

Dilemas del suministro a corto plazo de gas natural

Adrián Lajous

El mercado de gas natural de México atraviesa por una coyuntura en la que pueden identificarse importantes cambios en las condiciones de la demanda y de la oferta de este combustible. Las perspectivas, tanto a corto como a más largo plazo, se han modificado como resultado de una transformación fundamental en el contexto norteamericano en el cual se inserta. En unos cuantos años, el mercado regional de gas natural ha pasado de un creciente déficit estructural, en el que se preveían importaciones cada vez mayores de gas natural licuado, a uno que tiende a estrecharse y el gobierno estadounidense vislumbra que dicho país podría convertirse en un exportador neto dentro de los próximos diez años. El rápido aumento de la producción de gas no convencional ha provocado una fuerte caída de precios que se ha transmitido directamente al mercado mexicano. Los bajos precios han alentado el crecimiento de la demanda interna de gas que enfrenta una producción local estancada o levemente declinante. En otras regiones del mundo se ha incrementado también la demanda de gas, particularmente en Asia. Esto ha provocado un aumento extraordinario de los precios del gas licuado en ese continente. Si bien el precio promedio del gas en Henry Hub, Luisiana, descendió a 2.36 dólares por millón de btu (mmbtu) en la primera mitad del año, el precio contractual del gas licuado en Japón se ha mantenido por arriba de los 16 dólares por mmbtu. Este diferencial tenderá a mantenerse en la medida en que la demanda se sostenga. Una parte importante del gas licuado que fluía a Norteamérica y a Europa ahora tiene como destino privilegiado el Lejano Oriente. En Norteamérica el precio relativo del gas respecto al del petróleo se ha modificado radicalmente. El precio del crudo refleja condiciones del mercado global y el del gas las del mercado competitivo

regional. Esto redujo el precio del gas en Henry Hub durante la primera semana de agosto al 17% del precio del crudo Brent, en términos de su equivalencia calórica. El precio promedio del gas natural fue 3.08 dólares por mmbtu en esas fechas mientras que el del Brent fue de 107.27 dólares por barril. Expresado en dólares por barril el precio del gas fue de tan sólo 17.86.¹

La baja en el precio del gas alentó el consumo de gas para la generación eléctrica y el consumo propio de Pemex. Entre 2007 y 2010 la producción de gas seco de Pemex se mantuvo relativamente estancada. En 2011 disminuyó 3.8% y en los primeros siete meses de 2012 cayó otro 3.1%. La oferta total de gas seco de esta empresa aumentó a partir de 2009 gracias a mayores importaciones. Los consumos del sector eléctrico y de Pemex han crecido de manera significativa. En cambio, las ventas de gas seco de la industria –un volumen mucho menor– crecieron lentamente. Estas variaciones en el balance de gas seco reflejaron caídas en la producción bruta de gas natural y en la producción neta, debido a una mayor inyección de gas a yacimientos (véase Cuadro 1).

En lo que va de 2012 se han declarado un total de nueve alertas críticas de gas natural en las zonas Centro, Golfo y Occidente del país, restringiéndose el suministro hasta por 72 horas. A corto plazo, en lo que resta del año y en 2013, es previsible que estas alertas se repitan con mayor frecuencia y duración, de no tomarse las medidas pertinentes. Ante un incremento de la demanda de gas natural, la producción bruta disminuyó, particularmente en el primer trimestre. Esto obligó a Pemex y a terceros a ampliar el volumen de las importaciones. Aun así fue imposible satisfacer la demanda de gas en las zonas afectadas por las alertas y evitar recortes puntuales de suministro. Restricciones en el sistema de gasoductos impidieron surtir el gas requerido. En el mismo primer semestre el consumo propio de Pemex se incrementó,

¹ Adrián Lajous, Nuevas perspectivas del gas natural en México, *Foro Internacional*, Vol. LII, Núm. 3, julio-septiembre, 2012.

reduciéndose el volumen disponible para el sector eléctrico y para consumidores particulares. El deterioro del balance de gas que se dio en el primer trimestre impidió que los ajustes que se realizaron en el segundo fueran suficientes frente a las restricciones de carácter logístico. A corto plazo sólo podrá mejorar la situación en la medida en que las importaciones pudieran penetrar más allá de Cempoala, donde se bifurca el gasoducto troncal cerca del puerto de Veracruz, o si Pemex logrará aumentar la oferta neta de gas proveniente del sur y del sureste, revirtiendo así la tendencia observada. Infortunadamente el balance de riesgos parece inclinarse hacia un deterioro adicional de la oferta de gas natural en las regiones Sur y Marinas.

