

Las reservas de gas natural de México

/Adrián Lajous

México cuenta con ricas reservas de petróleo y gas natural que ha explotado comercialmente por más de cien años. Sus reservas probadas están predominantemente compuestas por hidrocarburos líquidos. Aun así el valor económico y estratégico del gas es elevado. Al precio promedio que privó en 2003, las reservas probadas de gas natural se valúan en más de 70 mil millones de dólares. El gas natural es el combustible fósil más usado en la industria y, en unos cuantos años, será el más importante en la generación de electricidad.

La rápida conversión a gas que se ha registrado obedece a factores económicos, tecnológicos y ambientales. En años recientes la demanda de gas creció rápidamente mientras que su producción declinó a partir de 1999, si bien ha tenido un modesto repunte en 2003. Estas tendencias divergentes se han traducido en una expansión sin precedentes de las importaciones de gas natural y todo parece indicar que México seguirá siendo un importador neto de este combustible durante el resto de esta década, en circunstancias en las que tenderán a prevalecer precios altos y volátiles en Estados Unidos.

La trayectoria descendiente de la producción en los últimos cinco años despierta fuertes preocupaciones respecto a su comportamiento futuro. Aunque Pemex ha asignado recursos cuantiosos y crecientes a la exploración y desarrollo de gas natural, y han aparecido las primeras indicaciones de lo que podría ser una nueva fase expansiva de la producción, prevalecen dudas fundadas sobre el ritmo sustentable al que podrá crecer a mediano y largo plazos. Estos cuestionamientos aluden a la capacidad de ejecución y financiamiento de una amplia cartera de proyectos de inversión, así como la magnitud y composición de las reservas necesarias para alcanzar las metas de producción y reposición de reservas adoptadas por el gobierno.

En las discusiones de política pública prevalece la percepción de que México cuenta con un acervo de gas natural de grandes dimensiones que Pemex, por múltiples razones, no es capaz de extraer al ritmo requerido. Una visión más informada reconoce las restricciones que condicionan el tamaño de la dotación actual de reservas y su categorización, atribuyéndolas a la estrategia de exploración conservadora que privó durante los años 80 y 90, tanto en términos de los recursos asignados como los objetivos que ésta persiguió. La imagen generalizada que se tiene de las reservas, específicamente de las reservas probadas que son las que más inciden a corto y mediano plazos sobre la producción, no toma en cuenta evaluaciones recientes de las mismas. Éstas han sido publicadas por Pemex en *Las reservas de hidrocarburos de México*, cuya sexta edición apareció en marzo pasado. El monto de las reservas probadas es significativo pero muy inferior al de otros países en el hemisferio occidental. Las reservas probadas mexicanas equivalen a la cuarta parte de las que registra Canadá y las de Estados Unidos son 12 veces más grandes. Son inferiores también a las de Venezuela, Argentina, Bolivia y Trinidad y Tobago y a las de otros 25 países que cuentan con reservas de gas superiores a las de México.

Este artículo describe analíticamente el estado actual y la evolución reciente de las reservas de gas natural. En él se constata el grado de madurez que caracteriza a la mayoría de las cuencas productoras, la relativamente

Ex director general de Pemex. Actualmente es investigador visitante en la Kennedy School of Government de la Universidad de Harvard.

corta esperanza de vida de las reservas probadas remanentes y la escasez de descubrimientos y ampliaciones de reservas que ha impedido restituir los volúmenes de gas extraídos. Para identificar las principales tendencias que las reservas de gas manifiestan es necesario explicar primero la naturaleza y magnitud de las revisiones que han sufrido dichas estimaciones. Su depuración sistemática ha permitido alcanzar una visión cada vez más precisa de la estructura y dinámica de las reservas de gas natural del país. Éste ha sido un proceso tan doloroso como necesario. Finalmente, se abordan temas relativos al sistema de administración de reservas en Pemex y a la regulación estatal en esta materia. La conclusión central de este artículo se refiere a la imperiosa necesidad de ampliar y rejuvenecer el acervo de reservas mediante el diseño e instrumentación de nuevas estrategias de exploración, el incremento sostenido de recursos dedicados a esta actividad, así como el desarrollo más intenso de campos conocidos, algunos de ellos maduros y otros más en franco proceso de declinación, que pueden beneficiarse de la aplicación de nuevas tecnologías y prácticas más avanzadas de explotación.

