

El ocaso de Cantarell

Adrián Lajous

En junio de 2009, Cantarell, el mayor campo petrolero de México, cumplió 30 años de vida productiva. Cinco y medio años antes alcanzó su nivel máximo de producción de petróleo crudo: 2.2 millones de barriles diarios (mmbd). Inmediatamente después inició su declinación, a un ritmo que se aceleró, hasta llegar a mediados del presente año a 659 mil barriles diarios (mbd). La madurez de este complejo de yacimientos petroleros queda de manifiesto en el hecho de que, al término de 2008, se habían extraído más de las tres cuartas partes de las reservas originales de crudo¹. Si la actual tasa de declinación se mantiene, es posible que la producción disminuya a finales de 2009 a un nivel inferior a la cuarta parte de la producción máxima alcanzada. Al ritmo actual de extracción, la vida media de las reservas probadas es de menos de 8 años y el de las reservas probadas y probables de 11. Sin embargo, dado el colapso reciente de la producción, resulta difícil pronosticar su trayectoria y el ritmo de agotamiento en la etapa final de su ciclo de vida. Como se decía en la década de los sesenta, no hay que confiar en nadie que tenga más de 30 años. Aún así, Cantarell seguía siendo en 2008 el campo con el mayor volumen de reservas probadas del país, razón por la que aún merece atención prioritaria.

Por sus reservas, y por el nivel de la producción alcanzado, Cantarell es considerado uno de los campos súper-gigantes más grandes del mundo. Sus reservas originales, que ascendieron a más de 17 mil millones de barriles de petróleo crudo y de 8 millones de millones de pies cúbicos de gas natural, lo ubican entre los 6 principales campos del planeta. En 2004 sólo en el campo Ghawar, en Arabia Saudita, se extrajo un mayor volumen de petróleo. Cantarell también se distingue por ser el campo marino de mayor tamaño en el mundo. Ha sido, por mucho, el campo petrolero más rico y prolífico en la historia de México. Sus reservas probadas originales de crudo –la suma de la producción acumulada y las reservas remanentes- superan el 34 por ciento de las

¹ A lo largo de este artículo todas las cifras de reservas se refieren a reservas probadas más probables (2P) y todas las referencias a Cantarell son al Activo Integral Cantarell, salvo cuando se indique expresamente otra cosa. Las estimaciones de las reservas provienen de Pemex, Las Reservas de Hidrocarburos de México, informes de 1999 a 2009. Las fuentes del volumen de la producción son <http://www.pemex.com.mx> y <http://www.sie.energia.gob.mx>.

reservas originales del país. En 2004 aportó el 63 por ciento de la producción nacional. Es la joya de una corona formada por otros tres complejos súper-gigantes y gigantes -Ku-Maloob-Zap, Abkatún-Pol-Chuc y Antonio J. Bermúdez-, media docena de otros campos gigantes y una cuarentena de grandes campos². Esta generosa dotación de la naturaleza explica la importancia histórica que ha tenido la industria petrolera mexicana en diversos momentos del siglo XX y la primera década del XXI.

El Complejo Cantarell está formado por cinco campos o bloques: Akal, Nohoch, Chac, Kutz y Sihil, localizados en aguas someras con tirantes de agua entre 35 y 50 metros. El predominio de Akal es absoluto, pues acumula el 94 por ciento de las reservas originales del complejo. Estos campos están comunicados hidráulicamente y comparten múltiples instalaciones superficiales. El Activo Integral Cantarell incorpora otros seis campos y constituye una unidad administrativa de Pemex Exploración y Producción. La roca almacén del complejo es una brecha de clastos de caliza y carbonatos dolomitizados, naturalmente fracturada, de muy alta calidad. Su porosidad y permeabilidad elevadas permiten almacenar grandes volúmenes de crudo y facilitan su desplazamiento. La extensión del complejo es de 162 km² y el espesor neto de sus formaciones llega a alcanzar 980 metros³. Se trata de una de las acumulaciones de petróleo más concentradas del mundo. Puede contrastarse con Prudhoe Bay, el campo más prolífico de Estados Unidos, que tiene una extensión de 800 km² y un espesor aproximado de 100 metros⁴.

Cantarell ha contado con diversos mecanismos naturales que permitieron desplazar eficazmente el petróleo en sus yacimientos. A estos se sumó la inyección de nitrógeno, que aceleró el proceso. Uno de estos mecanismos ha sido la expansión del casquete de gas secundario que se formó al reducirse la presión del yacimiento, debido a la extracción de crudo y de gas. El petróleo fue así desplazado por el gas. Asimismo, se contó con un fuerte empuje hidráulico gracias al acuífero presente en el área. El movimiento del contacto entre el gas y el aceite, así como el correspondiente al agua y el aceite, permitieron desalojar una elevada proporción del petróleo impregnado en rocas saturadas. Un tercer mecanismo de empuje —el de

² Es usual definir a los campos súper-gigantes como aquellos con reservas originales 2P de más de 5 mmb, los gigantes tienen reservas de más de 500 mmb y menos 5 mmb y los grandes tienen más de 100 mmb y menos de 500 mmb. Dada la distribución por tamaño de los campos mexicanos conviene distinguir campos gigantes de entre 500 y 1 500 mmb y los de 1 500 a menos de 5 000.

³ Pemex, Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1999, vol. II.

⁴ Tom Standing, *Energy Bulletin*, www.energybulletin.net/node/21299.

segregación gravitacional- se debe a la tendencia de los fluidos a separarse de acuerdo a sus densidades. Así por ejemplo, siendo el agua más pesada que el petróleo, esta tiende a ubicarse en la parte inferior del yacimiento. Finalmente, la expansión misma de los fluidos contribuyó también de manera importante al desplazamiento del crudo. Estos mecanismos y la calidad de las rocas hicieron posible drenar eficientemente los yacimientos de Cantarell, lográndose factores de recuperación del petróleo excepcionalmente altos.