En esta nota se presentan y analizan balances de gas natural y de gas seco (el que efectivamente se consume). Se plantean también algunos ajustes que en el corto plazo pudieran mitigar la crisis de suministro, mientras se puedan instrumentar las principales medidas de un plan de acción inmediata. No solo se tendrá que acomodar la demanda actual sino también los incrementos previsibles asociados a proyectos de inversión en proceso de ejecución. Aquí sólo se hace alusión a cuestiones de corto plazo, dejando a un lado consideraciones de más largo plazo y de carácter estructural. A corto plazo será necesario tomar acciones operativas que permiten comprar tiempo mientras se instrumentan soluciones de más largo plazo. A mediano plazo resulta prioritario ampliar la capacidad para transportar importaciones terrestres al centro del país, instalando equipos adicionales de compresión en el tramo Los Ramones-Altamira del gasoducto troncal y reparando de manera integral el ducto de Reynosa a Los Ramones. Este último representa la restricción efectiva a la importación terrestre, pues hay segmentos que han sido expuestos a la corrosión en este tramo, lo que impide elevar la presión en el ducto y alcanzar la capacidad de diseño del mismo. En paralelo se tiene previsto trabajar en la construcción de

nuevos ductos de la frontera norte al centro de México. La primera de estas medidas tardará en madurar más de un año y la segunda entre dos y tres años, cuando menos.

Es necesario optimizar la operación y la inversión del sistema de ductos en función de la producción disponible a corto, mediano y largo plazos, y de nuevos pronósticos de la demanda a partir de la oferta total de gas seco del segundo trimestre de 6 732 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd). El sistema fue originalmente diseñado para exportar gas producido en el sureste. Fue modificado para suministrar a Monterrey y al centro del país. Posteriormente el punto de arbitraje físico entre gas importado y producción propia descendió de manera paulatina de Los Ramones, Nuevo León, a Cempoala, al norte del puerto de Veracruz. Actualmente, este punto de arbitraje está asociado a balances deficitarios en las zonas afectadas antes mencionadas. Debe además tomarse en cuenta que cualquier evento significativo que afecte el flujo del sureste supondría faltantes puntuales aún mayores. La reversión de los flujos de la exportación a la importación masiva obliga a dicha re-optimización y a evaluar los efectos dinámicos de la logística del gas natural a partir de nuevos orígenes y destinos.

En el primer trimestre de 2012 la producción neta de gas natural cayó 6.2% respecto al mismo periodo del año anterior y en el segundo permaneció estancada (véase Cuadro 2). Secuencialmente, la producción neta del segundo trimestre fue 2.5% superior a la del primero. Esta mejora puede atribuirse en lo fundamental a la reducción en el venteo y quema de gas en Cantarell, así como otros ajustes menores en la disposición de nitrógeno y en la reinyección de gas natural. La producción trimestral de gas no asociado disminuyó fuertemente (10% y 8.5%, respectivamente). En cambio, hubo una recuperación significativa en la producción de gas asociado en el segundo trimestre. Esta se debe principalmente a la mayor producción del Litoral de Tabasco y de la Región Norte (véase Cuadro 3). Tanto la producción bruta de gas asociado

como la de no asociado han venido disminuyendo desde 2009. En el caso de éste último la disminución se ha debido a una menor productividad de pozos, a muy bajos niveles de reservas probadas y a una fuerte reducción del ritmo de perforación.²

La producción neta de gas natural de las regiones Sur y Marinas es la relevante para el análisis del suministro en las zonas afectadas por las alertas. Si bien la producción bruta de gas natural disminuyó en ambos trimestres, la producción neta aumentó 1.6% en el segundo trimestre gracias a la disminución del venteo y quema de gas en Cantarell. Sin embargo, reducciones adicionales a corto plazo serán de menor magnitud, dado que el nivel de quema alcanzado en junio fue de sólo 35 mmpcd. A corto plazo, la producción en estas regiones podrá aumentar en la medida que los incrementos en el Litoral de Tabasco logren compensar las reducciones en otros campos, evento poco probable.