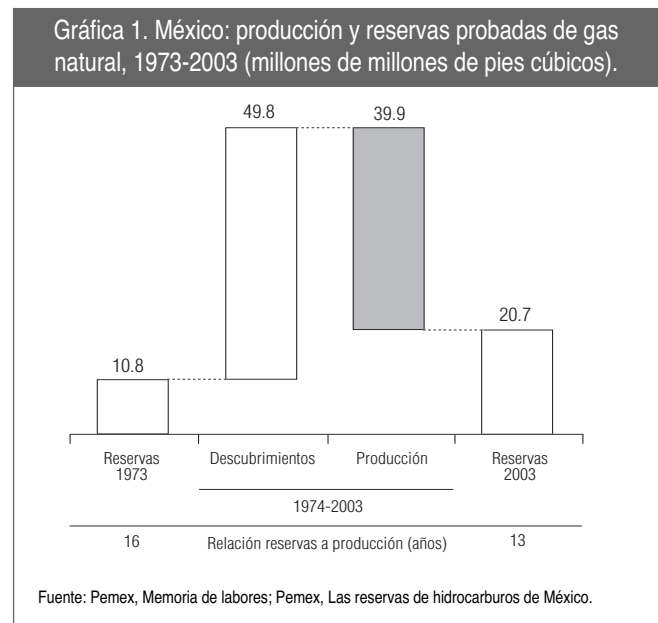
Descubrimientos

El descubrimiento en los años setenta y principios de los ochenta de grandes yacimientos de petróleo y gas natural en el sureste de México marcó una discontinuidad histórica en el desarrollo de la industria. Los recursos encontrados en el subsuelo —expresados en términos de reservas probadas (1P)— superaron con creces la producción acumulada en los primeros 75 años del siglo xx. Estos descubrimientos fueron de magnitud similar a la suma de los correspondientes a los sectores británico y noruego del Mar del Norte, realizados en la misma época. Dichos yacimientos permitieron aumentar rápidamente la extracción de petróleo y gas, y continúan siendo la base sobre la que descansa el nivel actual de la producción. La escala de la industria cambió dramáticamente. La producción de gas natural pasó de 1.8 miles de millones de pies cúbicos diarios (mmmpcd) en 1973, a 4.0 y 4.5 mmmpcd en 1983 y 2003, respectivamente.

Comparar la evolución de las reservas probadas con la producción acumulada de los últimos 30 años —de 1973 a 2003— resulta instructivo. Como se puede apreciar en la gráfica 1, en este periodo se descubrieron aproximadamente 50 millones de millones de pies cúbicos (mmmpc) de gas natural y se produjeron 40

mmmpc, lo que implica que 80% de las reservas probadas descubiertas fue extraído. El ciclo vital de estos descubrimientos está agotándose rápidamente. La vida media de las reservas probadas en 2003 es inferior al estimado en 1973. Al inicio de este periodo la relación reservas/producción de gas fue de 16 años y hoy es de menos de trece. Estas tendencias deben ser fuente de preocupación pero no de alarma, dado que México cuenta con un volumen significativo de reservas probables y posibles, una parte importante del cual habrá de convertirse eventualmente en probadas. Asimismo, hay buenas indicaciones de recursos aún no descubiertos, particularmente costa afuera en el Golfo de México y en algunas provincias petroleras y gasíferas tradicionales.

La generación de petroleros que siguió a los descubridores heredó un rico patrimonio que logró desarrollar. Ha tocado a una tercera generación iniciar el nuevo ciclo exploratorio. Los primeros resultados, si bien alentadores, son aún modestos. En los últimos cinco años sólo se han hecho dos descubrimientos de hidrocarburos significativos: Zihil, en el complejo Cantarell, y Lankahuasa, en Veracruz, frente a la costa de Nautla. El primero es un yacimiento de petróleo crudo gigante con una baja relación gas/aceite. Sin embargo sus reservas probadas y probables de gas natural son ligeramente superiores a las descubiertas hasta ahora en Lankahuasa. Este campo de gas no asociado bien pudiera ser el primero de una serie de descubrimientos en esta nueva región productora. Zihil fue el descubrimiento individual más importante de los años noventa y



Lankahuasa es, por ahora, el más notable de la presente década, aunque sus tamaños son muy diferentes. Las reservas probadas y probables de hidrocarburos de Zihil son de 899 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) y las de Lankahuasa de 79 mmbpce. Ambos campos sobresalen ante la ausencia de otros descubrimientos importantes. En el quinquenio 1999-2003 sólo se descubrieron otros cuatro campos de gas con reservas probadas y probables superiores a 100 mil millones de pies cúbicos (mmmpc): Nejo y Tundra en la Cuenca de Burgos; Chukúa y Misón, costa afuera en el sureste. Todos los demás campos descubiertos han tendido a ser relativamente pequeños.

Reservas en 2003

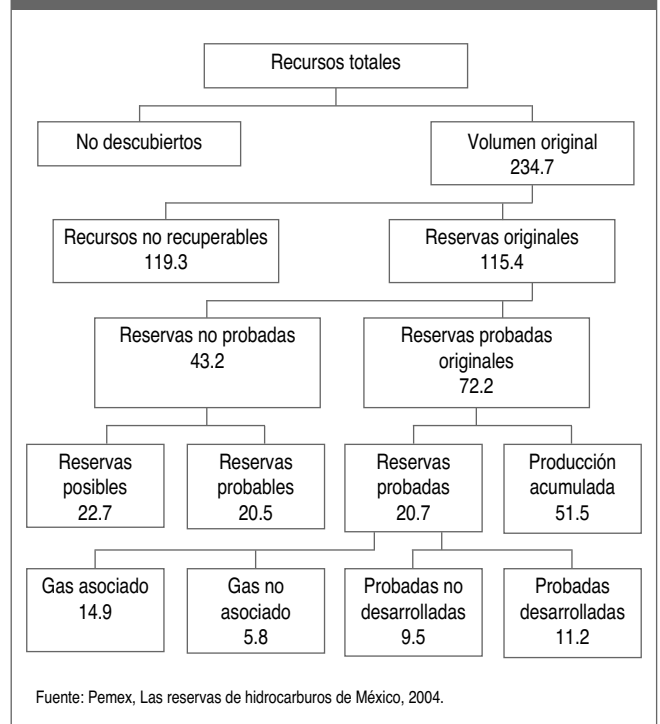
Al finalizar 2003 las reservas probadas de gas seco ascendieron a 14.9 mmmmpc, las probables a 16.0 mmmmpc y las posibles a 18.2 mmmmpc. El volumen probado fue equivalente a tan sólo 15% de las reservas de hidrocarburos del país. El predominio del petróleo en la composición de este acervo, así como en el de las reservas no probadas, es contundente. Además, 72% de este gas se encuentra en campos donde se produce en asociación con el petróleo. Aun en aquellos con altas relaciones gas/aceite, el valor del gas obtenido es inferior al del crudo, lo que tiende a supeditar el ritmo de extracción del gas a los objetivos que se persiguen en materia de petróleo. Incluso, aun sí se acepta que las estimaciones de reservas pueden estar sesgadas por la exigua exploración que se dirigió a la búsqueda específica de gas en el pasado, toda la evidencia hasta ahora apunta a que prevalecerá el dominio del petróleo. Asimismo, en la mayoría de las cuencas del país, el contenido excepcionalmente alto de hidrocarburos líquidos del gas producido reduce el rendimiento de gas seco que utilizan los consumidores. En promedio, las reservas de gas natural se contraen en alrededor de 30% al extraerles los líquidos del gas. Por razones de consistencia y disponibilidad de información, en este documento todas las cifras se refieren a gas húmedo, tal como llega a la superficie, salvo las que explícitamente se califiquen como gas seco.