Para mantener la presión de los yacimientos de Cantarell se consideró la opción de inyectarles gas natural o nitrógeno. La recuperación final esperada con ambos fluidos era muy similar, aunque marginalmente mayor sí se utilizaba gas natural. Sin embargo, en términos de su beneficio económico, la inyección de nitrógeno era una alternativa más atractiva, porque su costo era menor. El nitrógeno ha sido adquirido a un precio de 38 centavos de dólar por millar de pies cúbicos, mientras que el precio promedio de referencia externa del gas natural ha sido, entre el año 2000 y junio de 2009 de cerca de 6 dólares por millar de pies cúbicos, un nivel casi 16 veces mayor. Aún al incorporar el costo de eliminar el contenido de nitrógeno de la corriente de gas producido en Cantarell, la diferencia es enorme. El argumento económico fue claro: el costo de oportunidad de inyectar 1.2 mmmpcd de gas en lugar de nitrógeno era la importación adicional de gas que ello suponía, dado el balance nacional esperado de gas de los años noventa y de la primera década del presente decenio.⁵

En los últimos 30 años, la prodigiosa historia natural de Cantarell ha dominado la trayectoria de la producción petrolera del país. Su primera producción se obtuvo tan sólo tres años después de haber sido descubierto en 1976 y aumentó a más de 1 mmbd en 22 meses, estabilizándose en torno a este nivel durante los siguientes 15 años. En 1996, Pemex estructuró un ambicioso proyecto, complejo y de gran escala, que tuvo por objeto aumentar la recuperación final de petróleo y duplicar el volumen producido en este campo súper-gigante⁶. Fue necesario desarrollar una nueva perspectiva integral y de largo plazo del comportamiento de sus yacimientos para optimizar la explotación. Era imperativo frenar la caída de presión registrada, que ponía en riesgo el valor económico de este activo. Se perforaron pozos, se construyó

⁵ Sin aportar elementos técnicos, una corriente de opinión sostiene que inyectar nitrógeno fue un error. Convendría que Pemex diera a conocer los estudios que ha realizado sobre el impacto de la inyección de nitrógeno sobre la recuperación final esperada de crudo y sobre el avance del frente de nitrógeno en los yacimientos de Cantarell.

⁶ Propuesto al gobierno federal por el autor, cuando fue Director General de Pemex.

infraestructura adicional y se desarrolló un programa de mantenimiento de la presión de sus yacimientos. Su éxito fue notable: la producción de petróleo crudo de Cantarell aumentó a 2.2 mmbd. Sin embargo, por tratarse de recursos finitos no renovables, la bonanza llegó inevitablemente a su fin. En febrero de 2009 la producción de Cantarell había sido superada por la de Ku-Maloob-Zaap y, en junio, la producción había descendido a 30 por ciento del pico alcanzado. El ritmo de la declinación observada⁷ es absolutamente inusual en campos de grandes dimensiones, incluso si se les compara con yacimientos de declinación acelerada, explotados en aguas profundas. Desafortunadamente, cuando un campo súper-gigante declina su impacto tiende a ser abrumador y muy difícil de compensar.

La producción petrolera de México está en franco proceso de declinación: ha caído en más de 900 mbd y cerca de las dos terceras partes de las reservas originales ya fueron producidas⁸. La madurez de estas reservas obliga a centrar la discusión en torno al ritmo de disminución de la producción y a la manera de administrar este proceso. Por ahora, nada permite suponer que la producción podrá sostenerse a su nivel actual de 2.5 mmbd. Además, debe tenerse presente que será cada vez más difícil y costoso mantener la producción. Sólo una oleada de grandes descubrimientos en aguas ultra-profundas del Golfo de México permitiría revertir esta tendencia. Aún así, su impacto sobre la producción no sería perceptible antes de 8 a 10 años, a partir de la fecha en que se hicieran tales descubrimientos. Mientras tanto es importante contar con un buen pronóstico del futuro ritmo de declinación de Cantarell y de los principales campos productores maduros del país. Dichas tasas determinan críticamente el volumen de capacidad adicional que se requiere instalar, y la inversión que se necesita realizar, para hacer frente al crecimiento de la demanda interna de hidrocarburos, y para generar un cierto excedente exportable de petróleo.

Como sucede en las mejores familias, también otras importantes provincias petroleras, cuyo desarrollo fue contemporáneo al del sureste mexicano, comenzaron su declinación hace algún tiempo. Esto explica el estancamiento y, más recientemente, la baja en la producción de países que no forman parte de la OPEP. El desarrollo de nuevas provincias en Rusia, el Mar

⁷ Es importante distinguir entre las tasas de declinación observada y de declinación natural. La primera es la tasa media registrada en un periodo determinado. La segunda tasa, de carácter nocional, excluye el efecto de la inversión realizada para mantener la producción, en adición a la inversión vinculada al desarrollo inicial del campo.

⁸ Si se excluye Chicontepec, el factor de agotamiento de las reservas es superior a 71 por ciento.

Caspio y Brasil ha permitido moderar la caída. La producción petrolera de Siberia Occidental declina desde 1988, si bien tuvo un repunte temporal a finales de los años 90 y la primera mitad del presente decenio. Alaska alcanzó su máximo nivel de producción en 1989, Gran Bretaña en 1998, Noruega en 2001 y México en 2004. Llama la atención que la declinación en estas provincias petroleras fue precedida por la de sus campos de mayor tamaño: Samotlor, Prudhoe Bay, Statfjord, Forties, Ekofisk y Cantarell. La elevada concentración de la producción en unos cuantos campos súper-gigantes y gigantes en cada una de estas provincias explica su declive. Paradójicamente, la tecnología parece haber contribuido a acelerar el ritmo de la declinación, sobre todo en regiones mar adentro. Nuevas tecnologías, avances en la ingeniería de pozos y de yacimientos, así como mejores prácticas, permiten un mejor barrido del yacimiento que logra drenarlos más eficientemente y alcanzar factores elevados de recuperación de petróleo, pero aceleran la velocidad de la declinación una vez que esta se inicia.

Reservas de petróleo

Pemex cuenta con una serie de 13 estimaciones anuales de las reservas originales de Cantarell que fueron auditadas por empresas de ingeniería especializadas a partir de finales de 1996. Las estimaciones son consistentes, fueron hechas con base en principios y criterios utilizados internacionalmente, y sus ajustes han tendido a ser graduales. No se han presentado verdaderas sorpresas. Son el producto de un sistema robusto de administración de reservas, cuyos resultados detallados son publicados periódicamente.⁹ A partir del año 2000, las reservas originales han disminuido a una tasa media anual ligeramente superior al 1 por ciento. Antes habían aumentado gracias al descubrimiento del bloque Sihil, que también forma parte del Complejo Cantarell, y a otros ajustes menores.

