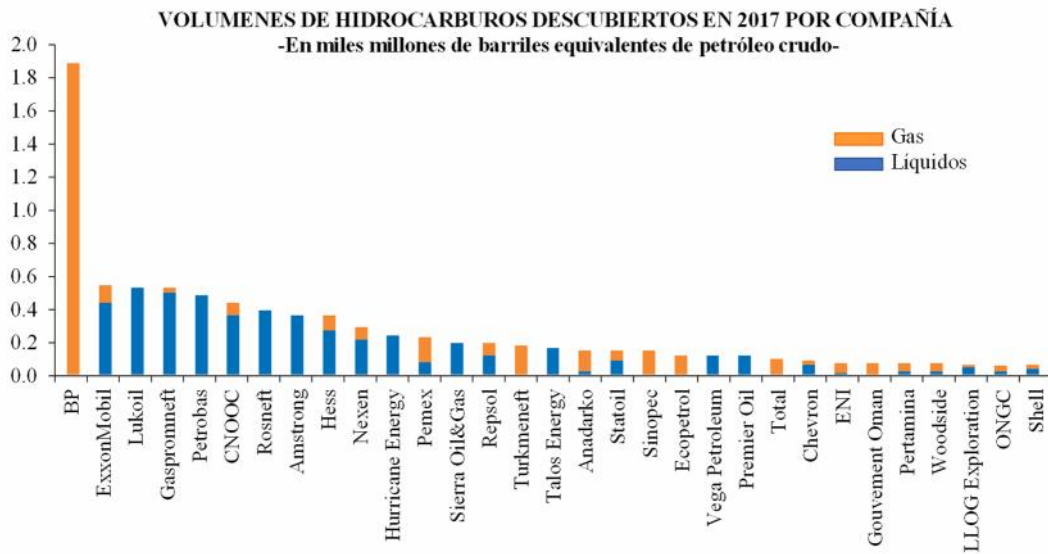


Algunas grandes compañías nacionales como Petrobras y Statoil, que se benefician de importantes recursos marítimos han desarrollado las tecnologías necesarias para la producción a gran profundidad y en condiciones difíciles de alta presión y alta temperatura, (*High Pressure HP, High Temperature HT*).

Volúmenes descubiertos por compañía

En 2017, la compañía de energía *British Petroleum (BP)* realizó los mayores descubrimientos con casi 2 Gbep de gas distribuidos en Senegal (Yakaar), Trinidad y Tobago (Savannah y Macadamia) y en Egipto (Quatameya). ExxonMobil ocupa el segundo lugar gracias a tres descubrimientos en Guyana (Snoek, Turbot y Ranger) y dos en África: en Nigeria (Erha Northeast Deep) y en Guinea Ecuatorial (Avestruz); se trata principalmente el petróleo *offshore* ultra profundo. Los volúmenes descubiertos por Lukoil provienen casi exclusivamente del gran descubrimiento en tierra, en Iraq, en el yacimiento de Iridu. Del mismo modo, el cuarto lugar de Gasprom proviene del descubrimiento en Sakhaline y del yacimiento de petrolero y de gas de Neptuno.

Petrobras debe su éxito a dos descubrimientos de petróleo *offshore* de la cuenca de Campos (Marlim y Marlim Sul). *China National Offshore Oil Corporation* (CNOOC) generó de forma acumulada 0.45 Gbep con 15 descubrimientos de petróleo de tamaño mediano, principalmente en las zonas *offshore* Chinas. Rosneft está detrás del descubrimiento del petróleo de Olginskoye *offshore*. Armstrong debe su lugar al descubrimiento único de Horseshoe, en Alaska. Hess participó con el 30% en los descubrimientos de Guyana con ExxonMobil, de igual manera Nexen aumentó su participación en un 25%. Hurricane Energy está detrás del descubrimiento del petróleo de Halifax en las Islas Shetlands.



FUENTE: IFPEN, WoodMackenzie.

En 2017, los descubrimientos necesitaron de mayores inversiones provenientes de compañías nacionales: Pemex, Statoil, Petrobras, CNOOC. Los esfuerzos de Petroleos mexicanos (Pemex), se realizaron con un gasto de más de 800 millones de dólares arrojando pocos resultados: únicamente se descubrió en tierra el yacimiento Ixachi (Zama fue descubierta en *offshore* por Talos Energy). Para darse una idea, una perforación en alta mar puede costar de 100 a 200 millones de dólares, diez veces menos que en tierra.

Factores que limitan recurrir a la exploración

Para aumentar sus reservas y su producción, una compañía también puede optar por una estrategia de fusión o adquisición de otra compañía. Así, al adquirir Maerk Oil por 7 mil 500 millones de dólares Total aumenta sus reservas en 1 Gbep y su producción en 160 mil de barriles equivalentes de petróleo crudo por día.

A diferencia de la producción de los hidrocarburos convencionales, la evolución del petróleo y el gas schiste en Estados Unidos de Norteamérica no ha tenido que recurrir a grandes estudios sísmicos. La compañía aprende a conocer su reservorio y calcula sus reservas en cada perforación.