Una visión de conjunto de los recursos de gas natural del país permite dar mayor profundidad y perspectiva al análisis de las reservas probadas. En la gráfica 2 se presenta la composición de las reservas de gas. Las reservas probadas remanentes ascendieron a 20.7 mmmmpc. Las probables y las posibles son de dimensión similar. Aún queda una proporción importante —46%— de reser-

vas probadas que no han sido desarrolladas. Esta categoría de reservas, junto con nuevos descubrimientos, darán sustento al crecimiento de la producción a corto y mediano plazos. Sin embargo, al ritmo actual de la producción la vida esperada de las reservas es de sólo trece años. La relación reservas/producción se eleva a 25 años al agregarse las reservas probables de gas. No obstante, la madurez del acervo original de reservas probadas es inequívoca. El 70% de las reservas probadas ya fue producido, así como 56% de la suma de reservas probadas y probables. Por otro lado, el factor esperado de recuperación del volumen original de gas en el subsuelo es relativamente bajo —49%—, aunque manifiesta grandes variaciones de un campo a otro y entre regiones. Refleja patrones históricos de extracción y la futura explotación de Chicontepec, caracterizada por factores particularmente bajos de recuperación. La elevación de este índice plantea una oportunidad importante que Pemex deberá aprovechar.

Las reservas de gas asociado suman 14.9 mmmmpc. El acervo de gas no asociado es de 5.8 mmmmpc, e incluye un volumen importante de gas que se encuentra en los campos de gas y condensados de Tabasco, Chiapas y el litoral de Tabasco además del ubicado en las cuencas de Burgos, Macuspana y Veracruz. Las condiciones económicas de la exploración y el desarro-

Gráfica 2. México: reservas de gas natural, fines de 2003 (millones de millones de pies cúbicos)



llo de cuencas de gas no asociado difieren significativamente de las correspondientes a gas asociado. El desarrollo del gas asociado se ha visto favorecido por menores costos unitarios, volúmenes y trayectorias de producción más generosos y estables, y una mayor rentabilidad. Sin embargo, para enfrentar el crecimiento de la demanda, las reservas de gas no asociado han sido producidas con mayor intensidad. En 2003 aportaron 28% de las reservas probadas de gas, 35% de las desarrolladas y 46% de la producción de gas. Su relación reservas/producción es de sólo ocho años frente a la de 17 años del gas asociado y cerca de 19% de las reservas desarrolladas de gas no asociado fueron extraídas en el año. El crecimiento de la producción del gas no asociado sólo podrá sustentarse en nuevos descubrimientos que rápidamente se conviertan en reservas probadas y éstas, a su vez, tendrán que desarrollarse con gran celeridad. El espacio que ofrecen las reservas no desarrolladas de gas no asociado es muy estrecho pues aquéllas constituyen menos de la quinta parte de dicha categoría de reservas.

La mayor parte de las reservas probadas de gas natural se ubican en el sureste del país, cerca de la mitad en Tabasco y Chiapas y la tercera parte costa afuera, en la Sonda de Campeche. Al tomarse en cuenta las reservas no probadas, la importancia relativa de Chicontepec aumenta notablemente, alterando de manera sustantiva la distribución regional de las reservas, pues la región norte aporta más de 60% de las reservas totales. Conviene subrayar que las reservas de gas de Chicontepec representan por sí solas aproximadamente la mitad de las reservas totales del país. Por otra parte, 88% de las reservas probadas de Tabasco y Chiapas se localizan en tres activos: Bellota-Jujo, Muspac y Samaria-Luna, que contienen tanto gas asociado como no asociado. La región norte contribuye con 47% de las reservas probadas y probables de gas no asociado y la región sur 40%, sobresaliendo los campos de Burgos y Muspac, respectivamente. En el futuro es muy probable que aumente la importancia relativa de los campos costa afuera en el litoral de Tabasco y en torno a Lankahuasa. Debe destacarse la mayor dispersión geográfica de las reservas de gas respecto a las del petróleo, tanto en tierra firme como en el mar, gracias a la dotación de gas no asociado y a la amplia variación de las relaciones gas/aceite en los campos de gas asociado.

