



Boletín mexicano de derecho comparado

ISSN: 0041-8633

ISSN: 2448-4873

Instituto de Investigaciones Jurídicas, UNAM

Franco Hernández, Gaspar; Velázquez Paredes, Samuel Isai
Cinco años de la Reforma Constitucional en materia energética, en camino a
un manejo eficiente del gas natural asociado a la extracción de hidrocarburos
Boletín mexicano de derecho comparado, vol. LII, núm. 155, 2019, Mayo-Agosto, pp. 1189-1220
Instituto de Investigaciones Jurídicas, UNAM

DOL: <https://doi.org/10.22201/ijj.24484873e.2019.155.14960>

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=42771668017>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

UNAM
redalyc.org

Sistema de Información Científica Redalyc
Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso
abierto

CINCO AÑOS DE LA REFORMA CONSTITUCIONAL EN MATERIA ENERGÉTICA: EN CAMINO A UN MANEJO EFICIENTE DEL GAS NATURAL ASOCIADO A LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS*

Gaspar FRANCO HERNÁNDEZ**

Samuel Isaí VELÁZQUEZ PAREDES***

SUMARIO: I. *Introducción* II. *Antecedentes*. III. *Contexto actual*. IV. *Conclusiones*. V. *Referencias bibliográficas*.

I. INTRODUCCIÓN

El manejo eficiente del gas natural asociado al petróleo en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México comenzó a regularse por la Comisión Nacional de Hidrocarburos a partir de 2009 con la entrada en vigor de las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas natural asociado.

Más adelante, en 2016 el panorama regulatorio cambió, ya que no se buscaba minimizar la quema y el venteo de gas natural sino aprovechar al máximo dicho hidrocarburo y es por ello que entran en vigor las disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos.

* Artículo recibido el 15 de noviembre de 2018 y aceptado para su publicación el 10 de marzo de 2019.

** ORCID: 0003-0602-8226. Profesor de la Facultad de Ingeniería de la UNAM y estudiante de Doctorado en Economía y Regulación Energética en la Universidad Panamericana. Correo electrónico: gasfraher2010@gmail.com.

*** ORCID: 0000-0002-4496-3883. Adscrito a la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Correo electrónico: isai.vepa@outlook.com.

Así que, a partir de ese año, pudieron apreciarse por primera vez porcentajes de aprovechamiento de gas natural asociado aquí en el país, pues los operadores petroleros, tanto asignatarios como contratistas, se encuentran obligados a involucrar dicho aprovechamiento en sus actividades; por lo que tuvieron que someter a aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) programas de aprovechamiento correspondientes a los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, en cada una de sus áreas de asignación o áreas contractuales, según correspondiera.

Evaluando distintas alternativas para el aprovechamiento de gas y tomando en cuenta consideraciones como composición del gas natural asociado; volumen del gas asociado al petróleo que están produciendo; distancia entre el punto de extracción y los centros de proceso del gas; valor económico del gas y los montos de inversión necesarios para procesar, transportar, almacenar, desarrollar y mantener de la continuidad operativa.

Además, calcularon y reportaron la meta de aprovechamiento de gas natural asociado y su seguimiento a través de la estimación de una fórmula que contempla las formas en que se puede aprovechar el gas natural asociado (autoconsumo, bombeo neumático, conservación y transferencia), el volumen de gas natural asociado que se produce en el área de asignación o área contractual y el volumen de gas natural asociado adicional que no fue producido dentro de las áreas; por lo que ya se pueden observar los resultados de los porcentajes de aprovechamiento y además se podrá contemplar si están cumpliendo con dicha meta.

El 7 de enero de 2016, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) emitió las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento de Gas Natural Asociado en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, cuyos objetivos son:

- 1) Establecer los elementos técnicos y operativos que definirán la meta, con base en la cual se estructurarán los programas de aprovechamiento de gas natural asociado. Lo anterior, dentro del proceso de aprobación de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos.
- 2) Establecer los procedimientos, requisitos y criterios para la evaluación del cumplimiento de la meta y de los programas de aprovechamiento de gas natural asociado, y

- 3) Establecer los procedimientos administrativos para la supervisión del cumplimiento de las metas y programas de aprovechamiento de gas natural asociado, dentro del desarrollo de las actividades de exploración y extracción (CNH 2009, 24).

Asimismo, las disposiciones establecen una meta de aprovechamiento de gas natural asociado para las actividades de extracción, en la que todos los operadores petroleros deben alcanzar y sostener un nivel de aprovechamiento del 98% en cada una de las áreas de asignación o áreas contractuales, en un plazo de tres años posterior al inicio de sus actividades.

En el caso específico de Petróleos Mexicanos (Pemex), se estableció un plan de trabajo para que, durante 2016, la empresa productiva del Estado presentara los programas de aprovechamiento de gas natural para cada una de sus asignaciones vigentes. A medio año que de por terminado el plazo iniciado a partir de 2016, ¿Pemex se encontraría en la condición de alcanzar dicho porcentaje?

En diciembre de 2017 la producción de Pemex a nivel nacional de gas natural fue en promedio de 4,810.9 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), de los cuales 3,852.5 mmpcd se derivaron del gas asociado al aceite (Pemex 2014, 1). Aprovechándose solo 3,663.2 mmpcd de gas natural asociado (CNH 2016, 2). En porcentaje, hubo un aprovechamiento del 95.1% de manera general, pero habría que observar si la empresa productiva del Estado alcanzará el 98% en cada una de sus áreas, lo cual es una tarea complicada.

A través del presente documento se planea realizar un análisis técnico y normativo del aprovechamiento de gas natural asociado en las actividades de extracción de hidrocarburos y con ello dar certeza jurídica y técnica a los operadores petroleros.

En función de lo mencionado hasta aquí, la estructura del presente artículo es la siguiente: antecedentes, contexto actual, conclusiones y bibliografía.

II. ANTECEDENTES

Antes de que entrara en vigor la reforma constitucional, diciembre de 2013, la regulación del sector energético estaba en manos de la Secretaría

de Energía (Sener) a través de sus órganos desconcentrados, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la CNH.

Entre las atribuciones de la CNH, plasmadas en la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, estaba aportar los elementos técnicos a la política de hidrocarburos, establecer disposiciones técnicas, expedir y evaluar normas oficiales, de igual forma supervisar, verificar y certificar el cumplimiento de disposiciones, entre otras cosas; por tal motivo, en 2009, la CNH emitió las “disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos”.