Las grandes compañías nacionales disponen de reservas considerables en relación con su producción anual. Por lo tanto, en el Medio Oriente, no tienen obligación de gastar miles de millones de dólares en exploración mientras que su proporción reserva-producción (R/P) es alta y existe la necesidad de que los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) disminuyan la producción.

Conclusión

En tres años, la disminución en los gastos de exploración fue del 60%. Por lo que, está directamente relacionada con la disminución de las inversiones de las compañías de petróleo y gas que se han reducido a la mitad por el precio del barril de petróleo desde 2014.

La fusión o compra de una compañía por otra es una estrategia que permite adquirir y completar una cartera de reservas al limitar el recurso de la exploración y los riesgos de falla. Por otra parte, el aumento de la producción de petróleo y gas schiste se realiza sin la necesidad de una campaña intensiva de exploración. Las grandes compañías

nacionales de Medio Oriente, que cuentan con grandes reservas no sienten la necesidad inmediata de renovarlas.

En total, con más de 200 descubrimientos, los volúmenes descubiertos en 2017 han disminuido en un 13% en un año y representan alrededor de 11 Gbep de gas y líquidos. Los grandes descubrimientos son más escasos que en el pasado. El descubrimiento más importante en 2017 es un yacimiento de gas a lo largo de Senegal (2.7 Gbep). Sin embargo, nuevas provincias están emergiendo constantemente. Después de los principales descubrimientos de gas en el Mediterráneo Oriental y el Este de África, las *offshore* de Mauritania y Guyana se desarrollan.

Desde hace dos años, la participación del gas ha sido cercana al 50% de volúmenes descubiertos. Las *Offshore* ocupan un lugar importante en la exploración con el 75% del volumen de producción por día. Aquí es donde están los mayores descubrimientos.

Para 2018, ya hay descubrimientos importantes como Ballymore, realizado por Total a 2 mil metros bajo el agua en la parte Estadounidense del Golfo de México; o el de Bahrein donde grandes yacimientos de petróleo schiste deberían ser perforados para su evaluación.

Fuente de información:

<http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Actualites/Actualite/Fil-d-actu/Nouvelles-decouvertes-de-petrole-et-gaz>

Guerra comercial entre Estados Unidos de Norteamérica y China afecta al petróleo (*El Economista*)

El 16 de agosto de 2018, el periódico *El Economista* publicó la nota “Guerra comercial entre Estados Unidos de Norteamérica y China afecta al petróleo”. La información se presenta a continuación.

Luego de observarse en semanas anteriores alzas en el precio de las materias primas, sobre todo en los energéticos, el escenario ahora se ha complicado y con presiones a la baja.

Lo anterior, según analistas consultados, se debe principalmente a la guerra comercial entre Estados Unidos de Norteamérica y China.

De hecho, en las últimas dos semanas, el precio internacional del petróleo ha caído en promedio 6.13 por ciento.

En ese período, el precio del barril de la mezcla mexicana de exportación ha perdido 7%, al pasar de 65.89 a 61.28 dólares.

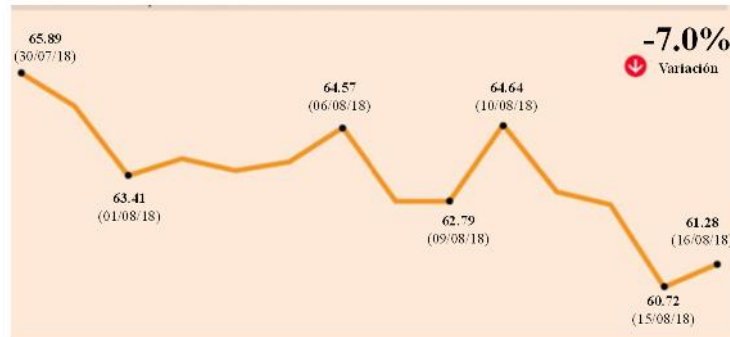
Por su parte, el crudo referencial de Estados Unidos de Norteamérica, *West Texas Intermediate* (WTI), ha perdido 6.66% para alcanzar 65.46 dólares por barril, cuando el 30 de julio mostraba un precio de 70.13 dólares.

El indicador de Europa, *Brent* del mar del Norte, muestra un ajuste a la baja de 4.72% para ubicarse en 71.43 dólares por barril, mientras que a finales de julio las operaciones se encontraban cerca de 75 dólares por barril.

PIERDEN PISO

La incertidumbre generada por la guerra comercial entre China y Estados Unidos de Norteamérica comienza a hacer estragos en el precio del petróleo. En lo que va del mes, la mezcla mexicana perdió 7.12 por ciento.

Mezcla Mexicana/Dólares por barril



WTI/ Dólares por barril



FUENTE: El Economista con información de *Reuters* y PEMEX.

Hay preocupación

El mercado de *commodities* se encuentra nervioso y preocupado por la guerra comercial entre Estados Unidos de Norteamérica y China, pues la semana pasada en respuesta a las imposiciones arancelarias del presidente de Estados Unidos de Norteamérica, Donald Trump, a las importaciones de China, el país asiático respondió de la misma manera.

El gobierno chino anunció que planea imponer aranceles de 25% a 16 mil millones de dólares a bienes de Estados Unidos de Norteamérica, incluyendo el *WTI*, los cuales entrarán en vigor a partir del 23 de agosto.