El gas natural reinyectado a yacimientos en Cantarell es parte de una mezcla con un elevado contenido de nitrógeno. En el segundo trimestre se reinyectaron en este complejo 568 mmpcd de nitrógeno y 374 mmpcd de gas natural. Pemex no cuenta con capacidad para separar estas corrientes. Si intentara inyectar esta mezcla al flujo comercial de gas natural, este último quedaría fuera de especificación, reduciendo su poder calórico y afectando su uso en múltiples procesos y en turbinas. En un número creciente de pozos de gas natural de Cantarell el gas que fluye a la superficie se encuentra fuertemente contaminado con nitrógeno, por lo que sólo es utilizable para el mantenimiento de presión de sus propios yacimientos. Sería necesario instalar unidades adicionales de separación de gas natural y nitrógeno para poder utilizar comercialmente el gas natural que fluye de Cantarell y el que eventualmente fluirá de Ku-Maloob-Zap.

El balance de gas seco – gas natural una vez extraídos los líquidos del gas – de Pemex ofrece un panorama más claro de lo que ha sucedido a nivel agregado. La producción

² Adrián Lajous, *op. cit.*

efectivamente comercializada por Pemex Gas disminuyó en ambos trimestres, pero en el segundo Pemex logró compensar esta caída mediante un incremento en sus importaciones, lo que permitió un pequeño crecimiento de su oferta total. En el Cuadro 4 puede observarse el incremento del consumo de gas seco de Pemex y la contracción en los demás sectores, salvo el registrado por la industria y otros consumidores en el segundo trimestre. Resulta notable la reducción de las ventas al sector eléctrico.

Las importaciones netas de gas natural han aumentado de manera acelerada. El incremento de las importaciones en el primer trimestre- tanto de Pemex como de terceros- fue extraordinario, alcanzando un ritmo de 24% y en el segundo del 15%. Esto fue posible gracias al volumen importado por terceros –incluyendo la CFE- que creció 36% y 10% respectivamente (véase Cuadro 5). En el segundo trimestre las importaciones totales alcanzaron los 2 073 mmpcd, cifra sin precedente. Conviene resaltar que en el primer semestre de 2012 Pemex importó la mitad de este volumen. Sobresale también la importación de gas natural licuado. Éste contribuyó con el 23% de las importaciones totales. La importación neta de gas equivale al 43% de la producción de gas seco. Dicha participación pronto superará el umbral del 50% y lo hará mucho antes de que entren en operación los ductos en proceso de licitación que ampliarán aún más los niveles de importación.

Aparentemente, los cuellos de botella que efectivamente restringen una mayor penetración de importaciones más allá de Cempoala, y que impiden introducirlas al centro y occidente del país, son el tramo del ducto Reynosa-Los Ramones y el que va de San Fernando a Los Ramones. El primero ha enfrentado problemas de corrosión que impiden elevar la presión y el segundo, de unos 100 kilómetros y de 42 pulgadas, requiere mayor capacidad de compresión. Es por ello que las importaciones más allá de Cempoala solo pueden lograrse con gas licuado

internado en la planta de regasificación de Altamira. Resulta absolutamente prioritario identificar con precisión la naturaleza y ubicación de los cuellos de botella del ducto trocal, así como el tiempo que se requiere para solventarlos. Este análisis sería un elemento central de un plan de acción inmediata.