Dichas disposiciones técnicas regulaban algunos aspectos operativos del proceso de extracción de gas y su objetivo era que Pemex y sus organismos subsidiarios realizaran la planificación sobre la forma en la que debían conservar el valor económico del gas presente en los yacimientos objeto de trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos, en tanto que es patrimonio de la nación; buscando siempre la maximización de su valor económico una vez que sea producido, y atendiendo a los principios y bases siguientes:

I. La Comisión dará prioridad a las inversiones para evitar o reducir al mínimo la quema y el venteo de gas. De la misma manera, la Comisión considera como prioritarias las inversiones en materia de seguridad industrial, a efecto de disminuir los riesgos que las actividades de la industria petrolera puedan causar al medio ambiente y a la salud de los trabajadores;

II. Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios deberán sujetarse al marco normativo y procedimental establecido en las presentes disposiciones técnicas, a fin de evitar, salvo causa grave, o reducir al mínimo la quema o el venteo de gas que pudiera resultar prudente realizar, como consecuencia de sus actividades de exploración y explotación de hidrocarburos;

III. Las presentes disposiciones establecen las metodologías que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios deberán seguir en el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, conforme lo establecido en el capítulo II de las presentes disposiciones técnicas, en lo relativo a la evaluación de las alternativas para evitar extraer, aprovechar, conservar o transferir el gas natural que se debe obtener de un yacimiento, y a través de dichas medidas, evitar su destrucción;

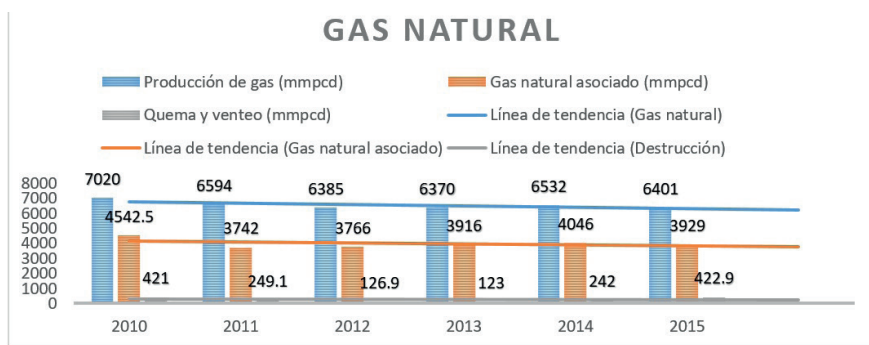
IV. Se establecen las bases para el diseño y ejecución de un programa de inversión, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones, cuyo propósito sea reducir al mínimo los volúmenes de gas que pudiesen resultar

prudente destruir, y que en tal programa Petróleos Mexicanos se compromete a cumplir con lo establecido en los capítulos II a V de las presentes disposiciones técnicas.

V. Se establecen los procedimientos que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios deberán seguir para presentar a la Comisión un programa de cumplimiento obligatorio que incluya los objetivos, medidas, inversiones, cronogramas y otras informaciones o compromisos que resulten necesarios para reducir la quema o el venteo de gas al menor volumen y nivel técnica y económicamente viable de alcanzar. Lo anterior, como consecuencia de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos de proyectos actualmente en explotación y en términos de lo establecido en el capítulo IX de las presentes disposiciones.

VI. Se establecen las bases para realizar la verificación del cumplimiento del programa referido en las fracciones tercera, cuarta y quinta de este artículo, así como los procedimientos y avances en los programas de inversión para garantizar el cumplimiento de los objetivos planteados en materia de reducción de quema y venteo de gas, en el marco del desarrollo de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos. Lo anterior, conforme lo establecido en los capítulos VI, VII y VIII de las presentes disposiciones (CNH 2016, 1-2).

Con dichas disposiciones, el volumen de quema y venteo de gas a nivel nacional estaba sujeto al cálculo de un límite máximo, que era calculado por Pemex anualmente. Para esto tenía que realizar una planeación integral de todos los campos, yacimientos y pozos, en las actividades de extracción o en proceso de abandono, donde se estuviera realizando la quema y el venteo de gas natural. Lo que llevó a que las disposiciones viabilizaran a Pemex el logro de la reducción del porcentaje de quema y venteo de gas de 2010 a 2013, pero a partir de 2014 ese porcentaje aumentó significativamente debido al incremento de la producción de varios de los activos, accidentes e incidentes, entre otras cosas. Como se muestra en el siguiente gráfico:



FUENTE: Petróleos Mexicanos (2014), Base de Datos Institucional, Producción de gas natural por región y activo. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2010-2016). Información Estadística, Seguimiento a los programas de quema y venteo de gas natural asociado.

Como se menciona anteriormente, a partir de la publicación de las disposiciones en 2009, Pemex se comprometió a reducir los índices de quema y venteo de gas, por ello, en 2010 comenzó a invertir en sus activos de producción.

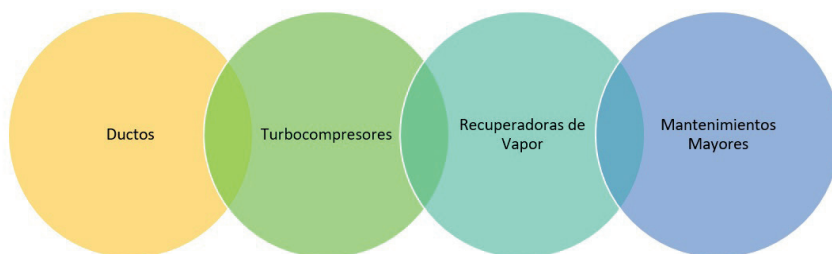
Los primeros activos en invertir en la región marina noreste fueron Cantarell y Ku-Maloob-Zaap; en la región norte, Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira y en la región Sur, Bellota-Jujo, Cinco Presidentes y Samaria Luna (Pemex 4to informe, enero-diciembre de 2010, 3).¹ Sucesivamente, los demás activos se fueron sumando a la inversión y en tres años lograron reducir la quema y el venteo de gas natural asociado en un 70% a nivel nacional (como se muestra en el gráfico anterior).

En los años posteriores, aunque la inversión en los activos de producción continuó, los índices de quema y venteo comenzaron a aumentar nuevamente hasta alcanzar en 2015 un volumen de quema de 422.9 mmpcd, cifra mayor a la de 2010 (CNH 2016, 1-2). El total de la inversión de los activos de producción para reducir la quema y el venteo de gas de 2010 hasta 2015 fue de aproximadamente 49 mil millones de pesos (4to informe 2010-2015, 3).²

¹ Activos integrales de Producción: Cantarell, Ku Maloob, Zaap, Abkatún, Bellota-Jujo, Samaria Luna, Cinco Presidentes, Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica-Altamira.

² Activos integrales de Producción: Cantarell, Ku Maloob, Zaap, Abkatún, Litoral de Tabasco, Abkatun Pol Chuc, Macuspana-Muspac, Bellota-Jujo, Samaria Luna, Cinco Presidentes, Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica-Altamira y Veracruz.

Entre las principales acciones en las que se invirtieron se encuentran:



FUENTE: Petróleos Mexicanos (2010-2015), Informes trimestrales de proyectos en ejecución para evitar o reducir la quema y el venteo de gas.

III. CONTEXTO ACTUAL

Hoy se vive un periodo de transición del sector energético en México, debido a la entrada de la reforma constitucional en materia energética, que dio inicio el 20 de diciembre de 2013, con la que se busca, entre otras cosas, modernizar el sector energético y maximizar el aprovechamiento de hidrocarburos.

Con la reforma energética la reducción de quema y venteo de gas natural asociado pasa a manos de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), quien se encargará de supervisar el cumplimiento de los estándares, condiciones, normas de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente por parte de los operadores petroleros en relación con la quema y venteo de gas natural.

La CNH, como parte de sus atribuciones de regular y supervisar técnicamente, emitió los lineamientos que comprenden la materia de “aprovechamiento de gas natural asociado”, con la que se debe asegurar del cumplimiento técnico por parte de asignatarios, contratistas y autorizados.

Para este tema, la CNH emitió las “Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos”, que entraron en vigor a partir de 2016, con las que se busca cumplir los siguientes objetivos:

I. Establecer los elementos técnicos y operativos que definirán la Meta, con base en la cual, se estructurarán los programas de aprovechamiento de Gas Natural Asociado. Lo anterior, dentro del proceso de aprobación de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos;

II. Establecer los procedimientos, requisitos y criterios para la evaluación del cumplimiento de la Meta y de los Programas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, y

III. Establecer los procedimientos administrativos para la supervisión del cumplimiento de las Metas y Programas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, dentro del desarrollo de las actividades de exploración y extracción (CNH 2016, 1-2).