Es usual que estimaciones sucesivas de reservas incrementen el volumen de hidrocarburos recuperables de campos ya descubiertos. Múltiples factores contribuyen a explicar este proceso de crecimiento o apreciación de reservas, que se presenta en casi todos los sistemas petroleros, y que constituye la principal fuente de reservas adicionales en regiones maduras. Entre ellos destacan la extensión de los límites de los campos, tanto por una perforación más intensiva como por el desarrollo extensivo a zonas periféricas; mejoras en las tecnologías de perforación, terminación, recuperación y producción; avances en la tecnología de exploración,

⁹ Pemex, Las Reservas de Hidrocarburos de México, informes anuales, 1999-2009.

particularmente más y mejor información sísmológica; y una comprensión más profunda de la geología y de la ingeniería de los yacimientos a partir de información adquirida conforme maduran los campos. Sorprende que en Cantarell no se haya dado en la presente década revaloración alguna de reservas. Una posible explicación es que este crecimiento quedó registrado en 1996, cuando se hizo la primera estimación de reservas bajo criterios aceptados internacionalmente.

Entre fines de 1996 y de 2008 las reservas remanentes de Cantarell disminuyeron 69 por ciento. A la producción acumulada se agregaron todos los años revisiones a la baja de las reservas estimadas, salvo en 1999. Esta tendencia se reforzó en los últimos cuatro años, una vez iniciado el proceso de declinación del volumen producido. Las revisiones realizadas fueron el fruto de nueva información geológica y geofísica, de operación y de comportamiento de yacimientos, así como de la perforación de nuevos pozos de desarrollo. En este breve lapso las reservas probadas cayeron 51 por ciento y el 29 por ciento de dicha disminución es atribuible a la revisión a la baja de las estimaciones, un signo ominoso en esa etapa de la vida de Cantarell. Visto retrospectivamente, no deja de sorprender la caída experimentada en la vida media de las reservas. Al iniciarse el Proyecto Cantarell en 1997 la relación de reservas probadas a producción era de 24 años y hoy es de sólo 8 años.¹⁰

Pemex estima extraer el 48 por ciento del volumen original de petróleo que se encontró en Cantarell y el 51 por ciento del campo Akal. Si bien estos factores de recuperación son un poco inferiores al anticipado en los grandes campos de petróleo ligero en el Mar del Norte, son muy superiores a los de campos de crudo pesado en esa y en otras provincias petroleras. Es también sustancialmente mayor al de otros campos gigantes y súper-gigantes de México y al promedio nacional. Este último es de 25 por ciento y, si se excluyen Chicontepec y el propio Cantarell, es de 30 por ciento. El factor de recuperación de Cantarell se estabilizó en 50 por ciento entre 2002 y 2003. Sin embargo, una vez iniciada su declinación se registró una discontinuidad que redujo este factor en tres puntos porcentuales. Esta evolución es preocupante y Pemex deberá desplegar sus mejores esfuerzos a evitar descensos adicionales. El valor de aumentar (o disminuir) un punto porcentual el factor de recuperación es sustancial. Actualmente,

¹⁰ En 2008, a pesar de que las reservas probadas disminuyeron 19 por ciento, la relación entre las reservas y la producción aumentó de 6.6 a 7.8 años debido a que la caída de la producción fue de 30 por ciento.

equivale a 745 millones de barriles de crudo que, a un valor de 65 dólares el barril, ascienden a 48 mil millones de dólares. Estas cifras son indicativas del valor potencial de un programa de recuperación mejorada en Cantarell.

El factor de recuperación esperado de Cantarell es, a todas luces, excepcional. Es el producto de un eficaz proceso de recuperación primaria logrado con la energía natural de sus yacimientos y mediante el bombeo neumático en sus pozos. Más tarde, el mecanismo de recuperación secundaria seleccionado –el mantenimiento de presión mediante la inyección de nitrógeno– resultó particularmente efectivo. Resta ahora experimentar con mecanismos de recuperación terciaria –químicos, térmicos o miscibles. Ello deberá hacerse lo antes posible para no perder la oportunidad que dichos sistemas aún pueden brindar para prolongar la vida económica de este complejo.

Producción de petróleo

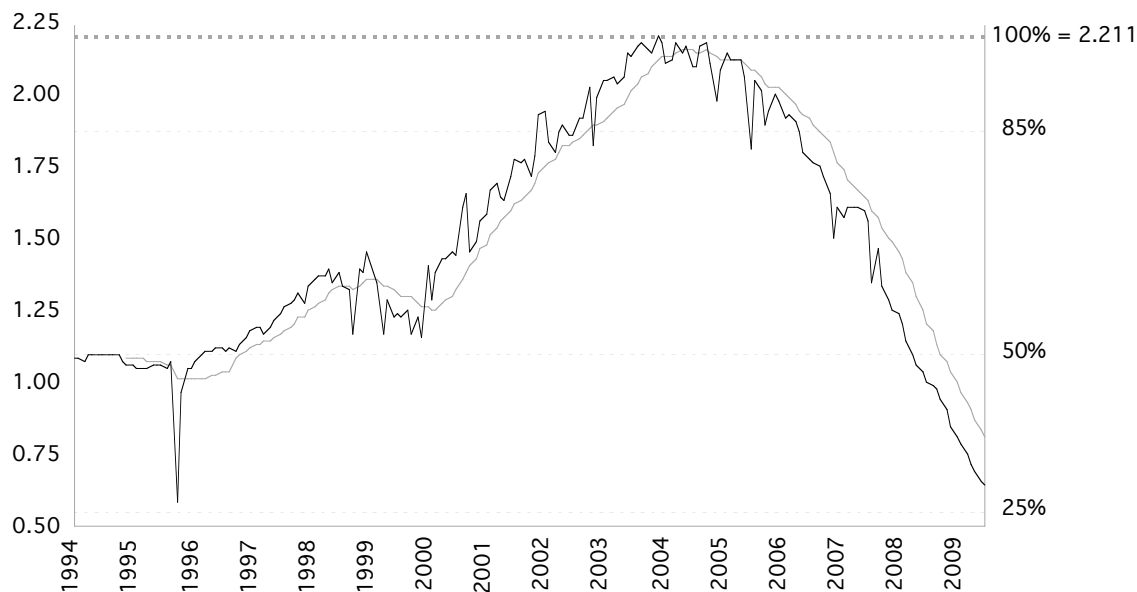
La vida de todo campo petrolero es singular, tanto en su ciclo de auge como en el de su declinación y agotamiento. Sin embargo, con objeto de hacer comparaciones y establecer patrones generales, es útil estandarizar el perfil de producción en torno a fases convencionalmente tipificadas. Al analizar la declinación de Cantarell se adoptaron las fases empleadas por la Agencia Internacional de Energía (AIE), en su *World Energy Outlook* de 2008. Sólo se realizaron dos ajustes: la tercera fase de la AIE aquí se subdivide en dos y el perfil evaluado es mensual, en lugar de anual, dada la velocidad de la declinación. Una vez alcanzado el pico, la primera etapa de la declinación corresponde a la de la *plataforma de producción*¹¹, que se refiere al periodo en el que la extracción se mantiene por arriba del 85 por ciento del nivel máximo. La segunda fase va del fin de la plataforma así definida, hasta que la producción desciende al 50 por ciento de su volumen pico. La tercera fase corresponde al periodo en el que la producción cae al 25 por ciento de su nivel máximo y en la cuarta fase la extracción converge asintóticamente a cero, a tasas de declinación más estables y moderadas.