La analista del sector energético de Banco Base, Ana Azuara, comentó que la imposición arancelaria de China al crudo estadounidense no es una sorpresa, ya que el gobierno chino ya había amenazado con aplicar medidas de represalia por los impuestos de Estados Unidos de Norteamérica a sus productos.

La experta del banco regiomontano agregó que la escalada en las tensiones comerciales entre Estados Unidos de Norteamérica y China aumenta el nerviosismo sobre la expectativa de que en el mediano plazo pueda generar un debilitamiento de la economía global, lo cual podría reducir la demanda de petróleo.

Coyuntural

Sin embargo, expresó que la caída del precio internacional del petróleo es de carácter coyuntural, debido a que aún existe el pronóstico de que las economías de Estados Unidos de Norteamérica y Europa seguirán creciendo en los siguientes trimestres.

“El escenario actual en donde existen diferentes distorsiones comerciales, como sanciones y aranceles hace pensar que habrá un reajuste en el flujo de crudo a nivel global”, sostuvo Ana Azuara.

Por su parte, el analista del mercado de petróleo de Banorte-Ixe, Santiago Leal, expuso que la actual contracción del precio del petróleo es originada por tres factores, destacándose como principal la política de aranceles que ha implementado China hacia las importaciones de crudo estadounidense. También por el fortalecimiento del dólar estadounidense en el mercado de divisas internacional y la actual crisis tanto política como económica que se observa en Turquía, que ha puesto nerviosos a los mercados por el posible contagio que podría haber en las principales plazas financieras de Europa.

El experto pronosticó que si bien en el corto plazo podría haber algunos ajustes a la baja del precio del petróleo, hacia el cierre del año prevé un repunte, con la expectativa de que el Brent del mar del Norte cotice hacia finales de año a 80 dólares por barril.

Fuente de información:

<https://www.eleconomista.com.mx/mercados/Guerra-comercial-entre-EU-y-China-afecta-al-petroleo-20180816-0118.html>

La nueva agenda energética de México genera riesgos crediticios para PEMEX (Moody's)

El 24 de julio de 2018, con base en un nuevo documento, la casa calificadora *Moody's Investors Service*, asevera que la nueva agenda energética de la administración entrante de México (A3 estable) presenta riesgos crediticios para la petrolera paraestatal Petróleos Mexicanos (PEMEX, Baa3/Aa3.mx estable) debido al nuevo énfasis en la auto-suficiencia de combustible.

El plan de controlar los precios del combustible, dirigir inversiones a la construcción o mejora de refinerías, y de potencialmente retrasar las subastas de petróleo y gas suma incertidumbre en torno a si PEMEX puede continuar aprovechando los precios favorables del petróleo y el sólido apetito de inversión de las compañías extranjeras.

“Las operaciones y calidad crediticia de PEMEX han mejorado lentamente desde 2016, después de hacer ajustes importantes a sus gastos operativos e inversiones de capital”, asevera una Senior Vice President de Moody's. PEMEX comenzó a asociarse con compañías privadas de petróleo y gas después que el sector se abriera a la inversión extranjera en 2014, y cerró su primer contrato de “farmout” en 2016.

Moody's señala que el principal riesgo financiero para PEMEX tiene que ver con la construcción de nuevas refinerías, suponiendo que la paraestatal petrolera fuera responsable de su construcción y propiedad. Aparentemente, la nueva administración

planea construir dos nuevas refinerías con una capacidad de producción de 300 mil barriles por día o una refinería con el doble de tamaño, por un total de \$6 mil millones de dólares. Sin embargo, los sobrecostos son comunes y nuevas refinerías pueden terminar costando múltiples veces el monto original presupuestado.

“De llevarse a cabo los planes de estas refinerías, mismos que todavía no están confirmados, los indicadores crediticios de PEMEX se debilitarían por el financiamiento de una inversión de este tipo con deuda, al mismo tiempo que se distraerían recursos que la compañía necesita dedicar de manera primordial a la producción de petróleo y gas”, comenta la Senior Vice President de Moody’s.

PEMEX aumenta la generación de efectivo con las exportaciones de crudo, sin embargo, todavía se encuentra presionada para aumentar las inversiones de capital en exploración y producción debido a que su producción de petróleo y gas ha bajado desde 2004. Los mayores precios del petróleo han soportado los ingresos, pero la utilidad de su unidad de Exploración y Producción después de considerar los costos de fondeo, continúa por debajo del nivel de punto de equilibrio.

Otro riesgo para las finanzas de PEMEX surge de si la nueva administración controlará los precios del combustible. Los precios del crudo han incrementado y el debilitamiento del peso ha encarecido la producción del combustible. PEMEX paga el crudo en dólares estadounidenses, sin importar si lo produce o lo importa. Actualmente, los impuestos representan alrededor de 30% de los precios del combustible puesto en las bombas despachadoras. La nueva administración pudiera ajustar los impuestos para mantener la estabilidad de precios, pero ajustar los precios del combustible en línea con la inflación provoca incertidumbre sobre la generación de efectivo para PEMEX.