Aun así, las reservas y la producción acumulada de gas natural están altamente concentradas en unos cuantos campos super gigantes y gigantes. A fines de 2001, excluyendo a Chicontepec, diez campos aportaron cerca

de la mitad de las reservas probadas originales y catorce campos la mitad de las reservas totales originales. Destacan y dominan cinco campos super gigantes cuyas reservas originales rebasan individualmente los tres mmmmpc de gas. Se trata de los complejos Cantarell, Bermúdez, y Abkatún-Pol-Chuc, así como los campos Jujo-Tecominoacán y Poza Rica. Esta lista puede ampliarse al complejo Ku-Maloob-Zaap, Muspac y Girdaldas que califican también como super gigantes al considerarse el total de sus reservas de hidrocarburos. Adicionalmente, los campos Colomo, Reynosa y Arcabuz-Culebra de gas no asociado se acercan mucho al umbral que los definiría en esta misma categoría.

Al nivel de las regiones y las cuencas el patrón de distribución por tamaños de los campos es similar. Éste se integra por un campo super gigante, apoyado por un número limitado de campos gigantes, seguido por uno más amplio de campos cuyas dimensiones son consideradas significativas y una multitud de campos pequeños que poco contribuye a las reservas totales. Este patrón es usual en otras partes del mundo, explica la alta concentración de las reservas, llama la atención sobre la importancia del tamaño de los campos y privilegia su dimensión frente al número de los mismos. En la historia de la producción de México, toda fase expansiva ha sido marcada por el descubrimiento y desarrollo de campos super gigantes y gigantes. Toca ahora identificar los campos que rejuvenecerán el acervo de reservas, apoyarán el crecimiento de la producción y determinarán su ritmo y sustentabilidad.

La madurez que manifiestan las reservas de gas se expresa a nivel agregado y también en las principales regiones y cuencas productoras. Salvo en el litoral de Tabasco y en Lankahuasa, más de la mitad de las reservas probadas originales en todos los demás activos ya fueron producidas. Cuatro de ellos –Ku-Maloob-Zaap, Cantarell, Samaria-Luna y Bellota-Jujo– han producido entre 50 y 60% de sus reservas probadas y los demás activos han superado 70%. Algunos, como Macuspana y Cinco Presidentes, se encuentran en un estado avanzado de agotamiento. Aún cuando se consideran las reservas totales, esta pauta no se modifica sustancialmente, si bien las diferencias son importantes. Los índices de madurez son sensiblemente más bajos en los casos de Chicontepec, Burgos, Ku-Maloob-Zaap y el litoral de Tabasco, activos a los que hoy se orienta prioritariamente la inversión de Pemex, así como al campo Lankahuasa y su entorno. Es factible rejuvenecer el acervo de reservas mediante el descubrimiento de nuevos campos, la ampliación del área que cubren

yacimientos conocidos y el incremento de los factores de recuperación del volumen original de gas en el subsuelo. Pemex está realizando un importante esfuerzo en esta dirección. Ha asignado cuantiosos recursos de inversión con este objetivo, particularmente en los últimos dos años. Todavía es temprano para obtener resultados de una estrategia de exploración cuyos impactos potenciales se ubican necesariamente a más largo plazo.

El reciente y vigoroso incremento de la perforación de pozos exploratorios y de desarrollo no ha podido corregir la madurez de las reservas. Prevalecen síntomas preocupantes de su avance. La producción ha respondido débilmente al creciente ritmo de perforación. Si bien ha aumentado el número de campos descubiertos, los nuevos yacimientos han tendido a ser pequeños, salvo en muy contados casos. En algunas cuencas la productividad de los pozos ha declinado y éstos tienden a caracterizarse por ciclos vitales más cortos.

Pemex enfrenta una situación financiera insostenible. Si bien la madurez de sus reservas genera un fuerte flujo de efectivo, gran parte de éste es transferido al Estado a través de un régimen fiscal que sistemáticamente descapitaliza a la empresa. Por otra parte, la necesidad imperativa de rejuvenecer sus reservas se traduce en un uso cada vez más intensivo de capital, financiado crecientemente con deuda. La inversión anual de Pemex Exploración y Producción por barril de petróleo crudo equivalente producido casi se duplicó en los últimos cinco años al pasar de 3.11 a 5.93 dólares por barril.

Las estimaciones de recursos recuperables que aún no han sido descubiertos y de la posible apreciación de reservas originales dan contexto y perspectiva a la dotación de reservas probadas y al potencial de producción. Estas evaluaciones cobran importancia conforme maduran las reservas pero deben utilizarse con prudencia, dada su imprecisión. Desafortunadamente no se ha hecho un ejercicio de esta naturaleza en el país. El US Geological Survey (USGS) evaluó en México un sistema petrolero compuesto por siete unidades de evaluación, en ocho provincias petroleras que se localizan en torno al Golfo de México, costa afuera y en tierra firme. No cubre, sin embargo, todo el territorio. Excluye las cuencas de Burgos y Sabinas y estudia sólo parcialmente zonas en aguas profundas del Golfo. Recientemente Pemex publicó estimaciones de la Cuenca de Burgos que complementan las del USGS. Dichos estudios confirman que el acervo total de recursos —no sólo de reservas— es de una dimensión que permite aumentar el nivel actual de la producción de hidrocarburos y sostenerlo durante un lapso razonable. Confirman también el pre-

dominio de petróleo en el acervo de recursos, pero indican que los volúmenes de gas por descubrir son proporcionalmente mayores. Asimismo, estiman que los volúmenes no descubiertos de gas asociado son sensiblemente mayores a los de gas no asociado y que los descubrimientos de gas se distribuirán en proporciones similares en campos terrestres y marítimos. La realización periódica de estudios de esta naturaleza mejoraría notablemente la capacidad de diseño de estrategias de exploración y extracción de largo plazo. Acotarían el nivel de ignorancia que se tienen respecto al potencial gasífero del país.