¹¹ Se ha traducido de *plateau production* en inglés.

Cuadro1

Cantarell: producción mensual de petróleo crudo y media móvil de 12 meses

(millones de barriles diarios)



Fuente: Pemex y Sener.

En términos generales, entre mayores son las reservas de un campo, menor es la producción pico en relación a las reservas originales y más lenta es la declinación, una vez que el campo desciende de su plataforma de producción. Desafortunadamente este no ha sido el caso de Cantarell, como puede observarse al comparar su comportamiento con el de otros campos súper-gigantes en el mundo. El pico de producción de Cantarell fue relativamente alto, alcanzando en 2004 el 4.5 por ciento de las reservas originales¹². En ese mismo año ya se había producido 59 por ciento de sus reservas originales. Como puede observarse en la Gráfica 1, la primera fase va de diciembre de 2003 hasta mayo de 2006, cuando la producción había descendido al 85 por ciento del pico. En estos 29 meses la declinación avanzó de manera gradual, a una tasa anualizada de 6 por ciento. En la segunda fase –de 23 meses- la producción descendió a la mitad de su nivel máximo, elevándose la declinación a una tasa anualizada de 20 por ciento. En una tercera etapa, de mayo de 2008 a junio de 2009, la producción ha caído a menos del 30 por ciento de su valor máximo, y la declinación se dio a un ritmo anualizado de 34 por ciento. Es

¹² En la muestra de campos de la AIE con reservas originales de más de 1.5 mmb este porcentaje es 1.7 y en campos en aguas profundas de 7 por ciento.

probable que al término de 2009 esta tercera etapa haya concluido, al abatirse la producción al 25 por ciento de su pico. Se iniciará entonces una cuarta y última fase de Cantarell. Desafortunadamente, no es posible prever por ahora el perfil de la producción que seguirá hasta su agotamiento ni tampoco precisar cuándo se estabilizará el ritmo de la declinación. Declaraciones recientes de altos funcionarios de Pemex reflejan la incertidumbre en torno a estos temas. En marzo de 2009, Pemex ratificó la meta anual de producción de 756 mbd que había anunciado en enero. Sin embargo, la producción de los primeros ocho meses del año fue de 715 mbd. A fines de agosto el Director General declaró que la producción de Cantarell se estabilizaría entre 400 y 500 mbd, sin precisar fechas.

La explicación que hasta ahora se ha dado de la vertiginosa declinación observada en Cantarell se refiere al desplazamiento de los contactos entre el gas y el aceite en los yacimientos, así como al del agua y el aceite, que redujeron la columna de petróleo crudo en intervalos en los que terminaban un amplio número de pozos. Debido a la baja de presión de los yacimientos, las zonas de transición en ambas inter-fases sufrieron cambios importantes. Una de ellas fue invadida por agua, lo que explica el incremento en la producción de agua congénita con la de petróleo. La otra acumuló un mayor contenido de nitrógeno que migró a través del yacimiento y un mayor volumen de gas natural que antes había estado disuelto en el crudo. Los desequilibrios descritos hicieron necesario cerrar pozos, comenzando con los que tenían relaciones gas/aceite y gas/nitrógeno más altas.

Hasta 2005, Pemex pudo pronosticar con un alto grado de certeza la producción de Cantarell. Para ello se apoyó en modelos sofisticados de simulación y en el monitoreo de diversas mediciones correspondientes al yacimiento y a sus pozos. Se trataba de un conjunto de campos particularmente bien comportados. Verdaderos casos de libro de texto. No obstante, en 2007 se manifestaron los primeros síntomas de un cambio en la conducta de sus yacimientos, que se hicieron plenamente evidentes en el último trimestre del año, cuando el ritmo de declinación se aceleró. Todavía en abril de 2007, directivos de Pemex pronosticaban tasas del 14 por ciento. En estas condiciones, los índices de cumplimiento de los programas operativos se desplomaron. En 2008 la producción registrada fue 20 por ciento inferior a la consignada en el programa operativo anual, y en la primera mitad de 2009, el índice de incumplimiento fue de 18 por ciento.

Es muy posible que los más sorprendidos por el elevado ritmo de declinación de Cantarell hayan sido los técnicos y directivos de Pemex Exploración y Producción.

La producción de Cantarell llegó a su pico en diciembre de 2003 e inició su declinación en enero de 2004. No se logró mantener el ritmo de extracción en torno a una plataforma estable por un periodo razonable, como se había previsto en los ejercicios de planeación del proyecto Cantarell, y como sucede en la casi totalidad de los grandes campos petroleros. Uno de los posibles factores contribuyentes pudo ser la decisión de aumentar la producción a 2.2 mmbd en lugar de dejarla en 2.0 mmbd, que fue la meta original. A partir de octubre de 2002 se superó esta última cifra, manteniéndose la extracción durante 34 meses por arriba de dicha cota. Es difícil precisar si este volumen adicional fue la causa efectiva del perfil de producción descrito, de su abrupta caída o de una menor recuperación final de petróleo. Los modelos de simulación y otras herramientas analíticas que Pemex tiene podrían arrojar luz sobre estas cuestiones. De lo que no hay duda es que el cuerpo directivo de esta empresa no logró resistir las presiones políticas para batir records y alcanzar una meta de producción total de petróleo crudo de más de 3.5 mmbd.

En diversas provincias petroleras maduras se ha manifestado un sesgo sistemático en el pronóstico de tasas de declinación, que ha introducido errores importantes al programar la producción. Una de las explicaciones de la subestimación de dichas tasas tiene que ver con el envejecimiento de instalaciones superficiales y de pozos al cumplir con su vida útil de diseño. En algunos casos, el envejecimiento ha sido prematuro debido a deficiencias en su mantenimiento. Estas condiciones conllevan a un número creciente de intervenciones en diversos sistemas e instalaciones que incrementan la frecuencia de libranzas, obligan a estrangular o cerrar temporalmente un número creciente de pozos de producción, y hacen necesario un mayor número de reparaciones. Una vez corregidas las anomalías, la producción no siempre logra recuperar el nivel previo a la intervención, o tarda tiempo en hacerlo. Este comportamiento de campos maduros contribuye a aumentar la tasa de declinación. A este respecto, Cantarell no ha sido la excepción, particularmente conforme se aceleró la caída de la producción. Algunas de sus instalaciones tienen más de 30 años de edad, no siempre fueron mantenidas óptimamente, ni tampoco modificadas de manera oportuna para hacer frente a cambios en las condiciones de operación y de servicio.