Las disposiciones precisan cómo los operadores petroleros deben planificar y realizar acciones e inversiones para contar con la capacidad técnica y operativa para obtener el máximo aprovechamiento de gas natural asociado.

Para ello, tienen que atender lo siguiente:

I. Desde la elaboración y proyección de los Planes de Exploración y de Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, los operadores petroleros deberán realizar una planeación que permita proyectar la capacidad instalada que se requerirá a lo largo del ciclo de vida de los yacimientos, para el Manejo del Gas Natural Asociado. Con base en dicha capacidad de Manejo del Gas Natural Asociado, el operador petrolero determinará la meta y las acciones e inversiones a desarrollar, para mantener una política de mejora continua en la optimización del Aprovechamiento y disminución de los volúmenes de Gas Natural No Aprovechado;

II. Con base en la Meta establecida, los Operadores Petroleros deberán presentar a la Comisión sus proyectos de Programas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado a los que hace referencia en el artículo 10 de las disposiciones técnicas. Dichos proyectos deberán estar alineados a los Planes de Exploración y a los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, en lo relativo a la evaluación de las alternativas para llevar a cabo el Aprovechamiento, Conservación o Transferencia del Gas Natural Asociado;

III. Realizar las inversiones que sean necesarias en el tiempo para incrementar o mantener el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado a lo largo del ciclo de vida del yacimiento, así como para evitar o reducir la Destrucción de este Hidrocarburo. Lo anterior, conforme al Programa de Aprovechamiento aprobado por la Comisión en los Planes correspondientes y definida con base en la propuesta realizada por el Operador Petrolero;

IV. Promover los esfuerzos para desarrollar proyectos que incrementen el Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, hasta alcanzar y mantener los niveles de las Mejores Prácticas durante las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Lo anterior, de conformidad con las disposiciones técnicas.

V. Privilegiar la Incineración sobre la Quema y sólo por cuestiones de seguridad, se permitirá el Venteo. Lo anterior, conforme a las disposiciones establecidas por la Agencia (CNH 2016, 4).

Ahora bien, específicamente para el caso de las actividades de extracción se define una “meta” conforme a ciertas bases y criterios, en dicha “meta” se tiene que alcanzar y mantener un nivel de aprovechamiento del 98% anual para yacimientos convencionales, dentro de los tres años posteriores al inicio de las actividades.

Como se sabe, la mayoría de los campos que se le asignaron a Pemex, en ronda cero, son convencionales, maduros y muchos de ellos se encuentran en la etapa de extracción, para esta sección en particular la CNH propone alternativas de aprovechamiento para los operadores petroleros, dentro de las que se encuentran: autoconsumo, sistemas artificiales de producción, conservación y transferencia.

1. *Autoconsumo*

La utilización del gas natural que se está extrayendo en las áreas asignadas o contractuales, utilizándolo como combustible para los distintos tipos de maquinaria que se encuentra operando dentro de las instalaciones, como: turbinas, compresores, motores; de igual forma utilizándolo en dispositivos neumáticos para medir y controlar parámetros como la temperatura, presión y los niveles de líquidos; también utilizándolo en la generación o cogeneración de energía eléctrica, suministrando energía a equipos, instalaciones, entre otros usos.

2. *Bombeo neumático*

Es un sistema artificial de producción que proporciona energía adicional a los pozos, inyectando gas a altas presiones, para poder vencer la contrapresión ejercida por la columna de fluidos sobre la formación, y así poder restablecer o incrementar la producción de hidrocarburos.

3. *Conservación*

Consta de mantener el gas en su yacimiento de origen, en otros yacimientos o almacenes para aprovecharlo o usarlo de manera posterior en alguna otra alternativa o para la venta del mismo.

4. *Transferencia*

Trasladar el gas producido de un área de asignación o contractual en donde no se tenga la capacidad de manejo suficiente, a otra en donde la capacidad de manejo sea mayor a través de una transacción comercial.

No obstante, para alcanzar el mayor potencial de aprovechamiento de gas natural asociado, se requiere que, desde la etapa exploratoria y dentro del diseño de los planes de desarrollo, se contemple la capacidad de manejo a lo largo del ciclo de vida del yacimiento.

Buscando reducir gastos, mejorando la producción y extendiendo la vida productiva del área de asignación o área contractual, para mejorar su rentabilidad y maximizar su recuperación. “El manejo eficiente del gas puede marcar la diferencia entre retener un área o abandonarla”.

Ahora bien, la meta de aprovechamiento de gas se realiza con base en la siguiente fórmula:

$$MAG_t = \left[\frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \right] * 100$$

En donde:

MAG = Meta de Aprovechamiento Anual

t = Año de cálculo

A = Autoconsumo (volumen/año)

B = Uso en bombeo neumático (volumen/año)

C = Conservación (volumen/año)

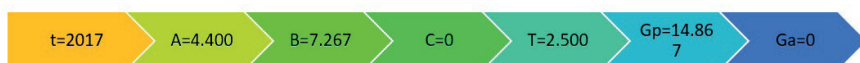
T = Transferencia (volumen/año)

G_p = Gas natural asociado producido (volumen/año)

G_A = Gas natural asociado adicional no producido en el área de asignación o contractual (volumen/año)

Con base en la fórmula anterior y al realizar un análisis de la información que se presenta en los Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado, entregados por Pemex a CNH, se llegó a la conclusión de que, a la fecha de este trabajo, existen tres escenarios o situaciones principales en las actividades de extracción que se presentan en la actualidad, a continuación, se muestran:

Asignación o contrato en donde no hubo gas natural asociado adicional no producido en el área de asignación o contractual. El cálculo fue realizado de la siguiente manera:



Aprovechamiento

$$= \left[\frac{\text{Autoconsumo} + \text{Bombeo Neumático} + \text{Conservación} + \text{Transferencia}}{\text{Gas Producido} + \text{Bombeo Neumático}} \right] * 100 =$$

$$\text{Aprovechamiento} = \left[\frac{4.400 + 7.267 + 0.000 + 2.500}{14.867 + 0.000} \right] * 100 = \left[\frac{14.167}{14.867} \right] * 100$$

$$\text{Aprovechamiento} = 95.29 \%$$

Asignación o contrato en donde hubo gas natural asociado adicional no producido en el área de asignación o contractual y existe recirculación. El cálculo fue realizado de la siguiente manera:



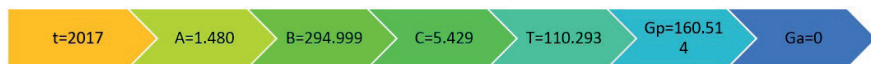
Aprovechamiento

$$= \left[\frac{\text{Autoconsumo} + \text{Bombeo Neumático} + \text{Conservación} + \text{Transferencia}}{\text{Gas Producido} + \text{Bombeo Neumático}} \right] * 100 =$$

$$\text{Aprovechamiento} = \left[\frac{176.500 + 2.800 + 397.500 + 99.600}{541.800 + 200.200} \right] * 100 = \left[\frac{676.400}{742.000} \right] * 100$$

$$\text{Aprovechamiento} = 91.16 \%$$

Asignación o contrato en donde no hubo gas natural asociado adicional no producido en el área de asignación o contractual y existe recirculación. El cálculo fue realizado de la siguiente manera:



$$\begin{aligned} \text{Aprovechamiento} &= \left[\frac{\text{Autoconsumo} + \text{Bombeo Neumático} + \text{Conservación} + \text{Transferencia}}{\text{Gas Producido} + \text{Bombeo Neumático}} \right] \\ &* 100 = \end{aligned}$$

$$\text{Aprovechamiento} = \left[\frac{1.480 + 294.999 + 5.429 + 110.293}{160.514 + 294.999} \right] * 100 = \left[\frac{412.201}{455.513} \right] * 100$$