Revisión de estimaciones

La historia de las estimaciones de reservas de petróleo y gas natural de los últimos 30 años puede caracterizarse por la distorsión técnicamente injustificada de las cifras, entre 1976 y 1982; el colapso de la infraestructura institucional de estimación de reservas en 1982; la evaluación integral de las reservas realizada entre 1996 y 1998; los procesos de depuración y reclasificación de reservas llevados a cabo entre 1999 y 2003; y la construcción de un sistema de administración de reservas moderno que ha permitido ordenar, auditar y divulgar dichas estimaciones.

Antes de los grandes descubrimientos en el mesozoico de Tabasco y Chiapas las estimaciones de las reservas probadas se acogieron a prácticas convencionales. Los métodos seguidos y la debilidad técnica de la infraestructura de cuantificación denotaban una insularidad de la industria que limitó la experiencia profesional de sus geólogos e ingenieros petroleros. El personal técnico de Pemex reaccionó lentamente a los descubrimientos del sureste. Sus memorias de labores de los años 1972 y 1973 ofrecen pocas indicaciones respecto al significado de estos descubrimientos. Aún la de 1974 da mucho mayor espacio a aumentos de precios internos de combustibles que a los apasionantes resultados de las actividades de exploración y desarrollo en el sureste. El bajo perfil que se dio a descubrimientos que habrían de constituir un verdadero corte histórico reflejaba las dificultades técnicas que se enfrentaban al evaluar yacimientos complejos y profundos, en una región donde Pemex contaba con poca infraestructura; una cierta incapacidad para conceptualizar su desarrollo en el marco de una estrategia audaz que las circunstancias exigían; y discusiones internas sobre los riesgos políticos que suponía revelar su importancia y dilucidar públicamente sus implicaciones.

Las circunstancias cambiaron rápidamente a partir de mediados de 1976. Poco después el nuevo cuerpo directivo de Pemex lanzó a la empresa a una expansión sin precedentes, que en esos momentos no parecía tener límites. El auge producido por el efecto compuesto de aumentos de precios y volúmenes se desbordó rápidamente. La prudencia técnica fue rebasada con facilidad. La producción aumentó rápidamente una vez que México había logrado nuevamente la autosuficiencia en materia de petróleo. Entre 1975 y 1982 la producción de crudo casi se cuadruplicó y la de gas se duplicó. En ese mismo periodo las reservas probadas oficiales de petróleo crudo se multiplicaron por un factor de once y las de gas natural aumentaron en más de seis veces. La incorporación agresiva de reservas culminó en 1978 con la inclusión de las atribuidas a Chicontepec, año en el que las reservas de gas se duplicaron.

En 1981-82 el proceso de estimación de reservas sufre un colapso que se manifiesta cuando Pemex publica cifras idénticas para estos dos años sin deducir la producción y otros ajustes anuales inevitables. Al año siguiente, quizá producto de la inercia, se anuncia nuevamente un incremento de reservas que las lleva a un pico histórico. Éste fue, hasta ahora, el último incremento de reservas probadas. El sistema de estimación de reservas había quedado profundamente dañado, cubriéndose con un manto de confidencialidad impenetrable. Entre 1984 y 1998 se reducen las reservas oficiales cada año, deduciendo la producción y haciendo ajustes menores para mantener la apariencia de que aún sobrevivía un sistema de estimación. El abultamiento y la falsificación de reservas tuvieron serias consecuencias. Afectó la administración de yacimientos; contribuyó a desalentar las actividades de exploración en los años ochenta y noventa, pues era difícil justificar estas inversiones mientras el volumen de reservas fuera tan elevado; desmoralizó a personal técnico de alto nivel de Pemex; y redujo la capacidad del gobierno para guiar la política de explotación de hidrocarburos.

En 1996 se inició la reconstrucción del sistema de administración de reservas de Pemex. Las nuevas estimaciones se hicieron de conformidad con las definiciones y criterios establecidos por la Society of Petroleum Engineers (SPE) y el World Petroleum Congress (WEC). Se asumieron las directrices emitidas por la Securities and Exchange Commission (SEC). Las estimaciones fueron auditadas por empresas de ingeniería petrolera independientes y publicadas a nivel de campo. Se acudió a evaluadores y auditores externos pues Pemex y el Instituto Mexicano del Petróleo habían perdido la ca-

pacidad para realizar las estimaciones de manera confiable y consistente, en un breve lapso. Si bien se contaba con geólogos e ingenieros petroleros calificados, capaces de hacerlas, Pemex carecía de los sistemas que le permitieran llevarlas a cabo. Además convenía acudir a firmas especializadas para dar mayor credibilidad —dentro y fuera de la empresa— a las nuevas estimaciones.