Hay por lo menos cuatro medidas -no excluyentes- de carácter operativo que pueden instrumentarse a corto plazo. Es indispensable estimar con rigor el costo económico de cada una de ellas. Más difícil será distribuir dicho costo entre los principales actores: Pemex, CFE, el fisco y los consumidores finales de gas natural. Ésta es una tarea políticamente compleja que difícilmente satisfecerá a todas las partes y muy probablemente a ninguna. Las autoridades del sector energético y el ente regulador tienen la responsabilidad indeclinable de articular e instrumentar las soluciones del caso, y de vigilar su cumplimiento.

La primera de estas medidas es la importación de volúmenes adicionales de gas licuado por Altamira. Ello es factible pero costoso. En la actualidad se importa el volumen total al que Shell está obligado contractualmente y su precio está fijado en función del que prevalece en Henry Hub. Los volúmenes extra-contractuales adicionales se fijarían necesariamente en términos del gas licuado que de otra manera fluiría al Lejano Oriente, un precio sustancialmente mayor. Surge de inmediato una cuestión fundamental: ¿Quién asumirá el costo adicional? Hay varias alternativas pero ninguna es satisfactoria. Puede incrementarse significativamente el precio promedio del gas en todo el país, así como el precio de la electricidad. Consumidores de algunas regiones o de ciertos sectores podrían absorber una parte más que proporcional del costo incremental. El sector público podría asumir una parte de este costo. Los dilemas son múltiples y es natural que nadie quiera pagar, dada la actual estructura institucional.

Un ejercicio sencillo nos permite estimar el costo incremental de las importaciones y analizar su posible distribución. La importación de 100 mmpcd tendría un costo adicional de unos 450 millones de dólares³. Los supuestos centrales son que el gas adicional se pudiera adquirir en Altamira a 15 dls/mpc y que el gas importado por ducto fuera de 3 dólares. Si este costo se distribuyera entre todos los consumidores de acuerdo con las ventas de gas seco el precio promedio tendría que incrementarse en 0.215 dls/mpc. De excluirse a Pemex Exploración y Producción, el precio incremental sería de 0.288 dls/mpc y si todo Pemex no participara en el esquema de precios sería de 0.362 dls/mpc⁴. Los incrementos de precios serían de 7.2%, 9.6% y 12.1%, respectivamente. Una alternativa sería fijar el precio máximo de referencia incluyendo a todas las importaciones. Aquí no se considera el incremento de precios de la electricidad asociado a un aumento de precios del combustible utilizado en la generación. Debe tomarse en cuenta que, de importarse otros 100 mmpcd, el precio incremental se duplicaría y que la terminal de Altamira tiene una capacidad total de 760 mmpcd, por lo que puede importar hasta unos 200 mmpcd adicionales a los que se descargaron en el primer trimestre de 2012.

En los próximos 2 o 3 años la valuación de volúmenes incrementales de gas natural va a plantear complejos problemas. El primero de ellos es el establecimiento de la base a partir de la cual se medirán los volúmenes adicionales de consumo de gas natural. Otro aún más complejo es si el precio incremental es sólo sobre el volumen adicional de consumidores que se encuentran en zonas al sur de Altamira. Seguramente surgirán problemas adicionales en la instrumentación de esta medida.

Una segunda opción es el aumento del volumen contractual de gas licuado en Manzanillo y, eventualmente, volúmenes incrementales a precios vinculados al suministro a Asia.

³ 100 mmpcd X 1.027 mmbtu/mpc = 102 700 X (15 – 3) dls/mpc=1 232 400 dls X 365 días= 449.8 millones del dls.

⁴ Supone consumo total de gas seco de 5 721 mmpcd; de 4 389 mmpcd si se excluye a PEP; y de 3 419 de excluirse a todo Pemex.