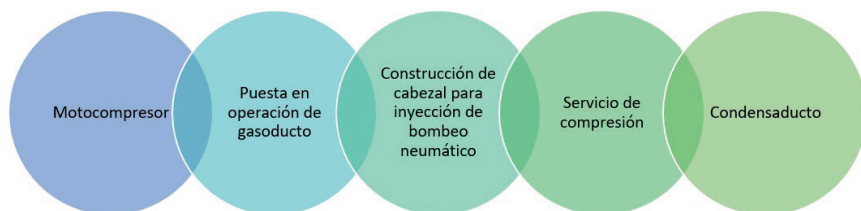
$$\text{Aprovechamiento} = 90.49 \%$$

Cabe señalar que se pueden presentar otros tipos de escenarios o situaciones durante las actividades de extracción y que dependerán de la actividad petrolera realizada en el momento.

Como resultado de aplicar las disposiciones técnicas a partir de 2016, por primera vez en México se pudieron observar porcentajes de aprovechamiento de gas natural asociado, dejando atrás los volúmenes de quema y venteo de gas.

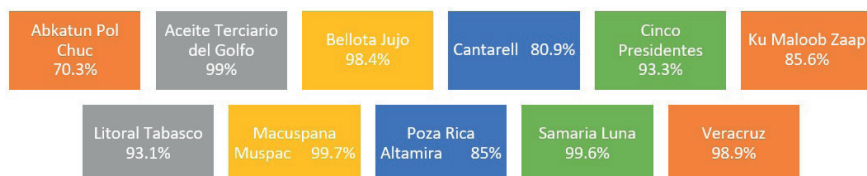
Y los primeros activos en poner manos a la obra en acciones e inversiones para el aprovechamiento de gas natural asociado fueron ATG y Cinco Presidentes (Pemex 2016, 1er informe, página 3).

Las acciones e inversiones que realizaron principalmente los activos de producción en 2016 fueron las siguientes:



FUENTE: Petróleos Mexicanos (2016), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

A continuación, se muestra el promedio de porcentajes de aprovechamiento de gas, por activo en 2016:



FUENTE: Petróleos Mexicanos (2016), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

El total de la inversión de los activos de producción para aprovechar el gas natural asociado a las actividades de exploración y extracción en 2016 fue de aproximadamente 659 millones de pesos (Pemex, informes enero-diciembre 2016,³).

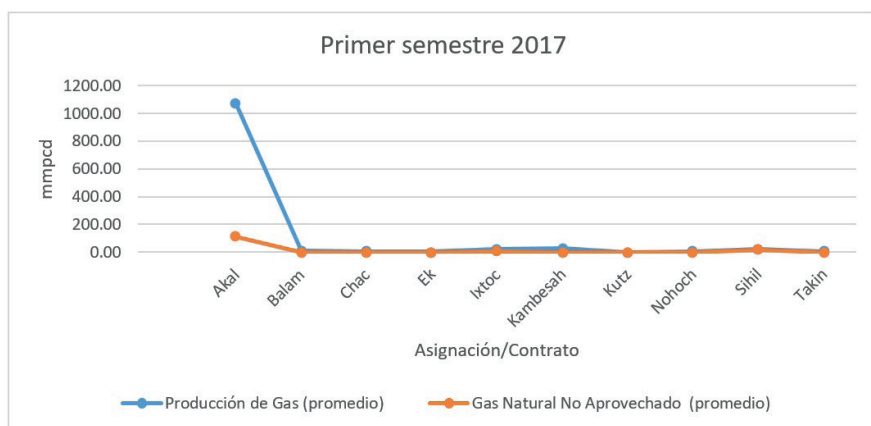
El volumen de gas natural no aprovechado en las actividades de exploración y extracción a nivel nacional en 2016 fue en promedio de 503.8 mmpcd, cifra superior a cualquiera de los años anteriores desde que se empezó a regular la quema y el venteo en 2009 (CNH 2010, 2). Pero, si lo miramos con mayor detenimiento, es lógico encontrarnos con ese volumen de gas no aprovechado, debido a que desde 2015 se venían mostrando cifras similares.

³ Activos integrales de Producción: Cantarell, Ku Maloob Zaap, Cinco Presidentes, Abkatun Pol Chuc, Litoral Tabasco, Samaria Luna, Macuspana-Muspac, Bellota-Jujo, Poza Rica-Altamira, Veracruz y Aceite Terciario del Golfo.

Ahora bien, es importante señalar que recientemente los activos integrales de producción cambiaron de nombre, quedando de la siguiente manera: Bloque AS01-01 (Cantarell), Bloque AS01-02 (Ku Maloob Zaap), Bloque AS02-03 (Abkatun Pol Chuc), Bloque AS02-04, (Litoral Tabasco), Bloque N02 (Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica Altamira), Bloque N03 (Veracruz), Bloque S01 (Macuspana Muspac), Bloque S02 (Samaría Luna), Bloque S03 (Bellota Jujo) y Bloque S04 (Cinco Presidentes).

A continuación, se presentan gráficos de cada uno de los bloques en donde se muestra la producción promedio y el volumen de gas no aprovechado del primer semestre de 2017.

BLOQUE AS01-01



FUENTE: Petróleos Mexicanos (enero-junio de 2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado

Se puede observar en el primer semestre de 2017 que, dentro del bloque AS01-01 (Cantarell), la producción de gas se dio principalmente en el campo Akal, con una producción que rondaba en promedio los 1100 mmpcd, mientras que en las demás asignaciones y contratos las producciones se mantuvieron en promedio por debajo de los 30 mmpcd.

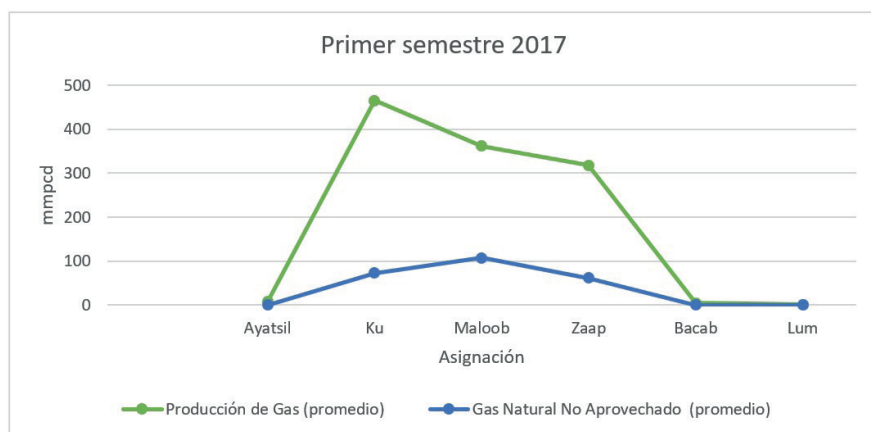
El mayor volumen de gas natural no aprovechado se concentró dentro del campo Akal con un volumen promedio de 110 mmpcd, y en el resto de las áreas por debajo de los 20 mmpcd. Por lo que los porcentajes de

aprovechamiento variaron entre el 83 y 97 por ciento, como se muestra en la siguiente tabla:

<i>Asignación/ Contrato</i>	<i>% promedio de aprovechamiento 1er semestre 2017</i>
Akal	92.61
Balam	93.88
Chac	83.77
Ek	93.44
Ixtoc	97.43
Kambesah	97.91
Kutz	97.32
Nohoch	97.90
Sihil	91.34
Takin	84.23

FUENTE: Petróleos Mexicanos (2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

BLOQUE AS01-02



FUENTE: Petróleos Mexicanos (enero-junio de 2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

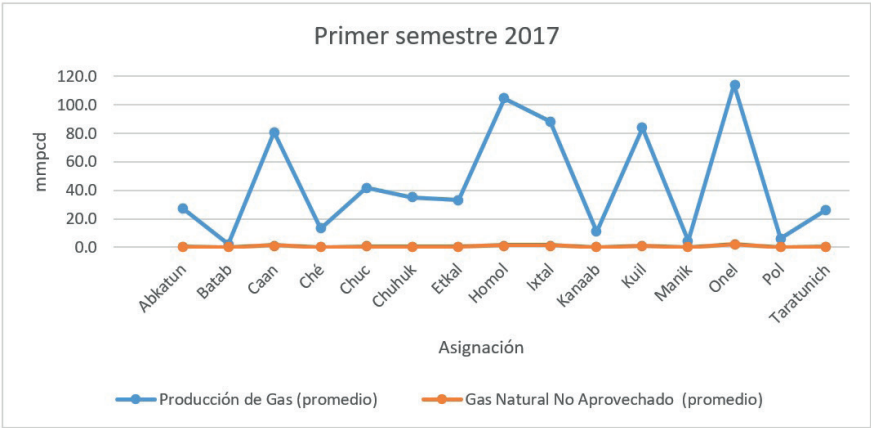
Para el bloque AS01-02 (Ku Maloob Zaap), se puede observar que, las asignaciones con mayor volumen de producción de gas natural como Ku con un promedio de producción de gas que ronda los 465 mmpcd, Maloob con un promedio de 362 mmpcd y Zaap con un aproximado de 319 mmpcd son los que manejan un menor porcentaje de aprovechamiento, pues sus volúmenes de gas natural no aprovechado se encuentran entre los 60 y 110 mmpcd.

Arrojando porcentajes de aprovechamiento de gas como los que se muestran en la siguiente tabla:

Asignación	% promedio de aprovechamiento 1er semestre 2017
Ayatsil	100.00
Ku	88.11
Maloob	90.67
Zaap	93.14
Bacab	100.00
Lum	100.00

FUENTE: Petróleos Mexicanos (2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

BLOQUE AS02-03



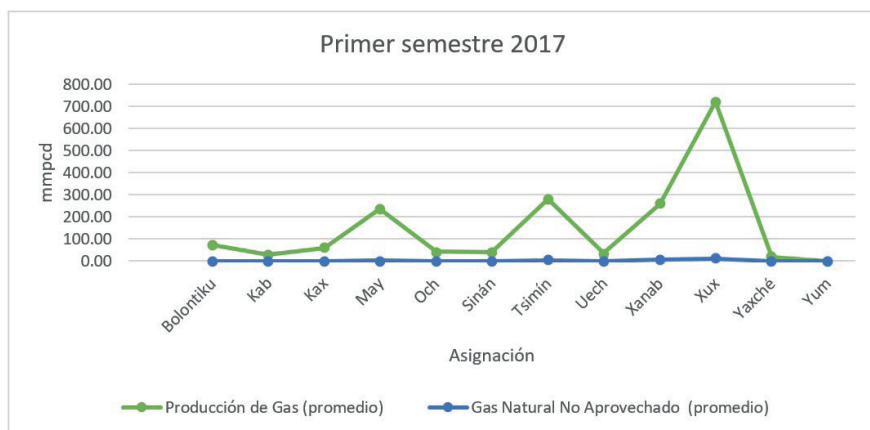
FUENTE: Petróleos Mexicanos (enero-junio de 2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

Se contempla que, en el bloque AS02-03 (Abkatun Pol Chuc), los volúmenes de producción son muy variables, pues van desde un promedio de 2 hasta los 114 mmpcd entre sus asignaciones, pero de manera sorprendente no ocurre lo mismo en sus volúmenes de gas natural no aprovechado, ya que casi no varían y los cuales son bajos, por lo que se puede observar que todos cumplen con la meta del 98% de aprovechamiento de gas natural asociado, como se muestra en la siguiente tabla.

<i>Asignación</i>	<i>% promedio de aprovechamiento 1er semestre 2017</i>
Abkatun	98.41
Batab	99.53
Caan	98.12
Ché	98.40
Chuc	99.17
Chuhuk	98.38
Etkal	98.40
Homol	98.41
Ixtal	98.14
Kanaab	98.99
Kuil	98.44
Manik	99.16
Onel	98.12
Pol	98.32
Taratunich	98.50

FUENTE: Petróleos Mexicanos (2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

BLOQUE AS02-04



FUENTE: Petróleos Mexicanos (enero-junio de 2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

En el gráfico anterior se muestra el bloque AS02-04 (Litoral de Tabasco), donde se puede observar, que los volúmenes de gas no aprovechado en la mayoría de las áreas son mínimos comparados con los volúmenes de producción, los cuales van variando entre sí.

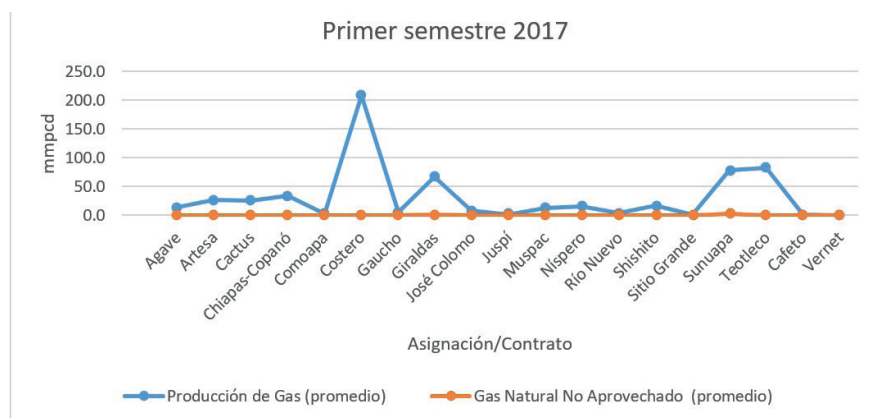
Encontrando desde el campo Yum con el volumen de producción más bajo del bloque de 1.67 mmpcd y con un volumen de gas no aprovechado de 0.17 mmpcd, hasta el campo Xux con el volumen de producción más alto de 720 mmpcd y un volumen de gas no aprovechado de 11 mmpcd, dando como resultado los porcentajes mostrados en la tabla siguiente:

<i>Asignación</i>	<i>% promedio de aprovechamiento 1er semestre 2017</i>
Bolontiku	98.85
Kab	98.75
Kax	98.89
May	98.91
Och	98.83
Sinán	98.69

Tsimín	98.42
Uech	98.67
Xanab	96.52
Xux	98.44
Yaxché	96.80
Yum	89.98

FUENTE: Petróleos Mexicanos (2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