El proceso de evaluación y certificación se inició en 1966 en las regiones marinas de Campeche, se extendió a la región sur el año siguiente y la primera ronda terminó con la región norte en 1998. Netherland & Sewell se encargó de todas las auditorías, salvo las de Chicontepec y la Cuenca de Burgos, donde fueron realizadas por De Golyer & MacNaughton. Al concluir cada una de estas etapas se publicaron las estimaciones detalladas correspondientes. Este proceso secuencial sirvió para que los técnicos de Pemex asimilaran mejor los métodos y resultados de las evaluaciones y las asumieran como propias. Hizo posible también preparar gradualmente a la opinión pública, a las instituciones financieras y a los medios especializados para lo que eventualmente sería una reducción sustantiva de las reservas probadas.

Las nuevas estimaciones de 1998 disminuyeron las reservas probadas de crudo en 15.7 mmmmbpce y las correspondientes a gas natural en 29.2 mmmmpc. La baja de ambas fue de 39.5. No obstante, las reservas totales de petróleo crudo resultaron 1.7% mayores a los montos de las reservas probadas establecidos por Pemex bajo lo que entonces se llamaron criterios tradicionales, y las de gas natural resultaron 9% superiores. Conviene subrayar que se trata de una simple coincidencia entre magnitudes conceptualmente diferentes.

No obstante, el personal de Pemex buscó anclar de alguna manera las nuevas estimaciones a referencias conocidas, por lo que insistió en vincular viejas cifras de reservas probadas con las nuevas de reservas totales. Esta ficción estadística ayudaba a asimilar lo que en realidad era una dramática baja de las reservas probadas. Era también una concesión de los técnicos encargados de la revisión a la susceptibilidad de quienes estaban comprometidos con las viejas estimaciones. El afán de reducir la brecha entre viejas y nuevas estimaciones llevó a que se registrara el máximo volumen de reservas probables y posibles aceptable para el auditor. A lo largo de esta primera ronda de estimaciones, los auditores siempre fueron más rigurosos y rígidos —como era de esperarse— con las estimaciones de reservas probadas que con las correspondientes a las probables y posibles. Esta decisión por parte de Pemex

explica una parte de las revisiones posteriores.

La estimación de las reservas de Chicontepec, su clasificación, la forma en que éstas fueron registradas, así como el tiempo y el patrón que tomará su desarrollo ha suscitado múltiples controversias a partir de 1978, cuando sus reservas fueron cuantificadas y clasificadas por primera vez. Al incluirse como reservas probadas se distorsionó la magnitud global de las mismas, particularmente en el caso de gas natural, ocultando el ritmo al que se habían venido agotando. La enorme variación de las reservas estimadas de Chicontepec obedece a su falsificación inicial en 1978, a la auditoría externa de estas reservas 20 años después que aplicó criterios de la SPE y la estimación realizada en 2002 bajo criterios de la SEC.

El registro agresivo a fines de los años setenta puede ilustrarse con la incorporación de las reservas del Paleocanal de Chicontepec, en 1978. Las reservas probadas en esa región ascendieron a 26.8 mmmmpc, cifra 2.6 veces mayor a la reportada por De Goyler & MacNaughton en su informe a Pemex de septiembre de ese año. Al parecer, Pemex simplemente descontó un 10% de las cifras de reservas totales de dicho informe y las publicó como probadas. La empresa continuó haciendo públicas las estimaciones de reservas de Chicontepec hasta 1989. Ante la creciente incomodidad técnica que ocasionaban estas cifras, se decidió consolidarlas a nivel más agregado para impedir su identificación.

Veinte años después de su primera estimación de las reservas de Chicontepec, Pemex comisionó nuevamente a De Goyler & MacNaughton para evaluarlas y auditarlas a la luz de la historia de su producción, la experiencia derivada de la perforación de pozos en la región y de un sondeo sísmológico, así como de cambios tecnológicos y en materia de precios y costos. En su estudio de 1998, las reservas probadas resultaron 77% superiores a las que ellos mismos estimaron en 1978 y las reservas totales aumentaron 21%. No obstante, las nuevas reservas probadas eran significativamente menores –36%– a las adoptadas por Pemex en 1978. Por su parte, Pemex registró en 1998 un volumen 5% mayor al estimado en el segundo informe de De Goyler & MacNaughton.

Entre 1998 y 2001, con base en criterios de cuantificación de la Society of Petroleum Engineers, las reservas probadas de gas de Chicontepec se redujeron en 10% y las reservas no probadas se ajustaron a la baja en 16%. Más importante aún, en 2002 se llevó a cabo una reclasificación de las reservas de esta región al aplicarse criterios y nuevas directrices de la Securities and Exchange Comision. Mientras que las reservas totales

se mantuvieron al mismo nivel, su composición cambió drásticamente. Las reservas probadas de gas cayeron de 15.1 a 1.0 mmmmpc, mientras que las reservas probables y las posibles aumentaron 9.2 y 5.9 mmmmpc.