El ritmo de declinación de Cantarell pudo haber sido aún mayor de no haberse invertido en este complejo montos importantes de recursos financieros a lo largo de la presente década. En el periodo 2004-09, cuando la producción declinaba, el gasto de inversión anual de Cantarell ascendió, en promedio, a más de 2 mil millones de dólares. Previamente, cuando aún se ampliaba la capacidad de producción, las cifras fueron un poco mayores, aunque incluían erróneamente algunos gastos de mantenimiento¹³. En 2008 y 2009, Cantarell absorbió el 20 por ciento del gasto de inversión total de Pemex. Continúa siendo el proyecto individual de mayor tamaño de esta empresa. En estos dos años se invirtieron 94 mil millones de pesos y, ahora, Pemex propone incrementar el gasto en este proyecto respecto al que espera realizar en 2009. La magnitud del monto invertido obliga necesariamente a cuestionar la efectividad del gasto, la eficiencia de su asignación, su perfil temporal y las soluciones técnicas escogidas. Más que atribuir los problemas enfrentados a la falta de recursos habría que evaluar la forma como fueron ejercidos y su aplicación.

Producción y aprovechamiento del gas natural

Las trayectorias de la producción de gas natural, de la relación entre el gas y del aceite producido, aportaron signos inequívocos de la discontinuidad en el comportamiento de Cantarell. A pesar de que la producción de crudo descendía, la de gas aumentaba rápidamente. En el primer trimestre de 2006, Cantarell produjo 734 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) y en el último de 2008 la extracción fue de 1 900 mmpcd. Pemex no contó con la capacidad para manejar este volumen de gas. Históricamente la relación entre el gas y el aceite producidos había sido inferior a los 400 pies cúbicos por barril, y muy estable. En el último trimestre de 2008 fue cinco veces mayor, alcanzando 2 113 pies cúbicos por barril. Además, la corriente de gas producida tenía un creciente y elevado contenido de nitrógeno – estimado recientemente en 35 por ciento- que impedía su comercialización.

Si bien en el primer trimestre de 2006 se liberaron a la atmosfera en Cantarell 45 mmpcd, esta cifra ascendió a 1 420 mmpcd en el último trimestre de 2008. El efecto de la quema y la liberación de gas no fueron menores. Llegó a ser equivalente al volumen total de importaciones públicas y privadas de gas natural, una vez descontado el contenido estimado de nitrógeno y a

¹³ Securities and Exchange Commission, Petróleos Mexicanos Annual Report, Form 20F, 2008 e informes anteriores.

más del 30 por ciento de las ventas de Pemex a terceros. Debe también reconocerse el impacto ambiental, tanto a nivel local como global, y recordar que la quema incompleta de metano es particularmente nociva, porque el efecto invernadero de este gas es 25 veces más potente que el bióxido de carbono. Las emisiones de gas efecto invernadero de Pemex Exploración y Producción aumentaron 160 por ciento entre 2005 y 2008 debido, fundamentalmente, a la liberación de gas a la atmosfera en la Sonda de Campeche.¹⁴

Seguramente, Pemex contó durante todo este tiempo con registros de pozos y otras mediciones que daban claros indicios de una pérdida de control. La creciente extracción de gas y de nitrógeno del yacimiento afectó la presión del mismo. Igualmente, la mayor cantidad de agua congénita que se producía con el crudo incidió sobre su calidad. La infraestructura resultaba insuficiente para tratar el volumen creciente de agua y para desalar el crudo. Estos desequilibrios obligaron al cierre de pozos. La respuesta institucional a estos desarrollos fue tardía e insuficiente. Los datos estaban disponibles, lo que no parece haber estado a la altura de las circunstancias fue la calidad de su análisis, el reconocimiento pleno de su significado, así como la capacidad de ejecución de las medidas correctivas.

Por ejemplo, la licitación, construcción y puesta en marcha de la planta eliminadora de nitrógeno sufrieron retrasos importantes. La fecha de arranque originalmente prevista era diciembre de 2006. Esta planta fue inaugurada por el Presidente Calderón el 18 de marzo de 2008, pero sólo logró iniciar parcialmente operaciones en diciembre del mismo año. Su capacidad de diseño de 630 mmpcd es insuficiente para tratar el gas natural producido. Además, la capacidad efectiva resultó ser de 430 mmpcd. Aparentemente, Pemex no pretende incrementar, por ahora, la capacidad para eliminar el nitrógeno de la corriente de gas natural. Si bien prevé que la producción de gas natural tenderá a disminuir, se mantiene una alta incertidumbre respecto a su posible trayectoria. En estas condiciones existe el riesgo de construir capacidad adicional que pronto resulte redundante. Por consiguiente, se ha preferido re-inyectar al yacimiento gas contaminado con nitrógeno. Con este fin se propone incrementar a 1 230 mmpcd la capacidad de re-inyección.

El calendario de instalación de módulos de compresión para inyectar el gas también ha sufrido retrasos significativos. A fines de 2008 ya se contaba con 650 mmpcd de capacidad. En

¹⁴ Pemex, Informe de Responsabilidad Social, 2008.

el primer semestre de 2009 se inyectaron 450 mmpcd a Cantarell y se espera que en el último trimestre de 2009 arranquen finalmente los dos módulos restantes. Las nuevas instalaciones han permitido reducir la quema de gas de un máximo de 1 500 mmpcd en diciembre de 2008 a 909 mmpcd en julio de 2009. Igualmente, han entrado en operación plantas deshidratadoras y desaladoras que permitirán estabilizar nuevamente la calidad del crudo pesado. La inyección de gas natural en el complejo Cantarell –en adición a la de nitrógeno- contribuye positivamente a mantener la presión de los yacimientos, que se ha visto mermada por el aumento inesperado de la producción de gas natural. Sin embargo, su objetivo central a corto plazo es otro: se trata de reducir la quema de gas en la Sonda de Campeche. Más adelante, Pemex tendrá que decidir si conviene re-inyectar gas natural o inyectar nitrógeno, y ampliar la capacidad de la planta eliminadora de nitrógeno de Ciudad Pemex.