BLOQUE S01



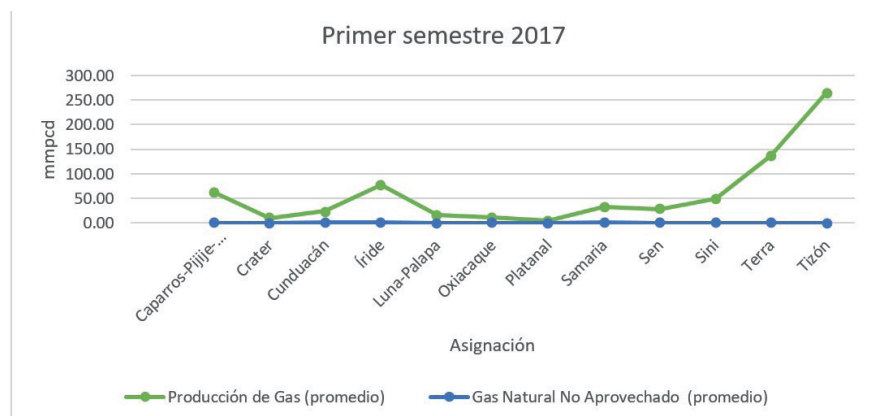
FUENTE: Petróleos Mexicanos (enero-junio de 2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

En el bloque S01 (Macuspana Muspac), se puede observar que la producción de gas se da fundamentalmente en cuatro áreas que son: Costero, Giraldas, Sunuapa y Teotleco, quienes manejan volúmenes bajos de gas natural no aprovechado comparados con sus volúmenes de producción, es un bloque con porcentajes muy positivos de aprovechamiento de gas, pues solo tres de las 17 asignaciones y contratos aún no habían alcanzado la meta del 98%, como se muestra en la siguiente tabla:

<i>Asignación/ contrato</i>	<i>% promedio de aprovechamiento 1er semestre 2017</i>
Agave	97.38
Artesa	98.90
Chiapas Copanó	99.60
Costero	100.00
Gaucho	99.82
Giraldas	98.05
José Colomo	98.70
Juspí	100.00
Muspac	97.07
Nispero	99.74
Río Nuevo	100.00
Shishito	99.91
Sitio Grande	99.20
Sunuapa	96.39
Teoteco	99.66
Cafeto	100.00
Vernet	100.00

FUENTE: Petróleos Mexicanos (2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

BLOQUE S02



FUENTE: Petróleos Mexicanos (enero-junio de 2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

Esta obra está bajo una *Licencia Creative Commons*

Atribución-NoComercial-SinDerivar 4.0 Internacional, IIJ-UNAM.

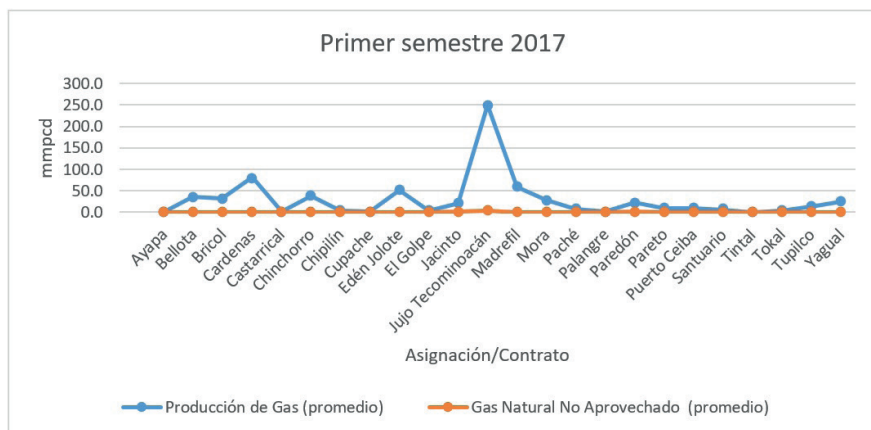
Boletín Mexicano de Derecho Comparado, núm. 155, mayo-agosto de 2019, pp. 1189-1220.

En el gráfico se muestra el bloque S02 (Samaria Luna) y se observa que maneja volúmenes importantes de producción, en donde el área con el mayor volumen promedio de producción es la de Tizón, la que le sigue es Terra y de ahí continúa con Íride y así sucesivamente hasta llegar al campo Platanal, también se pueden observar volúmenes bajos de gas natural no aprovechado, lo que contribuye a generar porcentajes altos de aprovechamiento, como se muestra en la siguiente tabla:

<i>Asignación</i>	<i>% promedio de aprovechamiento 1er semestre 2017</i>
Caparros Pijje Escuintle	99.84
Cráter	100.00
Cunduacán	98.21
Íride	98.97
Luna Palapa	100.00
Oxiacaque	99.88
Platanal	100.00
Samaria	99.41
Sen	99.99
Sini	99.86
Terra	99.99
Tizón	100.00

FUENTE: Petróleos Mexicanos (2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

BLOQUE S03



FUENTE: Petróleos Mexicanos (enero-junio de 2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

En el gráfico anterior se pueden apreciar las asignaciones y contratos del bloque S03 (Bellota Jujo), en donde el volumen de gas natural no aprovechado más alto que presenta el bloque es el del campo Jujo-Tecominoacán con 3.8 mmpcd y ese mismo campo es el produce el mayor volumen de gas.

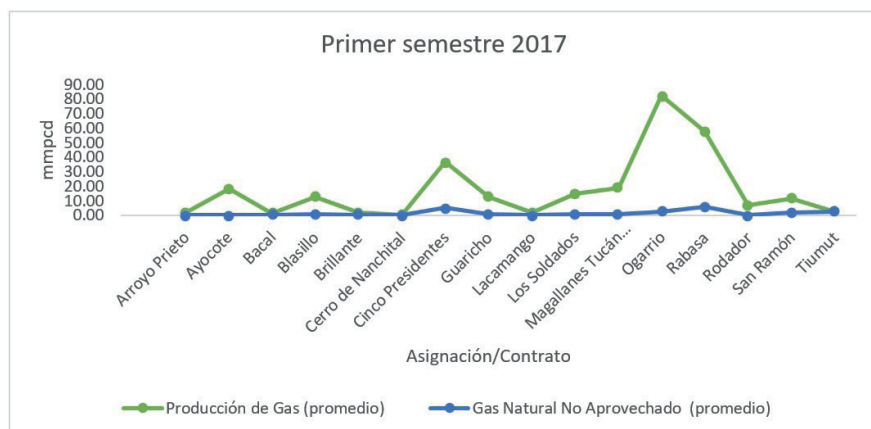
Los volúmenes de gas natural no aprovechado son bajos en todo el bloque, pero sí impactan en los porcentajes de aprovechamiento debido a que los volúmenes de producción también son bajos.