Actualmente se importa un cargamento mensual de gas peruano. El primero de ellos llegó en marzo pasado. El programa de entregas se difirió seis meses pues la CFE no estuvo en condiciones de recibir gas debido al retraso de obras portuarias, principalmente. Esto implica que no será sino hasta el último trimestre de 2012 que se incremente el volumen contractual a dos cargamentos al mes⁵. El volumen contractual mínimo durante el primer año es de 91 mmpcd. El cumplimiento y sustentabilidad de contrato está en riesgo. Aparentemente, el gobierno peruano sostuvo conversaciones con el mexicano sobre este tema. El problema fundamental surge del hecho de que el contrato de suministro con la CFE utiliza como precio de referencia el de Henry Hub, que es una fracción reducida del precio que se paga en el mercado asiático, la opción más atractiva para los peruanos.

Dificulta la negociación la existencia de tres contratos que determinan el suministro de gas peruano: uno entre el consorcio que produce el gas natural y el consorcio que opera la planta de licuefacción; otro entre este último y Repsol; y el tercero entre esta empresa y CFE. Cada uno de los contratos tiene su propio mecanismo de precios y precio de referencia—netback respecto al precio final del gas, costo en efectivo de la licuefacción y precio de Henry Hub— y estos no están debidamente alineados. Además, las regalías que cobra el fisco están vinculadas al primero de estos contratos, por lo que interesa al gobierno que el gas se venda al mejor postor. La estabilidad del contrato con Repsol es frágil, pues esta empresa sólo tendría que pagar una penalidad de 240 millones de dólares de incumplir el contrato. Este monto podría recuperarse rápidamente si dicha empresa redirigiera todo el suministro al Lejano Oriente. Por ahora se cumple con el contrato debido a que hay un entendimiento intergubernamental y a que Repsol

⁵ Es posible que no sea sino a partir del primer trimestre de 2013.

tiene, a su vez, otros compromisos e intereses en Perú⁶ y México y con Pemex. En la medida en que aumente el volumen contractual de la CFE se tensarán más las relaciones dentro de este enjambre de intereses. Desde luego, cualquier volumen extra-contractual supone precios mucho más altos.

Parte del gas licuado de Manzanillo podría enviarse, una vez re-gasificado, a Guadalajara y la estación de compresión bidireccional de El Castillo puede enviarlo hacia el centro del país. Esto supone que la CFE continuaría utilizando combustóleo en Manzanillo. De ser ello posible⁷, este organismo sólo podría hacerlo si el precio del combustóleo fuera idéntico, en términos calóricos, al del gas natural. Dado que la refinería que lo suministra está sobre el litoral en Salina Cruz, el combustóleo tiene un precio vinculado al mercado del Pacífico. La reducción del precio de este combustible tendría un efecto significativo sobre los resultados de dicha refinería. Sería el propio gobierno el que tendría que distribuir estos costos entre las dos empresas estatales y entre el fisco y los consumidores particulares. Tendría también que evaluar las consecuencias ambientales de un cambio temporal de combustibles.

No debe olvidarse que Manzanillo y Guadalajara son los puntos de suministro de gas más lejanos de la zona productora del sureste. Esto encarece el suministro de gas propio y lo hace más vulnerable. Dadas las restricciones actuales del ducto troncal, no puede recibir volúmenes adicionales de importación.

Una tercera alternativa que puede contribuir a reducir el riesgo de alertas críticas es la máxima sustitución posible de gas natural por combustóleo en otras plantas de la CFE (y en las refinerías). Esto obligaría a Pemex a reducir el precio del combustóleo a un nivel más cercano al

⁶ Repsol tiene el 10% del capital del consorcio productor del gas de Camisea, el 10% de correspondiente a la empresa de ductos, el 20% de la planta de licuefacción y el 100% de la comercialización del gas licuado.

⁷ Hay dudas sobre la posibilidad real de regresar al uso de combustóleo, dada la modernización de la central de la CFE.