El tercer riesgo tiene que ver con las asociaciones extranjeras y con si PEMEX tendrá capacidad para continuar haciendo estas asociaciones.

A marzo de 2018, PEMEX tiene deuda por más de 106 mil millones de dólares y pasivos de pensiones por 64 mil millones de dólares. Es el deudor más grande de todas las petroleras calificadas en el mundo. Adicionalmente, tiene una carga fiscal elevada, de alrededor de 70% de su EBITDA, lo cual limita su capacidad de inversión.

El reporte titulado “Petroleos Mexicanos: *New energy agenda implies short-and medium-term risks for Mexico’s national oil Company*”, se encuentra disponible para suscriptores de Moody’s en http://www.moodys.com/researchdocumentcontentpage.aspx?docid=PBC_1133808.

Fuente de información:

https://www.moodys.com/research/Moodys-La-nueva-agenda-energetica-de-Mxico-genera-riesgos-crediticios--PR_387007?lang=es&cy=mex

Para tener acceso a información relacionada visite:

<http://mkto-ab220141.com/iNHR00IfRKe00a000153Q00>

Perspectivas de los biocombustibles en el sector aéreo (IFPEN)

En julio de 2018, el Instituto Francés del Petróleo *Energies nouvelles (IFPEN)* informó sobre las posibles soluciones del impacto del tráfico aéreo en la contaminación, a través de una entrevista con Alain Quignard (A.Q.)², ya que a nivel mundial existen un mil 700 compañías aéreas, 27 mil aviones, 3 mil 600 aeropuertos y 80 mil vuelos por día, por lo que se estima que hay permanentemente entre 500 mil y un millón de personas en vuelo por día. A continuación se presenta la información.

Mientras que los Ministerios de transporte y de la transición ecológica y solidaridad dirigen la Conferencia Nacional de transporte aéreo para septiembre de 2018, el IFPEN retoma los problemas relacionados con el impacto en el medio ambiente del transporte

² Jefe del Departamento de “División de Ingeniería de Materiales” de la división de Catálisis y separación de IFP *Energies nouvelles*, fue uno de los tres finalistas del premio Marius Lavet 2015.

aéreo. Este sector aéreo, al igual que el automotriz, debe disminuir su impacto ambiental y buscar soluciones para contaminar menos y consumir menos energía.

¿Cuál es el impacto del tráfico aéreo en la contaminación y las emisiones de gases de invernadero?

A.Q.: Por el momento, el tráfico aéreo tiene un impacto moderado y mucho menos importante que el del sector terrestre. El transporte aéreo es tan relevante como el transporte marítimo. Pero como estos dos sectores están creciendo fuertemente, si no se hace nada, su impacto en las emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente el CO₂, así como las emisiones de contaminantes (óxidos de azufre y de nitrógeno, partículas...) aumentará bruscamente.

A nivel mundial, el tráfico aéreo representa aproximadamente el 11% del consumo de combustible y alrededor del 2% de las emisiones de CO₂, y el transporte en general representa casi una cuarta parte de las emisiones de gases de efecto invernadero. En términos de consumo de combustible para aviones, actualmente representa alrededor de 280 mil toneladas (Mt/a) nivel mundial, alrededor de 60 Mt/ para Europa y 6.5 Mt/ en Francia. Pero con una tasa media de crecimiento anual de tráfico aéreo entre 4 y 5% desde mediados de los años 80, este impacto podría duplicarse en 15 años, sobre todo debido al fuerte crecimiento del transporte aéreo en Asia, si no se hace al respecto. Con este crecimiento, y a pesar de los avances en la eficiencia energética del transporte aéreo, las previsiones muestran que la demanda de queroseno aumenta continuamente: 1.5% anual en promedio hasta 2030.

El aumento del tráfico no sólo tiene un impacto en nuestro entorno inmediato, especialmente en zonas urbanas situadas cerca de los aeropuertos (emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x), de partículas de hollín, hidrocarburos no quemados, ruido...), sino también en la atmósfera superior (emisiones de partículas y óxidos de azufre y la

formación de estelas químicas o vetas de nubes de humo aéreo, cuyo efecto y capacidad de respuesta aún no están claros a gran altura).

Por otra parte, el transporte aéreo es el único sector que no ha sufrido ninguna repercusión severa de la cantidad máxima de azufre que siempre se ha limitado a 3 mil partes por millón (ppm) para un promedio global establecido de alrededor de 500 ppm mientras que todos los combustibles terrestres están prácticamente libres de azufre o lo estarán en un futuro próximo en la mayoría de los países.

Si bien el transporte aéreo fue excluido del Protocolo de Kyoto y aunque no fue directamente afectada por la COP21, los actores de la industria aeronáutica, agrupados en la IATA (Agencia Internacional de Transporte Aéreo), se han fijado objetivos ambiciosos: reducir para 2050 las emisiones de CO₂ en un 50% con respecto a su nivel de 2005. Otros trabajos a nivel europeo (ACARE³, ATAG⁴) van en la misma dirección. A nivel mundial, la OACI⁵ confirmó en 2013 una resolución para limitar las emisiones netas de transporte aéreo en 2020 (objetivo colectivo global conocido como “crecimiento neutro en carbono en 2020”). Más recientemente, la OACI adoptó un mecanismo universal y obligatorio para controlar las emisiones de CO₂, llamado CORSIA⁶, para el transporte aéreo internacional. Este mecanismo de mercado establece la ruta hacia el crecimiento neutro de carbono a partir de 2020. La nueva resolución prevé el recurso a un mecanismo de mercado a partir de 2020 que permita compensar cualquier aumento anual de las emisiones netas de CO₂ para la compra de créditos de carbono.