<i>Asignación/ Contrato</i>	<i>% promedio 1er semestre 2017</i>
Ayapa	60.99
Bellota	99.79
Bricol	99.87
Cardenas	99.85
Castarrical	100.00
Chinchorro	99.81
Chipilín	99.88
Cupache	100.00
Edén Jolote	99.58

El Golpe	96.44
Jacinto	92.90
Jujo Tecminoacán	98.47
Madrefil	99.40
Mora	99.97
Paché	99.69
Palangre	99.84
Paredón	96.23
Pareto	99.96
Puerto Ceiba	100.00
Santuario	95.20
Tintal	10.58
Tokal	100.00
Tupilco	98.86
Yagual	99.74

FUENTE: Petróleos Mexicanos (2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

BLOQUE S04



FUENTE: Petróleos Mexicanos (enero-junio de 2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

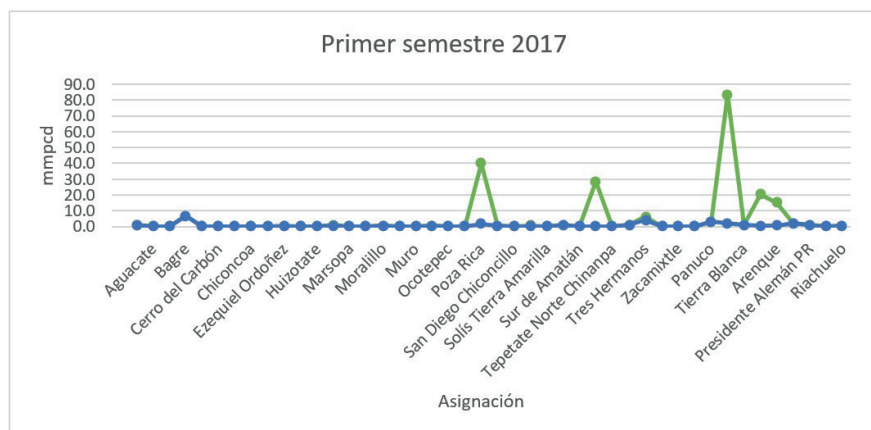
Se puede apreciar en este gráfico el bloque S04 (Cinco Presidentes), en donde la mayoría de las asignaciones y contratos presenta volúmenes de gas natural no aprovechado considerables comparados con los volúmenes de producción, por lo que, al calcular los porcentajes de aprovechamiento los afecta por el bajo manejo de gas natural que existe en dicho bloque.

La mayor producción de gas se dio fundamentalmente en las áreas de Ogarrio, Rabasa y Cinco Presidentes y el mayor volumen de gas no aprovechado se dio en las mismas áreas.

<i>Asignación/contrato</i>	<i>% promedio 1er semestre 2017</i>
Arroyo Prieto	100.00
Ayocote	100.00
Bacal	90.82
Blasillo	92.93
Brillante	94.83
Cerro de Nanchital	100.00
Cinco Presidentes	86.42
Guaricho	93.03
Lacamango	100.00
Los Soldados	95.15
Magallanes Tucán Pajonal	95.67
Ogarrio	96.94
Rabasa	89.93
Rodador	100.00
San Ramón	86.09
Tiumut	0.00

FUENTE: Petróleos Mexicanos (2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

BLOQUE N02



FUENTE: Petróleos Mexicanos (enero-junio de 2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

Estos dos gráficos anteriormente representaban a los activos integrales de producción Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira, con la restructuración pasan a ser el bloque N02. El activo ATG maneja volúmenes bajos de producción, por lo que al existir volúmenes de gas natural no aprovechado inmediatamente se ve reflejado. Por lo que el cálculo de sus porcentajes se ven afectados.

El activo Poza Rica-Altamira es de los que más problemas de aprovechamiento tienen, debido a que es un activo que tiene asignaciones maduras, con volúmenes de producción de gas bajas y volúmenes de gas no aprovechado altos, por lo que sus porcentajes de aprovechamiento son muy bajos.

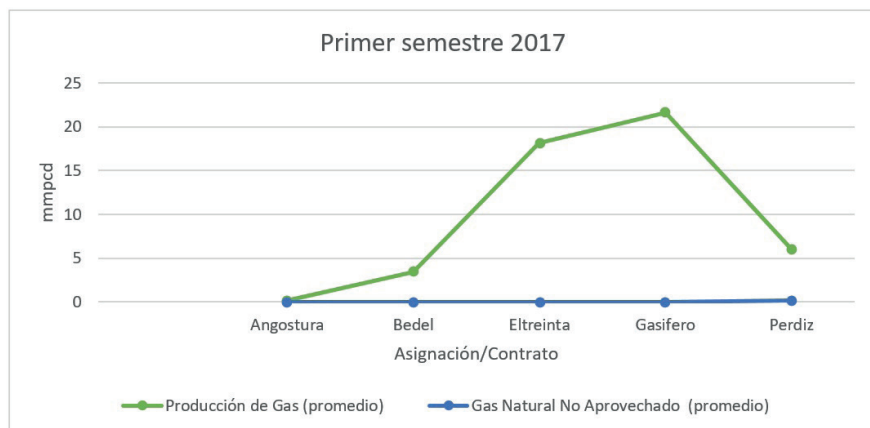
Asignación	% promedio 1er semestre 2017
Agua Fría	99.81
Humapa	95.60
Pitepec	67.25
Soledad	92.38

Miahuapan	75.83
Miquetla	87.20
Coapechaca	99.72
Coralillo	96.47
Coyula	99.65
Escobal	99.65
Gallo	100.00
Palo Blanco	100.00
Tajín	99.63
Agua Nacida	99.29
Coyotes	98.87
Coyol	99.03
Furbero	97.40
Presidente Alemán	99.35
Remolino	99.26
Acuatempa	0.00
Aguacate	0.00
Álamo San Isidro	0.00
Bagre	0.00
Carpa	0.00
Cerro del Carbón	95.24
Chichimantla	0.00
Chiconcoa	0.00
Copal	0.00
Ezequiel Ordoñez	70.99
Horcón	0.00
Huizotate	0.00
Jiliapa	71.77
Marsopa	0.00
Mesa Cerrada	0.00
Moralillo	0.00
Mozutla	0.00
Muro	0.00
Nuevo Progreso	12.93

Ocotepc	0.00
Papantla	0.00
Poza Rica	95.36
Rancho Nuevo	0.00
San Diego Chiconcillo	0.00
Santa Águeda	68.58
Solís Tierra Amarilla	0.00
Sur Chinanpa Norte de Amatlán	0.00
Sur de Amatlán	0.00
Tamaulipas Constituciones	99.39
Tepetate Norte Chinanpa	0.00
Toteco Cerro Azul	0.00
Tres Hermanos	34.95
Xocotla	0.00
Zacamixtle	0.00
Altamira	0.00
Panuco	0.00
San Andrés	97.57
Tierra Blanca	0.00
Hallazgo	97.89
Arenque	94.41
Ébano Chapacao	0.00
Presidente Alemán PR	12.09
Remolino	0.00
Riachuelo	0.00

FUENTE: Petróleos Mexicanos (2017), Informes trimestrales de Aprovechamiento de gas natural asociado.

BLOQUE N03



FUENTE: Petróleos Mexicanos (enero-junio de 2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

Se puede observar que los volúmenes de producción de gas son bajos y que los volúmenes de gas natural no aprovechado están en cero, excepto en un área, pero no afecta para el cálculo del porcentaje.

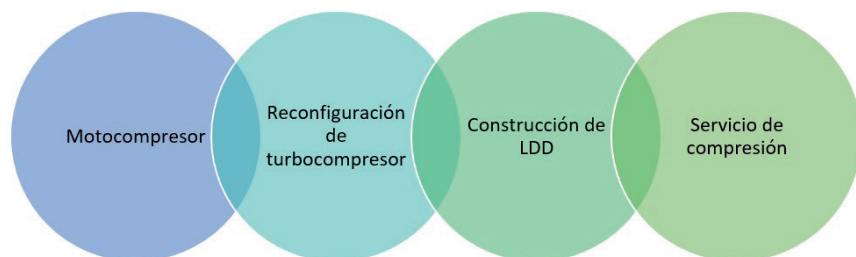
En este último gráfico se puede apreciar que, con base en las disposiciones técnicas de aprovechamiento de gas el bloque N03 cumple con la meta de aprovechamiento de gas natural asociado, promediando entre todas sus asignaciones y contratos un porcentaje de 99.31%. A excepción de una asignación todas aprovechan el cien por ciento del gas natural asociado que producen.