equivalente calórico del gas. La brecha no es tan grande pues la exportación del combustóleo excedente de las refinerías de Salamanca y Tula tiene que enviarse por ferrocarril hasta puertos en ambos litorales. Además, Pemex Refinación se ha visto obligado a reducir el volumen procesado de crudo en estas refinerías ubicadas tierra adentro, pues no ha podido evacuar oportunamente todo el combustóleo que produce debido a restricciones logísticas y a problemas de mercado de un combustóleo con un muy alto contenido de azufre. En el Cuadro 7 se describe la evolución reciente del crudo procesado en Salamanca y Tula, así como la producción de combustóleo. En ambas refinerías, particularmente en Salamanca, el nivel de proceso es bajo. En Tula la producción de combustóleo ha aumentado recientemente. Al analizar las cifras de las ventas internas y las de exportación de combustóleo a nivel nacional puede también verse que las primeras se recuperaron en el segundo trimestre de 2012 y que en ese mismo periodo se ha reducido la exportación. Estos datos son consistentes con las mayores ventas de combustóleo a CFE. Sin embargo, es necesario hacer una re-optimización que tome en cuenta todas las restricciones existentes, flexibilizando los precios del combustóleo. El costo neto de este proceso también tendría que ser distribuido, de alguna manera, entre los principales actores. Sin embargo, lo primero que se requiere es una estimación precisa de su costo económico. Estos ajustes serían temporales y necesariamente revertidos al terminar el periodo crítico de demanda excedente, dadas las normas y los compromisos ambientales vigentes.

En cuarto lugar, Pemex podría también reducir la producción de amoníaco en Cosoleacaque. Se trata de un proceso intensivo en gas que demanda grandes volúmenes. Existe un precedente en esta materia. La explosión de Cactus en la década de los años 90 obligó a Pemex a restringir la producción de amoníaco con objeto de garantizar el suministro de gas a los consumidores industriales y comerciales. Pemex tendría que ser compensado por el margen que

dejaría de obtener en la producción del amoníaco. Históricamente éste ha sido negativo y, si a los actuales precios del gas y el amoníaco es positivo, debe de ser pequeño. Convendría hacer de inmediato una estimación de este margen. La producción actual de amoníaco es la más elevada de los últimos 12 años, cuando menos. En el Cuadro 8 se consigna el elevado nivel de la producción en el primer trimestre y su recuperación en el segundo. Asimismo, se ofrece una estimación del consumo de gas seco de este centro petroquímico. Debe además tomarse en cuenta que la instrumentación de la medida considerada se complica aún más, pues en estos días está por entrar en operación nuevamente una unidad de producción recientemente modernizada. Con ella se busca sustituir importaciones y exportar amoníaco. Inicialmente ésta requerirá unos 30 mmpcd de gas seco adicional y otros 30 millones en unos meses más. Pemex tiene previsto parar otra unidad por unos seis meses para modernizarla.

El 15 de agosto pasado la Comisión Reguladora de Energía (CRE) envió una resolución a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer) que modifica la directiva sobre determinación de los precios máximos del gas natural. La CRE considera que la actual fórmula de precios no refleja apropiadamente el costo de oportunidad y las condiciones de competitividad en el mercado internacional del gas natural puesto en Reynosa. De acuerdo con la CRE, Pemex y comercializadores de gas en el sur de Texas, la fórmula que determina el precio máximo de las ventas de primera mano de Pemex subestima el nivel que prevalece en el otro lado de la frontera y el costo de internación del gas a territorio mexicano. Por este motivo propone un nuevo mecanismo que sustituye la referencia de Henry Hub por una del canal de Houston, modifica los costos de transporte al sur de Texas y los costos de interconexión entre los sistemas de ductos estadounidense y los de Pemex. La nueva fórmula alentaría un mayor volumen de importaciones directas por particulares e intensificaría la competencia en el mercado mexicano. Una simulación

de la nueva fórmula, con precios y costos de enero a agosto de 2012, arroja un precio máximo en Reynosa de unos 0.20 dls. /mmbtu superior al de la fórmula vigente. A primera vista parecería que la propuesta de la CRE se hace en un momento poco oportuno, dada la coyuntura actual. Desafortunadamente, los aumentos de precios nunca son oportunos. No obstante, los interesados podrán presentar sus opiniones ante la Cofemer dentro de un plazo de 30 días hábiles a partir del 15 de agosto. Los aumentos previstos de precios se agregarían a los correspondientes a volúmenes adicionales de gas licuado importado.