La decisión de maximizar la producción de Cantarell, a pesar de tener que enviar a la atmosfera volúmenes masivos de gas natural, no debió de ser fácil. Pemex optó por seguir explotando la zona de transición en la interfase entre el gas y el petróleo, sin contar con la infraestructura para manejar el gas producido. Su argumentación fue de carácter económico. Sostuvo que el valor presente neto de producir el crudo y quemar el gas era superior al de la alternativa de cerrar la producción en la zona de transición.¹⁵ Este análisis es parcial e incompleto. En primer lugar, no se trataba de una decisión binaria. En la práctica, la explotación de pozos en la zona de transición fue selectiva: se cerraron aquellos con una alta relación gas/aceite y un elevado contenido de nitrógeno. En segundo lugar, el cálculo realizado no parece considerar posibles daños a los yacimientos ocasionados por la pérdida súbita de presión, asociada a un incremento sustancial de la producción de gas, y al valor económico de una eventual baja del factor de recuperación final de petróleo crudo de Cantarell. Sería interesante conocer los resultados de los ejercicios de simulación del comportamiento de los yacimientos realizados por Pemex, así como los supuestos críticos en los que se apoyaron.

Conclusiones

Aun no se cuenta con una explicación adecuada de las causas que subyacen al patrón particular que ha seguido la declinación de Cantarell. El diagnóstico que se tiene del mismo no ha permitido resolver la incertidumbre que prevalece en relación al comportamiento futuro de este

¹⁵ Pemex, Memoria de Labores, 2008.

complejo, en la fase final de su vida productiva. Resultan sintomáticas también las desviaciones de la producción de petróleo crudo y de gas natural, de la relación gas/aceite y del volumen de gas liberado a la atmosfera respecto a pronósticos y programas. Pemex ha tomado ya diversas medidas para reasumir el control de Cantarell. Ha reparado y perforado pozos de desarrollo convencionales, experimentado con pozos horizontales, e instalado arboles de válvulas submarinos; puso en marcha infraestructura para inyectar gas natural en sus yacimientos e incrementó su capacidad para deshidratar y desalar el crudo producido; y logró arrancar la planta eliminadora de nitrógeno. No obstante, no ha podido articular y dar a conocer una estrategia de administración de Cantarell.

Quedan aún muchas preguntas por responder. ¿Sub-invirtió Pemex en la preparación de la fase de declinación o falló en la manera como asignó los recursos de inversión en este complejo?, ¿Resultó suficiente el volumen de nitrógeno inyectado a sus yacimientos?, ¿Fue prudente llevar la producción a 2.2 mmbd en lugar de los 2.0 mmbd originalmente planeados?, ¿Por qué no se pudo anticipar el cambio dramático de comportamiento de este campo súper-gigante?, ¿Por qué reaccionó tan tardía y lentamente a un cambio fundamental de circunstancias?, ¿Fue racional seguir maximizando la producción en estas condiciones?, ¿Qué plazo necesita para reducir la quema de gas natural en dicho complejo a menos del 2 por ciento de la producción del mismo?, ¿Podrá la empresa moderar las tasas de declinación en un plazo perentorio e incrementar las tasas esperadas de recuperación final de los yacimientos de Cantarell?, ¿Iniciará oportunamente un programa innovador de recuperación mejorada en este complejo, utilizando algún detergente?

Pemex no ha rendido cuentas claras -a las que está obligado- sobre el comportamiento de Cantarell, el activo individual de mayor valor de la industria petrolera nacional y su proyecto individual de inversión más importante. A este respecto tiene una triple deuda. En primer lugar, el diagnóstico de Cantarell que ha ofrecido hasta ahora es incompleto y no se ha presentado un plan integral de desarrollo para la siguiente fase de su declinación. Pemex Exploración y Producción no ha cumplido con este compromiso que hizo público hace tiempo. En segundo término, los directivos y técnicos de este organismo subsidiario deben compartir con sus propios pares, en foros técnicos especializados, sus conocimientos sobre la declinación de este campo súper-gigante. Hasta ahora, la información técnica disponible públicamente ha sido insuficiente.

Tercero, Pemex necesita hacer explícitas las lecciones aprendidas en Cantarell, con objeto de aplicarlas oportunamente a otros campos, en particular a Ku-Maloob-Zaap, que está por alcanzar su máximo nivel de producción. Saldar estas tres deudas, aunque tardíamente, constituiría un verdadero ejercicio de profesionalismo y de transparencia.

Errores y omisiones en el desarrollo y la administración del Complejo Cantarell, así como sus grandes aciertos, deben ser evaluados rigurosamente, reconociendo la enorme complejidad de las decisiones tomadas. Una lectura crítica de la historia de Cantarell podría contribuir a formular constructivamente preguntas que deben hacerse respecto a otros proyectos estratégicos, como son el desarrollo del paleocanal de Chicontepec y la salida a aguas ultra-profundas del Golfo de México. La experiencia de Cantarell puede también guiar a las autoridades gubernamentales y a directivos de Pemex por senderos que eviten errores innecesarios y potencialmente costosos. Sin embargo, la lección más importante que puede extraerse de Cantarell trasciende el ámbito de Pemex. Atañe, más bien, al uso que gobiernos sucesivos han dado a los ingresos obtenidos de su explotación. El valor del petróleo crudo extraído durante 30 años ascendió a 440 mil millones de dólares constantes de 2008 y, dados los bajos costos de desarrollo y de extracción por barril, la renta económica obtenida de este flujo de ingresos fue en verdad masiva. Esta se utilizó básicamente para hacer frente a crisis financieras recurrentes y a financiar gasto corriente del sector público. Más grave aún, estos ingresos, derivados de un recurso no renovable, permitieron posponer los cambios institucionales y estructurales que la modernización del país exige. El oro negro de Cantarell resultó ser un oro falso: no fue posible transformarlo en riqueza reproducible.

Adrián Lajous es Presidente de la Junta de Gobierno del Oxford Institute for Energy Studies. Fue Director General de Petróleos Mexicanos de 1994 a 1999.

Apéndice estadístico

Cuadro 1
México: distribución del tamaño de campos de petróleo crudo,

por sus reservas originales probadas y probables (2P), 2008
(millones de barriles)

Factor de agotamiento (%)	Número de campos	Reserva		Producción	
		original	remanente	acumulada	anual
Total nacional	64.0	57 677.3	20 780.0	36 897.3	1 021.7
Súper-Gigantes 67.5	2	23 175.3	7 535.2	15 640.1	619.3
Gigantes 78.5	8	14 656.7	3 152.9	11 503.8	151.2
Grandes 73.9	43	9 527.8	2 486.5	7 041.3	171.2
Chicontepec 2.6		6 168.3	6 008.2	160.1	10.7
Otros 61.5		4 149.2	1 597.2	2 552.0	69.3

Nota: clasificación por volumen de reservas originales 2P: súper-gigantes, más de 5 000 mmb; gigantes, más de 500 y menos de 5 000 mmb; grandes, más de 100 y menos de 500 mmb.