<i>Asignación/ Contrato</i>	<i>% promedio 1er semestre 2017</i>
Angostura	100.00
Bedel	100.00
Eltreinta	100.00
Gasífero	100.00
Perdiz	96.53

FUENTE: Petróleos Mexicanos (2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

El volumen de gas natural no aprovechado en las actividades de exploración y extracción a nivel nacional anual fue en promedio de 210.4 mmpcd en el año 2017.

Las acciones e inversiones que realizaron principalmente los activos de producción en 2017 fueron las siguientes:



FUENTE: Petróleos Mexicanos (2017), Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado.

El total de la inversión de los bloques para aprovechar el gas natural asociado a las actividades de exploración y extracción en el primer semestre de 2017 fue de aproximadamente 133.5 millones de pesos (Pemex 2017, 4).⁴

IV. CONCLUSIONES

A través del presente artículo se ha venido revisando cronológicamente la regulación del aprovechamiento de gas natural asociado, desde la publicación de las disposiciones de quema y venteo, hasta la transición de la reforma energética en el país, y con ella la derogación de las disposiciones de quema y venteo y la entrada en vigor de las disposiciones técnicas de aprovechamiento. Pudiendo observar muy buenos resultados en la disminución del gas que no se aprovecha, presentando formas más eficientes en el manejo del gas natural y trayendo mayores beneficios al país.

⁴ Activos integrales de Producción: Cantarell, Ku Maloob Zaap, Cinco Presidentes, Abkatun Pol Chuc, Litoral Tabasco, Samaria Luna, Macuspana-Muspac, Bellota-Jujo, Poza Rica-Altamira, Veracruz y Aceite Terciario del Golfo.

Las disposiciones técnicas para el aprovechamiento buscan que los operadores petroleros tengan un manejo eficiente del gas natural, para así poder reducir los volúmenes de gas natural asociado no aprovechado, en donde antes de inicien sus operaciones e incluso ya iniciadas cuenten con la capacidad para manejar el gas natural asociado al petróleo, al igual que el gas que no se encuentra asociado a él.

Por lo que, al revisar los volúmenes de gas no aprovechado que Petróleos Mexicanos reporta a la Comisión, en 2016 se tiene registrado un volumen promedio anual de 503.8 mmpcd, mientras que, en 2017, se registró un volumen promedio anual de 210.4 mmpcd.

Esto sin duda alguna representa una gran disminución del volumen de gas natural que no se aprovecha en las actividades de exploración y de desarrollo, el cual es un logro importante para nuestro país.

Pero, aunque el volumen de gas no aprovechado haya disminuido, es necesario señalar cómo se han venido manejando los porcentajes de aprovechamiento dentro de las áreas de asignación y contractuales de Petróleos Mexicanos y si es que han alcanzado y sostenido la meta de aprovechamiento del 98%.

Analizando los porcentajes que resultaron del primer semestre de 2017 podemos observar que fueron muy variables, pues, aun cuando en el primer trimestre algunas asignaciones y contratos alcanzaron la meta, para el segundo trimestre no pudieron sostenerla y viceversa pues algunas áreas que no habían alcanzado la meta en el primer trimestre de ese año, para el segundo trimestre pudieron alcanzarla.

También hubo áreas en donde desde el primer trimestre alcanzaron la meta y pudieron sostenerla para el siguiente trimestre y asignaciones y contratos en donde en ninguno de los dos trimestres pudieron alcanzarla.

A medio año de que dé por terminado el plazo señalado en las disposiciones técnicas de aprovechamiento de gas para alcanzar y sostener la meta, Petróleos Mexicanos tiene una gran área de oportunidad, pero le es posible alcanzar la meta de aprovechamiento en casi todas sus áreas de asignación y contractuales; no en la totalidad de sus áreas pues existen varias que se encuentran en el declive de su producción, debido a que son campos maduros en donde seguramente Petróleos Mexicanos optará por no invertir más en ellos y posiblemente abandonar dichas áreas.

V. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. 2009. “Disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos”. http://dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5122914/.
- COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. 2010. “Seguimiento a los programas de quema y venteo de gas natural asociado”. http://cnh.gob.mx/informacion/docs/Indicadores_de_Quema_y_Ventoe_Dic_10.pdf.
- COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. 2011. “Seguimiento a los programas de quema y venteo de gas natural asociado”. http://cnh.gob.mx/informacion/docs/Reporte_Quema_y_ventoe_2011_12.pdf.
- COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. 2012. “Seguimiento a los programas de quema y venteo de gas natural asociado”. http://cnh.gob.mx/informacion/docs/Reporte_Quema_y_ventoe_2012_12.pdf.
- COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. 2013. “Seguimiento a los programas de quema y venteo de gas natural asociado”. http://cnh.gob.mx/informacion/docs/Reporte_Quema_y_ventoe_Dic_2013.pdf.
- COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. 2014. “Seguimiento a los programas de quema y venteo de gas natural asociado”. http://cnh.gob.mx/informacion/docs/Reporte_Quema_y_ventoe_Diciembre_2014.pdf.
- COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. 2015. “Seguimiento a los programas de quema y venteo de gas natural asociado”. http://cnh.gob.mx/informacion/docs/Reporte%20Quema%20y%20ventoe%202015_12.pdf.
- COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. 2016. “Disposiciones técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos”. http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422286&fecha=07/01/2016.
- COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. 2016. “Seguimiento a los programas de quema y venteo de gas natural asociado”. <http://cnh.gob.mx/informacion/docs/7%20Quema%20y%20ventoe%20de%20gas%20Agosto%202016.pdf>.
- COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. 2016. “Reporte de Producción de Gas Natural en México”. <http://cnh.gob.mx/informacion/docs/4%20Producci%C3%B3n%20de%20gas%20natural%20Agosto%202016.pdf>.

- GOBIERNO DE LA REPUBLICA. 2014. “Reforma Energética: Resumen Ejecutivo”. http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10239/Resumen_de_la_explicacion_de_la_Reforma_Energetica11.pdf.
- PETRÓLEOS MEXICANOS. 2004. “Reporte de resultados financieros de Pemex al 31 de diciembre de 2003 de conformidad con el boletín B-10”. http://www.pemex.com/ri/finanzas/Resultados%20anuales/031231_reporte_e.pdf.
- PETRÓLEOS MEXICANOS. 2011. “Informe Anual 2010”. http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/informes_art70/Informe_anual_2010_art70.pdf.
- PETRÓLEOS MEXICANOS. 2014. “Base de Datos Institucional, Producción de gas natural por región y activo”. <http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiControlller.do?action=cuadro&cveca=EGASRAI>.
- PETRÓLEOS MEXICANOS. 2016. “Informes Trimestrales de proyectos en ejecución para evitar o reducir la quema y el venteo de gas por activo integral de Producción (2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015)”. https://www.pemex.com/transparencia/Documents/2018mdylb/29_LB_PEP-ProducciondeHidrocarburos.pdf.
- PETRÓLEOS MEXICANOS. 2016. “Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado por activo integral de producción / Informes trimestrales de aprovechamiento del gas natural asociado, 1er, 2do, 3er y 4to informes, enero-diciembre de 2016”. <https://www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/resultados.aspx>.
- PETRÓLEOS MEXICANOS. 2017. “Indicadores Petroleros: Producción de gas natural”, *PEMEX: Estadísticas petroleras*, 8 de octubre. http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/eprodcrudo_esp.pdf.
- PETRÓLEOS MEXICANOS. 2017. “Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado por bloque y por asignación”. <https://www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/resultados.aspx>.