En fechas recientes varias empresas han reducido sustancialmente sus reservas probadas de hidrocarburos. A partir de aclaraciones formales que emitió la SEC en 2001, el grupo de trabajo que supervisa las declaraciones de reservas que se registran ante este órgano regulador ha venido aplicando interpretaciones cada vez más rigurosas, incluso literales, de reglas y directrices contables en esta materia. Una de las primeras empresas afectadas fue Pemex quien tuvo que reclasificar las reservas de Chicontepec como se ha descrito. También TNK-BP, la coinversión de BP en Rusia, redujo en 2003 sus reservas probadas de hidrocarburos de manera tajante. Un evaluador internacional independiente las había estimado en 8.6 mmmbpce, volumen que fue reducido a 3.2 mmmbpce, una baja de 63% que reclasificó reservas probadas como probables. Por su parte, en 2004 Shell ajustó a la baja sus reservas probadas un 20% y más recientemente tuvo que llevar a cabo una segunda revisión. Otras empresas de menor tamaño han tenido que reconocer ajustes significativos y es muy posible que otras más tengan que hacerlo en un futuro cercano. Los criterios aplicados por la SEC son debidamente conservadores y buscan establecer un marco en el que las empresas puedan dar a conocer, de manera consistente, información sobre una parte tan importante y crítica de sus activos. Sin embargo, a raíz de estos acontecimientos han surgido en la industria críticas a los estándares aplicados. Muchos consideran que éstos no reconocen, entre otras cosas, cambios tecnológicos importantes que ofrecen alternativas eficaces a los criterios de cuantificación y clasificación empleados por la SEC. Es probable que este debate tienda a intensificarse en el futuro inmediato.

La reclasificación de las reservas de Chicontepec atendió dos cuestiones básicas: los criterios para establecer la certeza de la existencia de hidrocarburos en el subsuelo, y de la infraestructura para dar salida a la producción. Las condiciones geológicas y petrofísicas del Paleocanal, así como las condiciones económicas de la extracción de hidrocarburos mediante pozos de muy baja productividad, hicieron a esta región particularmente vulnerable a la interpretación y aplicación de los criterios técnicos de la SEC. En cierto sentido esta revisión traumática de las reservas, especialmente en el caso del gas, puede ser positiva. Su amplitud volumétrica escondía la escasez de reservas que efectivamente

podían desarrollarse a corto y mediano plazos. Al no reconocer explícitamente que se trataba de reservas de calidad diferente –en términos de costos y ritmos de desarrollo– se daba una imagen deformada de la vida media de las reservas del país y de las posibilidades de producción. Ahora Pemex tiene que invertir recursos cuantiosos en Chicontepec para probar reservas probables e incrementar la producción. La experiencia que está adquiriendo en esta región le permitirá evaluar mejor el verdadero potencial de la misma, las tecnologías disponibles para su explotación y el costo de su desarrollo. En el quinquenio 1999-2003 se procedió a depurar las estimaciones de reservas de manera sistemática y disciplinada. La revisión de las estimaciones de reservas de hidrocarburos fue significativa, aunque su dimensión fue muy inferior al de la reclasificación de las reservas de Chicontepec. Las reservas totales disminuyeron más de 4 mmmbpce como resultado de las revisiones a lo que debe agregarse 1 mmmbpce de ajustes por concepto de delimitaciones y desarrollos de campos. La suma de éstas representa 9% de las reservas a fines de 1998. En el caso de las reservas probadas su revisión las contrajo en 1 mmmbpce mientras que la reclasificación de Chicontepec las disminuyó en 8.6 mmmbpce. Conviene insistir en que las reservas de Chicontepec no desaparecieron y que es muy probable que una parte de éstas puedan convertirse nuevamente en reservas probadas, conforme avance el proceso de perforación y construcción de infraestructura en la región. Debe también esperarse que el ejercicio de revisión a la baja de las reservas esté por concluir y que a futuro este proceso, así como otros ajustes por concepto de delimitación y desarrollo de campos, tengan un impacto positivo neto sobre la restitución de reservas, lo que es común cuando se cuenta con estimaciones efectivamente conservadoras.

Restitución de reservas

En los últimos cinco años las reservas probadas de gas natural se desplomaron por múltiples causas. La reducción acumulada fue de más de 70%. Primero se dio la disminución ocasionada por las nuevas evaluaciones que permitieron cuantificar y clasificar las reservas de acuerdo con criterios convencionales de la industria. Su impacto fue una baja de 39%. En segundo término, la reclasificación de reservas de Chicontepec tuvo también un efecto adverso mayúsculo, al recortar otro 20% a las cifras originales de Pemex. Tercero, la producción acumulada en este periodo redujo las reservas probadas

en otros 11 puntos porcentuales. La suma de los incrementos originados por descubrimientos, extensiones, un mejor conocimiento de los campos y su comportamiento productivo, así como otros ajustes sólo lograron reponer un 10% de la producción extraída en estos años. Esta restitución neta fue casi exclusivamente producto de los descubrimientos y ajustes realizados en 1999 y 2003.

Desagregar la tasa de restitución de las reservas probadas permite distinguir algunas tendencias que dan un tono más positivo a las acciones emprendidas por Pemex y que reducen el riesgo de revisiones mayores en el futuro. A partir de las nuevas estimaciones de 1999, las reservas desarrolladas de gas cayeron 31% en el quinquenio. A pesar de ello, la tasa de restitución de esta categoría de reservas –la más vinculada a la producción– fue cercana a 40%, nutriéndose del desarrollo de reservas no desarrolladas, así como de algunos descubrimientos. Como era de esperarse, han sido precisamente las reservas probadas no desarrolladas las que estuvieron sujetas a revisión y reclasificación severas. La reposición de reservas de gas no asociado alcanzó un nivel cercano a 70%, que contrasta con un índice de 17% de las reservas de gas asociado. En términos regionales las diferencias son muy importantes. La región sur, que tiene el mayor acervo de reservas desarrolladas fue la que tuvo la tasa de restitución más baja –de sólo el 8%– mientras la correspondiente a la región norte fue de 72% y en las regiones marinas de 48%. Este patrón llama la atención sobre las oportunidades que ofrecen el complejo Bermúdez y los campos de Jujo-Tecominoacán y de Muspac en Tabasco y Chiapas, entre otros. Los proyectos que Pemex está ejecutando en dichos campos pueden contribuir a elevar la tasa global de restitución de reservas. Debe también destacarse que en estos cinco años sólo la región marina suroeste ha reconstituido reservas no desarrolladas, alcanzando una tasa de 20% gracias a la contribución del litoral de Tabasco. Todas las demás regiones tuvieron tasas negativas en esta categoría de reservas.