³ *Advisory Council for Aviation Research and innovation in Europe/Conseil Consultatif pour la Recherche et l'innovation en Aéronautique en Europe.*

⁴ *Air Transport Action Group.*

⁵ *Organisation de l'Aviation Civile Internationale.*

⁶ *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation.*

¿Hacia qué soluciones se orienta el sector aéreo?

A.Q.: Para lograr estos objetivos, las industrias se apoyan en varios puntos:

- Disminuir el consumo de los aparatos para mejorar la eficiencia de las turbinas y la aerodinámica, la reducción de aviones: según IATA los aviones actuales, A350 Neo o Boeing 787 por ejemplo, consumen el 70% menos de carburantes que los primeros aviones de los años 60, Caravelles o Boeing 707. Por otra parte, la optimización del tráfico aéreo (ATM/Air Traffic Management estudia en el proyecto europeo SESAR⁷) también aumenta las ganancias en el consumo, en un máximo del 10%. A más largo plazo, se podrían lograr ganancias aún mayores con diseños de motores separados, como el del de Open Rotor.
- El desarrollo de biocombustibles. Implica reemplazar una porción de queroseno con combustibles fósiles, que hoy proporciona el 100% del reabastecimiento de combustible de la aeronave, por combustibles elaborados a partir de biomasa o desechos, con un desempeño ambiental significativamente mejorado. Su uso reduce las emisiones de gases de efecto invernadero de un 50 a 90% en comparación con el queroseno actual, mientras que también reduce, en diversos grados y dependiendo de la estructura química del combustible sintético las emisiones de contaminantes en comparación con combustibles fósiles, óxidos de azufre y partículas.

Una gran cantidad de vuelos de prueba y comerciales con un uso de biocombustibles de 30 al 50% en un jet convencional ya se han completado con éxito:

- Algunos vuelos ya han sido realizados con biocombustibles generados de la conversión de aceites vegetales que no forman parte de los aceites de los

⁷ Single European Sky ATM Research.

alimentos (carinata, camelina, etcétera) o aceite de fritura usado (HEFA-SPK). Éste es por ejemplo el caso del proyecto europeo ITAKA con 18 vuelos entre Ámsterdam y Aruba, seguido de 80 vuelos operados por KLM desde Oslo a Ámsterdam en 2016.

- También se llevaron a cabo otros vuelos de demostración con biocombustibles obtenidos mediante la fermentación de azúcar (SIP-SPK) que corresponde a un nivel del 10% del volumen que tiene el tanque. En 2016 se llevó a cabo una prueba de demostración con un vuelo semanal entre Toulouse y París (proyecto *Lab'line for the Future*). El examen de los datos adquiridos confirmó que no hubo ningún efecto observable relacionado con la incorporación de bioqueroseno, ni con la operabilidad o el consumo. Además, las observaciones realizadas no revelaron ningún impacto significativo del biocombustible en el motor: el rendimiento, la operatividad y el estado del motor después de las inspecciones. En pocas palabras, la mezcla se comportó como un combustible 100% fósil. Aunque otras pruebas han demostrado un efecto positivo de la incorporación de combustibles sintéticos (FT-SPK, HEFA-SPK), pero en un 30 a 50%, sobre las emisiones de partículas, en particular, y por supuesto sobre las emisiones de óxido de azufre, la adición de bioqueroseno en este caso era demasiado débil para ser concluyente en este punto.

- Ensayos realizados con combustibles provenientes de la síntesis o mezcla Fisher-Tropsch (FT-SPK) también se realizaron con éxito, al igual que algunos vuelos utilizando un bio-queroseno obtenido mediante *Alcohol to Jet* (ATJ-SPK).

Estos diferentes canales están certificados por ASTM International para una incorporación entre 10 y 50% de volumen. La utilización de estos bio-querosenos no

plantea ningún problema técnico, de seguridad o de utilización. Pero su uso a gran escala se ve obstaculizado por la falta de requisitos mínimos de incorporación como para los biocombustibles terrestres. Por otra parte, el queroseno no puede ser gravado (acuerdo de Chicago), los estados no disponen, como para los combustibles terrestres, de aumento de impuestos para compensar los altos costos de producción en los de queroseno fósil.