Pemex deberá sujetarse al igual que sus clientes a los esquemas de racionamiento que suponen las alertas críticas. Como operador del sistema de ductos de transporte tiene que ser absolutamente transparente en esta materia y demostrar que asume las mismas restricciones que otros usuarios de la red. Existen múltiples medidas de mucho menor impacto cuya implementación podría ayudar a reducir los riesgos de alertas adicionales. Todos los actores – Pemex, la CFE y la industria privada- están obligados a identificarlas y costearlas. Su adopción debe partir del reconocimiento de que se enfrenta una crisis temporal, que puede intensificarse antes de que se resuelva. Todos tendrán que asumir responsabilidad por ella y no perderse en ubicar, atribuir y distribuir las culpas de otros. Lograrlo supone un liderazgo constructivo que arbitre los conflictos que han surgido entre múltiples agentes económicos y que tienden a agudizarse. Tendrá también que coordinar y obtener la activa cooperación de todos los involucrados.

20/Ago/12

Cuadro 1

Pemex: producción de gas natural, y consumo y ventas internas de gas seco, 2008-2012

(millones de pies cúbicos)

	2008	2009	2010	2011	2012*
Gas natural					
Producción bruta	6 418	6 465	6 380	5 922	5 804
Producción neta**	5 543	5 589	5 560	5 303	5 261
Gas seco					
Consumo propio Pemex	2 176	2 181	2 235	2 187	2 282
PEP	1 238	1 268	1 288	1 242	1 317
Otros	938	913	947	945	965
Ventas internas ***	3 156	3 120	3 254	3 385	3 376
Electricidad****	1 881	1 937	1 907	2 023	2 013
Industria	817	710	826	854	875
Otros	458	473	521	508	488

*Primeros 7 meses del año.

**Excluye gas natural reinyectado y venteo de gas.

***Incluye material importado por Pemex.

**** Incluye CFE y autogeneradores, excluye IPPs.

Fuente: Pemex, BDI.

Cuadro 2

Pemex Exploración y Producción: producción nacional neta de gas natural, primeros dos trimestres de 2011 y 2012

(millones de pies cúbicos)

	Primer trimestre				Segundo trimestre			
	2011	2012	Dif.	%	2011	2012	Dif.	%
Extracción gases	6 820	6 380	-440	-6.5	6 704	6 418	286	-4.3
CO2	20	18	-2		19	17	-2	
Nitrógeno								
A la atmosfera	132	16	-116		152	6	-146	
Reinyectado	390	511	121		548	608	60	
Producción bruta de gas natural	6 278	5 836	-442	-7.0	5 985	5 786	-199	-3.3
Venteo y quema	223	137	-86		254	94	-160	
Reinyectado	578	563	-15		454	426	-28	
Producción neta de gas natural	5 477	5 136	-341	-6.2	5 277	5 266	-11	-0.2
No asociado	2 301	2 070	-231	-10.0	2 209	2 022	-187	-8.5
Asociado	3 176	3 066	-110	-3.5	3 083	3 244	161	5.2

Fuente: Sener, SIE y Pemex, BDI.

Cuadro 3

Pemex Exploración y Producción: producción neta de la región Norte y de las regiones Sur y Marinas, primeros dos trimestres de 2011 y 2012
(millones de pies cúbicos)

	Primer trimestre				Segundo trimestre			
	2011	2012	Dif.	%	2011	2012	Dif.	%
Región Norte								
Extracción gases	2 351	2 214	-137	-5.8	2 284	2 196	-88	-3.8
Producción bruta de gas natural	2 339	2 203	-136	-5.8	2 272	2 186	-86	-3.8
Producción neta de gas natural	2 295	2 162	-133	-5.8	2 221	2 161	-60	-2.7
No asociado	2 166	1 976	-190	-8.8	2 084	1 941	-143	-6.9
Asociado	129	186	57	44.2	137	220	83	60.6
Regiones Sur y Marinas								
Extracción de gases	4 469	4 166	-303	-6.8	4 420	4 222	-198	-4.5
Producción bruta de gas natural	3 939	3 633	-306	-7.8	3 713	3 600	-113	-3.0
Producción neta de gas natural	3 182	2 974	-208	-6.5	3 056	3 105	49	1.6
No asociado	135	94	-41	-30.4	125	81	44	-35.2
Asociado	3 047	2 880	-167	-5.5	2 931	3 024	93	3.2

Fuentes: Sener, SIE; Pemex, BDI.