Fuente: Pemex, Las Reservas de Hidrocarburos de México; Pemex, Base de Datos Institucional (BDI); SENER, Sistema de Información Energético (SIE).

Cuadro 2
México: distribución porcentual de las reservas originales probadas y probables (2P) de petróleo crudo y de la producción, 2008

	R/P (años)	Reserva		Producción	
		original	remanente	acumulada	anual
Total nacional	100.0	100.0	100.0	100.0	
	20.3				
Súper-gigantes		40.2	36.3	42.4	20.8
Gigantes		25.4	15.2	31.2	20.9
Grandes		16.5	12.0	19.1	14.5
Chicontepec		10.7	28.9	0.4	ns
Otros		7.2	7.7	6.9	6.8
23.0					

Fuente: Cuadro 1.

Cuadro 3
México: reservas probadas y probables (2P) originales y remanentes de petróleo crudo, y producción de campos súper-gigantes y gigantes, 2008 (millones de barriles)

Campo o Producción complejo	Año de descubri- miento	Reserva			acumulada
		original	remanente		
anual					
Suma		37 832.0	10 688.1	27 143.9	770.5
Súper-gigantes					
1. Cantarell 362.4	1976	16 720.7	3 689.5		13 031.2
2. Ku-Maloob-Zaap	1979	6 454.6	3 845.7	2 608.9	256.9
Gigantes					
3. Antonio J. Bermúdez 40.2	1973	4 144.2	1 380.0		2 764.2
4. Abkatún-Pol-Chuc	1979	4 139.4	150.1	3 989.3	37.8
5. Jujo-Tecominoacán	1980	1 982.0	883.1	1 098.9	26.0
6. Poza Rica	1930	1 628.4	233.2	1 395.2	2.7
7. Caan	1984	897.9	64.4	833.5	24.6
8. Cárdenas	1980	680.3	43.8	636.5	4.6
9. Ek-Balam	1980	598.7	371.7	227.0	11.2
10. Cactus-Níspero- Rio Nuevo	1972	585.8	26.6	559.2	4.1

Fuente: Pemex, Las Reservas de Hidrocarburos de México; Pemex, Base de Datos Institucional (BDI); SENER, Sistema de Información Energética (SIE).

Cuadro 4
México: reservas probadas y probables (2P) originales y remanentes, y producción de petróleo crudo, de los 15 campos grandes de mayor tamaño, 2008 (millones de barriles)

Reservas

Producción

Región	Año de				
	descubrimiento	original	remanente	acumulada	anual
Suma		4 959.7	1 555.1	3 404.6	119.4
11. San Andrés N	1956	422.5	33.0	389.5	0.3
12. Pánuco		393.9	27.2	366.7	0.3 N
13. Toteco-Cerro Azul 0.3 N		380.4	6.0	374.4	
14. Sinán MSO	1993	380.0	152.0	228.0	21.8
15. Sitio Grande	1972	365.3	2.4	363.1	0.6 S
16. Cacalilao		360.6	23.9	336.7	0.6 N
17. Cinco Presidentes	1960	324.7	21.2	303.5	1.0 S
18. Bolontiku MSO	1995	317.2	160.0	156.6	21.1
19. Tamaulipas- Constituciones N	1956	313.2	50.6	262.6	3.0
20. Och-Uech-Kax MSO	1989	301.1	62.2	238.9	10.5
21. Ixtal MSO	1993	288.1	212.5	75.6	30.3
22. Sen	1984	285.9	69.2	216.7	14.9 S
23. Pit MNE	2008	278.2	278.2	0.0	0.0
24. Ayatsil MNE	2006	275.1	275.1	0.0	0.0
25. May MSO	1992	273.6	181.0	92.6	14.7

Nota: regiones: Norte (N), Sur (S), Marina Noreste (MNE) y Marina Suroeste (MSO).

Fuente: Pemex, Las Reservas de Hidrocarburos de México; Pemex, Base de Datos Institucional (BDI); SENER, Sistema de Información Energético (SIE).

Cuadro 5

México: integración de complejos de producción y definiciones diversas de Cantarell

Cantarell

Cantarell Histórico:	Akal + Nohoch
Complejo Cantarell:	Akal + Nohoch + Kutz + Chac + Sihil
Proyecto Cantarell:	Complejo Cantarell + Ixtoc + Takín
Activo Integral Cantarell*:	Proyecto Cantarell + Ek + Balam
Complejo Ku-Maloob-Zaap:	Ku + Maloob + Zaap
Complejo Abkatún-Pol-Chuc:	Abkatún + Pol + Chuc
Complejo Antonio J. Bermúdez:	Cunduacán + Iride + Oxiacaque + Platanal + Samaria

*En 2003 se fusionaron los activos Cantarell y Ek-Balam para formar el Activo Integral Cantarell. Los campos Lum y Bacab del Activo Ek-Balam fueron transferidos al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.

Cuadro 6
México: volumen original de las reservas probadas y probables (2P)
de complejos de producción seleccionados, y factores de recuperación,
agotamiento y relación reservas/producción, 2008
(millones de barriles)

Volumen

Factores de

Complejos	original		(mmb)		
	recupe-	agota-	reservas/ ración (%)	miento (%)	producción (años)
Cantarell		34 672.7	48.2	77.9	10.2
Ku-Maloob-Zaap		15 032.0	42.9	40.4	15.0
Antonio J. Bermúdez		11 020.6	37.6	66.7	34.3
Abkatún-Pol-Chuc		9 770.0	42.4	96.7	4.0

Fuente: elaboración propia a partir de Pemex, Las Reservas de Hidrocarburos de México; Pemex, Base de Datos Institucional (BDI) y SENER, Sistema de Información Energético (SIE).

Cuadro 7
**Cantarell: producción y reservas probadas y probables
de petróleo crudo, bajo diversas definiciones, 2008**
(millones de barriles)

Definición (mmbd)	Volumen Original	Reservas originales	Reservas remanentes	Producción acumulada	Producción anual
Activo integral	37 254.3	17 434.2	4 174.6	13 259.6	1.040

Proyecto	35 361.9	16 915.3	3 802.9	13 112.4	1.009
Complejo	34 672.7	16 720.7	3 689.5	13 031.2	0.990
Akal + Nohoch	32 610.4	16 162.8	3 364.9	12 797.9	0.949
Akal	30 556.3	17 434.2	3 352.4	12 187.4	0.927

Fuente: elaboración propia con base en Pemex, Las Reservas de Hidrocarburos de México y Pemex, Base de Datos Institucional (BDI).