El uso de bio-queroseno en líneas regulares sigue siendo muy limitado. Sólo el aeropuerto de Los Ángeles ofrece desde 2017 una mezcla del 30% de biocombustibles HEFA-SPK producidos por la biorrefinería AltAir Paramount California. Se firmó un contrato de suministro a largo plazo con United Airlines para una producción anual de 10 a 20 mil toneladas. Algunos otros aeropuertos, como Oslo, también están equipados para ofrecer mezclas de queroseno que contienen biocombustible. El aeropuerto de Ginebra/Cointrain anunció que ofrecerá un suministro de bio-queroseno a finales de 2018. Para esto, el aeropuerto tiene un acuerdo con la empresa Neste para utilizar HEFA-SPK a partir de aceites usados y grasas animales. Este combustible estará disponible para todas las compañías hasta en un 1% de HEFA-SPK en un primer momento. Airbus también realiza entregas de sus A350 nuevos con un 10% de SIP-SPK a Asia, desde el aeropuerto de Toulouse, y próximamente desde otras plataformas de Airbus.

¿Qué criterios deben cumplir estos combustibles alternativos?

A.Q.: En el campo aeronáutico, hay grandes limitaciones: la seguridad, la limitación más importante, la logística, la utilización de temperaturas extremas, la estabilidad térmica y la oxidación, la necesidad del mismo grado de combustible en todo el mundo, etcétera... Todo combustible nuevo debe por lo tanto ofrecer las mismas garantías que los combustibles fósiles utilizados hoy en día:

- El queroseno debe poder usarse en cualquier parte del mundo: es el único combustible con especificaciones internacionalmente armonizadas a través de ASTM International, con un único objetivo para la aviación civil, el Jet A/A1, y con un proceso de certificación larga y costosa que es obligatorio para cualquier nuevo combustible propuesto. El objetivo es asegurar que pueda utilizarse de forma segura en aeronaves actuales y futuras, tanto civiles como militares. Los carboreactores militares derivan de carboreactores civiles con determinadas condiciones a menudo más estrictas, como la retención en frío, la estabilidad y la incorporación de aditivos específicos.
- En términos específicos, el combustible para aviones es un producto muy particular en comparación con los combustibles utilizados para el transporte terrestre o marítimo. De hecho, tiene que resistir, sin deteriorarse, cambios rápidos de temperatura (de -55 °C a gran altitud hasta +50 °C cuando aterriza en la pista) y de presión (presión atmosférica a nivel del suelo de aproximadamente de 0.3 bares a gran altitud). Además, es el único fluido hidráulico presente en un avión: se usa para accionar los sensores e interruptores, pero también para enfriar partes del motor (desempeñando así el papel del agua en un radiador de vehículo terrestre). Por lo tanto, debe ser muy estable térmicamente y a la oxidación. Finalmente, los combustibles para la aeronáutica deben demostrar su compatibilidad con todos los componentes y materiales del motor en contacto con el combustible, incluidos los elastómeros utilizados en las uniones.

Teniendo en cuenta estas limitaciones y las grandes cantidades de combustible necesarias para el transporte aéreo, la elección radica entre combustibles alternativos llamados “*drop-in*” o combinados. Se trata de combustibles que se pueden incorporar directamente al queroseno fósil sin ningún problema al mezclarse en grandes cantidades (hasta 50%), sin alterar las propiedades y sin necesitar modificar las partes del motor de los aviones, ni la logística de suministro.

¿Cuáles son los trabajos realizados por el IFP Energías nuevas?

A.Q.: Basándose en las experiencias en el campo de los procesos de fabricación de combustible “bajos en carbono” y su experiencia en la adecuación de motor/ combustibles, el IFPEN promovió investigaciones sobre soluciones alternativas al combustible petrolero para la aviación.

Los trabajos del IFPEN tienen por objetivo:

- desarrollar procesos de producción para de estos combustibles, con un buen equilibrio ambiental y un costo de producción aceptable,
- definir las cualidades óptimas de los combustibles para garantizar el funcionamiento adecuado de los aviones: análisis detallado de combustibles, pruebas de combustión, modelado de las propiedades de uso según la estructura química, entre otros,
- y definir las estrategias de incorporación a la par del combustible fósil.

El IFPEN llevó a cabo investigaciones sobre diversos ejes, incluyendo la producción bio-queroseno mediante el hidrotratamiento de lípidos (HEFA-SPK) y a través de la gasificación de la biomasa y la síntesis de Fisher Tropsch conocida comúnmente como BtL.

¿Cuáles son los ejes de trabajo?

A.Q.: El IFPEN desarrolló junto con Axens un proceso de hidrotratamiento de lípidos, comercializado en 2011 por Axens bajo el nombre de Vegan™. Este permite la producción de biodiesel y bio-querosenos.

El IFPEN es también un socio de proyecto BioTfuel (proyecto dirigido junto con Avril, Axens, CEA, Thyssenkrupp Industrial Solutions y Total), que tiene como objetivo desarrollar para su comercialización en 2020, tecnologías BTL para la obtención de bio-queroseno (FT-SPK) con una ganancia muy alta en emisiones de CO₂ (>90%) y de muy alta calidad. Dos proyectos se están desarrollando:

- un pretratamiento innovador de biomasa mediante una torrefacción en el área de Avril de Venette (Oise)
- una unidad de gasificación de biomasa torrefacta y de purificación del gas de síntesis para cumplir con las especificaciones impuestas por el proceso de Fisher Tropsch de transformación del gas en combustible, cerca de Dunkerque en el área industrial puesta a disposición por Total.