Cuadro 4

Pemex Gas: balance de gas seco, dos primeros trimestres de 2011 y 2012
(millones de pies cúbicos)

	Primer trimestre				Segundo trimestre			
	2011	2012	Dif.	%	2011	2012	Dif.	%
Producción	4 924	4 703	-221	-4.5	4 836	4 621	-215	-4.4
Importación neta	781	868	87	11.1	891	1 100	209	23.5
Oferta Pemex	5 705	5 571	-134	-2.3	5 727	5 721	6	0.1
Consumo Pemex	2 208	2 268	60	2.7	2 214	2 301	87	3.9
Ventas:								
Sector eléctrico*	1 953	1 909	-44	-2.3	2 198	2 081	-117	-5.3
Industria	880	851	-29	-3.3	848	895	47	5.5
Otros**	614	543	-71	-11.6	429	444	15	3.5

*Incluye CFE y autogeneradores, excluye IPPs.

**Comercio y distribuidores.

Fuente: Sener, SIE; Pemex, BDI.

Cuadro 5

México: importaciones netas de gas natural, dos primeros trimestres de 2011 y 2012

(millones de btu diarios)

	Primer trimestre				Segundo trimestre*			
	2011	2012	Dif.	%	2011	2012	Dif.	%
Total	1 524	1 894	370	24.3	1 853	2 135	282	15.2
Pemex	792	899	107	13.5	919	1 140	221	24.0
Otros**	732	995	263	35.9	934	995	61	10.1
<i>Memorándum</i>								
LNG	328	482	154	47.0	417	435	18	4.3

*Aún no disponible.

**CFE y particulares.

Fuente: CRE, Estadísticas de comercio exterior de gas natural, <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=169>.

Cuadro 6

México: oferta total de gas seco, dos primeros trimestres de 2011 y 2012

(millones de pies cúbicos diarios)

	Primer trimestre				Segundo trimestre			
	2011	2012	Dif.	%	2011	2012	Dif.	%
Oferta total	6 404	6 561	157	2.4	6 635	6 732	97	1.5
Producción	4 924	4 706	-218	-4.4	4 836	4 659	-177	-3.7
Importación neta	1 480	1 839	359	24.3	1 799	2 073	274	15.2

Fuente: Pemex, BDI; CRE, *ibid.*

Cuadro 7

Pemex Refinación: proceso trimestral de crudo y producción de combustóleo de las refinерías de Tula y Salamanca, y ventas internas y exportación de combustóleo a nivel nacional, 2011 y 2012
(miles de barriles diarios)

2011	Proceso crudo	Producción combustóleo	2012	Proceso crudo	Producción combustóleo
Salamanca					
I	179	43	I	165	43
II	184	44	II	172	42
III	174	42			
IV	145	33			
Tula					
I	279	89	I	260	84
II	274	87	II	293	95
III	278	92			
IV	275	91			
Total nacional					
	Ventas internas	Exportación		Ventas internas	Exportación
I	163	128	I	162	92
II	221	98	II	204	59
III	237	64			
IV	181	114			

Fuente: Pemex, BDI.

Cuadro 8

Pemex Petroquímica: producción de amoníaco en Cosoleacaque,
dos primeros trimestres de 2011 y 2012

(miles de toneladas)

	Primer trimestre				Segundo trimestre			
	2011	2012	Dif.	%	2011	2012	Dif.	%
Producción	260	256	-4	-1.5	192	221	29	15.1
Consumo de gas* (mmpcd)	155	152	-3	-1.9	113	130	17	15.0

*Estimado con base en 55 tons/mmbtu y 1027 btu/pc.

Fuente: Pemex, BDI.