Elevar estas tasas de reposición de reservas probadas al 100% no va a ser tarea fácil. Dado el volumen actual de la producción, el tamaño de los descubrimientos y el monto de la apreciación de reservas requeridos supone necesariamente un esfuerzo exploratorio importante y sostenido, y no poca suerte. En la medida en que se busque expandir fuertemente la producción será aún más difícil lograr la plena restitución del volumen anual extraído. Alcanzar esta meta y la que Pemex ha asumido en cuanto a la producción de gas natural supone

que la tasa de restitución de las reservas desarrolladas tendrá que ser sensiblemente mayor al 100%. Descontando el súbito descubrimiento de grandes campos, el horizonte en el que se logre restituir la producción parece aún lejano.

Administración de reservas

Pemex cuenta con un sistema auditable de administración de reservas, cuya confiabilidad ha mejorado a través del tiempo. Este sistema encauzó la depuración de las estimaciones de reservas que se llevó a cabo en los últimos cinco años, ha documentado y ordenado información geológica y de ingeniería en la que descansa la cuantificación de reservas y logró mejorar la calidad de la información que se hace pública. Facilitó también la auditoría de las reservas y su registro ante entidades reguladoras. Sin embargo, conviene subrayar dos faltas importantes, fácilmente corregibles. Por un lado, Pemex interrumpió la auditoría externa anual de sus reservas en un par de ocasiones, si bien las correspondientes a 2003 fueron nuevamente auditadas. Por otra parte, dejó de publicar las estimaciones de reservas a nivel de campo a partir de 2002 y ahora sólo las presenta a nivel de activos y regiones. La empresa no ha dado explicación alguna respecto a estas omisiones que restan credibilidad a las estimaciones y utilidad a las cifras publicadas.

Los procesos de estimación y clasificación de reservas, así como los de su divulgación, están siendo modificados en la industria internacional para atender la exigencia de mejorar las estructuras de gobierno de las empresas. Estos cambios fueron propiciados por la atmósfera de escándalo y desconfianza, producto de la conducta fraudulenta e imprudente de altos ejecutivos en algunas empresas, así como por revelaciones más recientes respecto a la sobreestimación de reservas probadas de hidrocarburos en empresas petroleras importantes. Las autoridades reguladoras han reaccionado a estas circunstancias en el contexto de problemas específicos de su propia industria. En Estados Unidos la SEC hizo más riguroso y rígido el proceso de registro de reservas. En septiembre de 2003, Canadá adoptó un nuevo reglamento que establece normas de divulgación de las actividades de empresas petroleras y gaseras que cotizan en la bolsa de valores. Las nuevas reglas obligan a hacer público un informe de reservas de la empresa, el informe correspondiente de la auditoría practicada por un evaluador o auditor independiente, así como un reporte suscrito por ejecutivos y miembros

del consejo de administración que certifica las cifras. Estos informes cubren tanto reservas probadas como probables y, opcionalmente, las posibles. Tienen por objeto mejorar y estandarizar la manera como las empresas estiman y divulgan la información sobre sus reservas. Por su parte, las grandes empresas petroleras se han visto obligadas a dar explicaciones más detalladas sobre sus métodos de estimación de reservas y respecto a los mecanismos de control interno de la evaluación y certificación de las mismas. No hay que perder de vista la relevancia para México de las discusiones que estos eventos han suscitado. El país no cuenta con un marco regulatorio en estas materias. En la práctica este vacío es llenado por la SEC, cuyas reglas dictan la forma como se estiman las reservas probadas de hidrocarburos y otros indicadores relacionados. La estimación de reservas probables y posibles no está normada por una autoridad externa a Pemex.

Pemex deberá sostener y profundizar su compromiso con la modernización del sistema de administración de reservas establecido por la empresa. Deberá también propiciar actividades que permitan mejorar el conocimiento que se tiene de los recursos y las reservas de hidrocarburos del país. Éstos son propiedad de la nación. Pemex tiene el derecho exclusivo de su explotación. Este privilegio entraña la obligación de rendir cuentas precisas, oportunas y transparentes sobre el estado que guardan las reservas y sobre su evolución. Dada la estructura de la industria petrolera no hay razón comercial que la pueda condicionar. Tampoco es posible recurrir a consideraciones de carácter estratégico para justificar secrecía alguna. La experiencia histórica ofrece una clara lección sobre las consecuencias de imprimir a las reservas el sello de confidencialidad. Toca ahora a las autoridades gubernamentales establecer y hacer cumplir las condiciones en la que esta información debe hacerse del dominio público ■

¹ Agrupación administrativa de campos con características similares y cierta infraestructura común.