Por otra parte, el IFPEN junto con otros socios del sector aéreo y de la producción - distribución de biocombustibles, participa activamente en numerosos proyectos nacionales y europeos, tales como: CORE-JetFuel, CAER, FORUM-AE, MOCCASSIN, JETSCREEN...

¿Y en el campo de los motores de aviones?

A.Q.: El IFPEN trabaja con la industria mediante el desarrollo de herramientas que contribuyen a mejorar la eficiencia energética de los motores existentes y al diseño de nuevas arquitecturas de motores separados. El IFPEN confía en su oferta de simulación para estudiar problemáticas como la combustión en las turbomáquinas, la electrificación y la hibridación de las aeronaves.

Podemos acompañar a todos los actores, tanto públicos como privados (fabricantes de aviones, fabricantes de motores, compañías petroleras, productores de biocombustibles, aeropuertos, etcétera) en sus procesos de incorporación de combustibles alternativos a

los combustibles fósiles. Por ejemplo, el IFPEN desarrolló técnicas para calificar y cuantificar el envejecimiento y la oxidación de los combustibles, que son características esenciales bastante complejas de comprender y están alineadas con los estándares aeronáuticos existentes y muy restrictivos mencionados anteriormente.

Fuente de información:

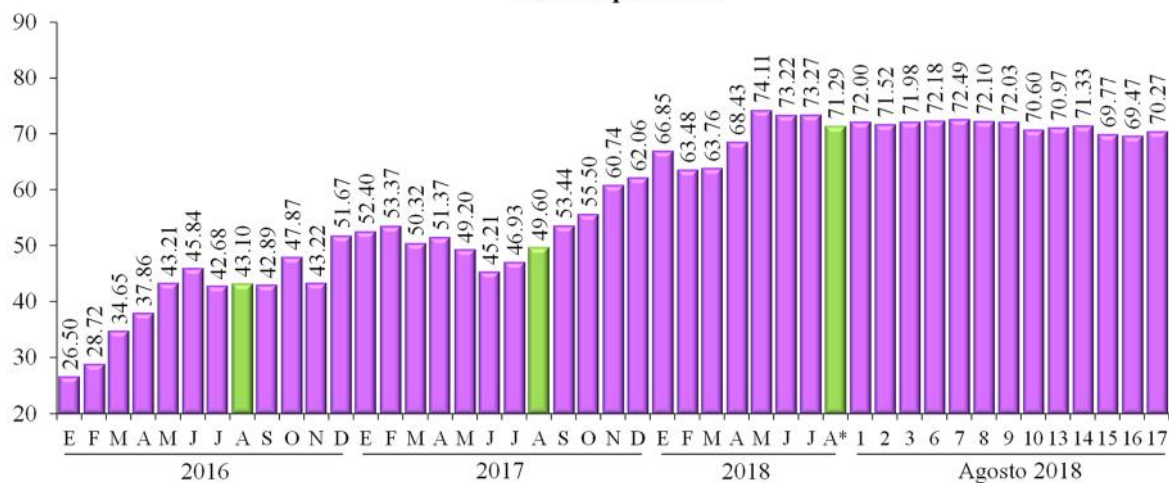
<http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Tous-les-Zooms/Quelles-perspectives-pour-les-biocarburants-dans-le-secteur-aerien>

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 1 al 17 de agosto de 2018, la canasta de crudos de la OPEP registró una cotización promedio de 71.29 dólares por barril (d/b), cifra 2.70% inferior con relación a julio pasado (73.27), superior en 14.87% respecto a diciembre de 2017 (62.06 d/b) y 43.73% más si se le compara con el promedio de agosto de 2017 (49.60 d/b).

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



* Promedio al día 17 de agosto.

FUENTE: OPEP.

Fuente de información:

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

Gastan perforadoras en grande para prolongar auge petrolero (WSJ)

Las compañías petroleras estadounidenses –listas para cosechar los beneficios de los precios al alza tras años de extraer más de los pozos por menos dinero– están viendo a las utilidades erosionarse ante el aumento en costos. Estos retos operacionales hacen cada vez más difícil equilibrar los elevados objetivos de crecimiento y las exigencias de moderación fiscal. Si las compañías siguen tropezando, el resultado podría ser un costo de capital más alto para financiar el auge energético en curso en Estados Unidos de Norteamérica, o un ritmo de crecimiento más lento.

Dos terceras partes de los productores de petróleo de Estados Unidos de Norteamérica no lograron vivir dentro de sus posibilidades en el segundo trimestre, incluso al tiempo que el petróleo superaba los 70 dólares por barril. De forma colectiva, 50 compañías

petroleras estadounidenses importantes reportaron en sus resultados del segundo trimestre que han gastado 2 mil millones de dólares más de lo que ganaron, de acuerdo con un análisis de flujo de efectivo disponible realizado por *FactSet*. A medida que han aumentado los precios del petróleo, las ganancias “han mejorado, pero todavía no están ahí en términos de ganar dinero”, dijo *Todd Hertman*, analista senior de energía en la firma de inversiones *Neuberger Berman Group LLC*. “Crece el entendimiento de que se va a necesitar más tiempo para generar flujo de efectivo disponible y tener ganancias más poderosas de lo que pensaban los inversionistas”.