Cuadro 8
**Cantarell: factores de recuperación, agotamiento y relación
reservas/producción, bajo diversas definiciones, 2008**
(en porcentos)

Definición	Recuperación	Agotamiento	Reservas/producción
Activo	46.8	76.1	11.0
Proyecto	47.8	77.5	10.3
Complejo	48.2	77.9	10.2
Akal+Nohoch	49.6	79.2	9.9

Akal

51.2

77.9

9.7

Fuente: Cuadro 4.

Cuadro 9
 Activo Integral Cantarell: producción y reservas
 probadas y probables, 1996-2008
 (millones de barriles)

Año	Reservas iniciales	Producción	Ajustes*	Reservas finales	Producción acumulada
1996				13 316.7	6 108.1
1997	13 316.7	-451.4	-304.0	12 561.3	6 559.5
1998	12 561.3	-492.2	-110.1	11 959.0	7 051.7
1999	11 959.0	-462.0	+511.6		12 008.6
513.7					7
2000	12 008.6	-538.4	-137.0	11 333.2	8 052.1
2001	11 333.2	-631.8	- 25.7	10 675.7	8 683.9
2002	10 675.7	-694.3	-278.1	9 703.3	9 378.2
2003	9 703.3	-774.8	-355.1	8 573.4	10 153.0
2004	8 573.4	-781.9	-174.3	7 617.2	10 934.9

2005	7 617.2	-742.9	-161.5	6 712.8	11 677.8
2006	6 712.8	-657.3	-472.2	5 582.9	12 335.1
2007	5 582.9	-544.0	-353.0	4 685.9	12 879.2
2008	4 685.9	-380.5	-130.8	4 174.6	13 259.6
2009	4174.6				

* Es la suma de descubrimientos, desarrollos y otros ajustes.

Fuente: Pemex, Las Reservas de Hidrocarburos de México; Pemex, Base de Datos Institucional (BDI).

Cuadro 10

Activo Integral Cantarell: reservas y volúmenes originales y factores de recuperación, agotamiento y reservas/producción (millones de barriles)

Año	Reservas		Volumen R/P	Factores de:		
	Recupe- ración	Agota- miento		originales ción (%)	original miento (%)	original (años)
1996	19 424.8		nd	nd	31	33
1997	19 120.8		nd	nd	34	28
1998	19 010.7		36 875.0	52	37	24
1999	19 522.3		37 442.8	52	39	26
2000	19 385.3		37 455.1	52	42	21
2001	19.359.6		38 041.9	51	45	17
2002	19 081.5		38 396.9	50	49	14
2003	18 726.4		37 570.3	50	54	11
2004	18 552.1		37 570.3	49	59	10
2005	18 390.6		38 193.7	48	64	9
2006	17 918.0		38 193.7	47	69	8

2007	17 565.1	38 512.9	46	73	9
2008	17 434.2	37 254.3	47	76	11

Fuente: Cuadro 9 y Pemex, Las Reservas de Hidrocarburos de México; Pemex, Base de Datos Institucional (BDI).

Cuadro 11
Complejo Cantarell: fases y tasas observadas de declinación,
diciembre 2003 – junio 2009

anualizada	Fecha		Producción (mbd)		Tasa Duración declinación (%)
	inicial	final	inicial	final	
Fase I -6.5 100- 85%	12/03	05/06	2 211.1	1 879.4	29
Fase II -24.2 84-50 %	06/06	04/08	1 879.4	1 105.6	23
Fase III -35.4 49-25%	05/08	06/09*	1 105.6	663.3	14

*La Fase III aún no concluye. La producción ha declinado al 30 por ciento de su nivel máximo.
Fuente: Pemex, Base de Datos Institucional (BDI) y SENER, Sistema de Información Energético (SIE).

Cuadro 12
 Activo Integral Cantarell: tasas anuales de declinación observada
 de la producción de petróleo crudo, 2004-09
 (en porcentos)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Anual	+0.6	-4.7	-11.5	-16.9	-30.0	
I	+4.3	-1.1	-8.2	-17.9	-24.1	-34.2
II	+4.1	-3.2	-11.5	-13.6	-32.9	-35.8
II	- 1.8	-7.6	-10.2	-16.8	-32.4	
IV	- 3.6	-7.0	-16.4	-19.6	-31.2	

Fuente: Pemex, Base de Datos Institucional (BDI); SENER, Sistema de Información Energético (SIE).

Cuadro 13

Activo Integral Cantarell: producción de gas natural y relación gas/aceite, 2005-08

	Producción (millones de pies cúbicos)	RGA (pies cúbicos por barril)
2006	718	399
I	734	376
II	740	397
III	717	406
IV	680	417
2007	945	642
I	785	490
II	934	580
III	931	634
IV	1 126	861
2008	1 629	1 597
I	1 385	1 143
II	1 589	1 474
III	1 636	1 650
IV	1 900**	2 113
2009		
I	1 583	2 011

II	1 461	2 124
III		
IV		

Fuente: Pemex, Base de Datos Institucional (BDI).

Cuadro 14
Activo Integral Cantarell: gas liberado a la atmosfera, 2005-08
(millones de pies cúbicos diarios)

	2005	2006	2007	2008	2009
Anual	55	107	397	1 149	
I	46	45	156	1 031	922
II	67	79	218	1 054	978
III	66	93	457	1 090	
IV	40	210	749	1 420	

Fuente: Pemex, Base de Datos Institucional (BDI).

Cuadro 15

Activo Integral Cantarell: cumplimiento de programas operativos de producción de petróleo crudo, 2005-09
(en porcientos)

	POA	POT
2005	99.0	99.6
2006	89.9	98.0
2007	94.4	97.7
I	93.4	95.3
II	100.3	101.5
III	95.1	99.1
IV	88.4	94.6
2008	80.1	88.2
I	83.7	90.3
II	80.2	86.4
III	79.3	87.3
IV	76.5	88.9
2009		
I	83.4	91.5
II	80.8	90.3
III		
IV		

Fuente: Pemex, Programa operativa anual (POA) y programas operativos trimestrales (POT); Pemex, Base de Datos Institucional; SENER, Sistema de Información Energética (SIE).