Pioneer natural Resources Co., uno de los operadores más grandes en la Cuenca Pérmica del Oeste de Texas y Nuevo México, dijo a inversionistas hace un año que anticipaba compensar en gran parte el aumento de los costos de operación con “mejoras de eficiencia”, como producir más en cada pozo. La semana pasada, *Pioneer* dio marcha atrás y elevó su pronóstico de gasto anual, de 2.9 mil millones de dólares a entre 3.3 y 3.4 mil millones de dólares, para producir aproximadamente la misma cantidad de petróleo. “Hemos tenido un aumento más significativo en el tema de costo de lo que habríamos supuesto”, afirmó *Tim Dove*, director ejecutivo de *Pioneer*, a inversionistas. Parte del nuevo gasto incrementará la producción el año próximo señaló. El frenesí de perforaciones ha aumentado la demanda de materiales como arena y agua que se usan en la fracturación hidráulica (*fracking*), lo que eleva los precios.

En las ganancias del segundo trimestre reportadas hace poco, más de una docena de compañías de *sale* redujeron sus objetivos de producción de este año, al decir que tendrían que gastar más para extraer aproximadamente la misma cantidad de petróleo o gas, o no alcanzaron las expectativas de crecimiento de los analistas. Sin duda, muchas continúan anticipando que su producción aumente en comparación con el año pasado, pero tienen que gastar más para cumplir con esas metas. Entre ellas se encontraba *Noble Energy Inc.*, que este mes corrigió su plan de gasto de capital anual a 3 mil millones de

dólares, de entre 2.7 y 2.9 mil millones antes, al tiempo que indicaba que era probable que quedara en el extremo más bajo de su rango de producción objetivo.

La compañía había incorporado a su presupuesto inicial de gastos algunos incrementos en el costo por servicios, mencionó *Gary Willingham*, vicepresidente ejecutivo de operaciones. “Pero también supusimos que en vista en nuestro historial podríamos compensar una gran parte de eso con eficiencias”, indicó. Eso ha demostrado ser más difícil de lo anticipado, destacó. Los días de mejoras veloces en eficiencias parecen ir en declive en toda la industria. Durante desaceleración, algunos productores descubrieron cómo producir más de cada pozo por menos dinero. Sin embargo, desde el 2016, el precio del petróleo al que los operadores pueden generar ganancias al perforar un nuevo pozo de *sale* se ha mantenido sin cambios en algunas partes de la Cuenca Pérmica y aumentó en un promedio del 17% en otras, de acuerdo con datos de *Rystad Energy*. “No puedes seguir mejorando 50% todos los años”, declaró *Randy Foutch*, director ejecutivo de *Laredo Petroleum Inc.*, en una entrevista. “Mejoraremos, pero no anticipen que a ese tipo de ritmo”.

Laredo incrementó su pronóstico de gasto anual en 45 millones de dólares, o alrededor de 8%, al tiempo que no cambió su objetivo de producción de petróleo, aunque aumentó sus objetivos de producción para gas natural y líquidos de gas natural. La compañía señaló que estaba gastando más ahora para producir más el año próximo. Algunos ven el débil desempeño trimestral y los retos operacionales en la Cuenca Pérmica, que ahora produce más crudo que *Kuwait*, como indicadores de que el ritmo de crecimiento en la producción petrolera de Estados Unidos de Norteamérica está a punto de desacelerarse de forma considerable. La producción de petróleo de Estados Unidos de Norteamérica cayó ligeramente en mayo, el mes más reciente monitoreado por la Administración de Información Energética de Estados Unidos de Norteamérica (EIA), y se ha mantenido justo por debajo de los 10.5 millones de barriles por día desde marzo.

La semana pasada, la EIA redujo su pronóstico para el promedio diario de producción de crudo en el 2018 en alrededor de 100 mil barriles. Los pronósticos locales anticipan que Estados Unidos de Norteamérica produzcan un promedio de 11.8 millones de barriles al día en el 2019. Algunos consideran que ese pronóstico es demasiado alto y proyectan que el crecimiento del petróleo estadounidense se moderará debido a los costos de servicio, una desaceleración en mejoras tecnológicas, limitaciones en oleoductos en la Cuenca Pérmica y presión sobre productores estadounidenses para mantener su gasto bajo control y enfatizar ganancias sobre crecimiento.

Una desaceleración en la producción de petróleo de la Cuenca Pérmica podría hacer que los precios del crudo superaran los 100 dólares por barril antes de que termine el año, el tiempo que la oferta no logre satisfacer la demanda en aumento, de acuerdo con *Leigh Goehring*, socia administrativa de *Goehring & Rozenchwajg*, una pequeña firma de inversiones enfocada en recursos naturales. “Muchas compañías han prometido vivir dentro de su flujo de efectivo y crecer un 10 o 20%, y parece cada vez más que algunas van a tener que elegir entre las dos cosas”, dijo *Goehring*. “Si el motor de crecimiento en la Cuenca Pérmica se desacelera, no hay muchas otras fuentes fáciles de suministro global”.

Fuente de información:

Edición del original, periódico *Reforma*, sección negocios, página 4 del 14 de agosto de 2018. México.