

Inversión privada en Pemex, mucho por hacer todavía (El Financiero 17/09/12)

Inversión privada en Pemex, mucho por hacer todavía (El Financiero 17/09/12) Esther Arzate Lunes, 17 de septiembre de 2012 En los dos últimos sexenios se aprobaron cambios, pero insuficientes. Esquemas de CSM y CSI incumplen expectativas. Reforma energética, necesaria: otra vez. · GRADUALES ESFUERZOS POR ABRIR EL MERCADO PETROLERO En los últimos dos sexenios los esfuerzos de "apertura" a la inversión privada en materia petrolera fueron, en su momento, controvertidos, y en nuestros días, insuficientes frente a las necesidades actuales y futuras. Hoy, 12 años después, las premisas del gobierno federal entrante y el saliente apuntan a la misma dirección: apertura al capital privado. Con Vicente Fox el Congreso de la Unión aprobó los Contratos de Servicios Múltiples (CSM), llamados después Contratos de Obra Pública Financiada (OPF); en el gobierno de Felipe Calderón se diseñaron los denominados Contratos de Servicios Integrales (CSI), conocidos también como incentivos o de desempeño. Ambos fueron controvertidos ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación (SCJN), que los consideró legales. Hoy, sin embargo, resultan insuficientes. El gobierno saliente insiste en la necesidad de una reforma energética que lleve incluso a un esquema de concesiones donde otras petroleras compitan con Pemex por el desarrollo de proyectos petroleros en el territorio marítimo y terrestre de México. El gobierno entrante ha manifestado su interés de apertura, sin perder la propiedad de los hidrocarburos. Trabaja incluso en lo que sería una reforma energética, de la cual no hay muchos detalles. Doce años han transcurrido desde que, en gobiernos panistas, se dieron cambios legales alrededor de Pemex, para permitir la operación de los CSM y los CSI. A la luz de la distancia, advierten expertos en el sector energético, las expectativas de los CSM no se cumplieron y los CSI han resultado poco atractivos para las petroleras. El presidente del grupo Ingenieros Constitución de 1917, Francisco Garaicochea, calificó a los CSM como un fracaso porque Pemex paga más a los contratistas por la extracción de gas en la Cuenca de Burgos, donde se aplicaron esos contratos, que si lo hiciera solo. Cuenca de Burgos En contraste, el director de Pemex Exploración y Producción (PEP), Carlos Morales Gil, señala que fueron exitosos porque Pemex logró aumentar la producción de gas y los privados invirtieron recursos que la paraestatal no tenía. "A los proyectos petroleros o de gas hay que darles gente, dinero y tecnología. Si falta algún elemento no se pueden desarrollar y los CSM fueron diseñados para darles dinero y gente donde no estábamos dando lo suficiente", explicó el funcionario. PEP convocó en 2003 a compañías privadas a presentar ofertas para la producción de gas en bloques de la Cuenca de Burgos mediante los CSM y asignó ocho áreas a igual número de consorcios, a quienes les aseguró que el área (13 mil 300 kilómetros cuadrados) tenía reservas probables por 800 mil millones de pies cúbicos. Burgos es la principal región productora de gas natural no asociado (sin petróleo) del país desde 1945. Comprende 34 municipios de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila, en una extensión de 120 mil kilómetros cuadrados (la Cuenca de Burgos y la Cuenca de Sabinas, así como el área de Piedras Negras). En ese entonces Pemex estimó que con ese tipo de contratos la producción de gas natural aumentaría de 971 millones de pies cúbicos al día en 1999 a dos mil millones de pies cúbicos diarios en 2006, para alcanzar volúmenes superiores al paso del tiempo. Sin embargo, la paraestatal erró. En 2009 alcanzó el máximo volumen de mil 515 millones de pies cúbicos (mmpcd), en 2010 bajó a mil 478 mmpcd y en 2011 a mil 344 mmpcd, tendencia que se mantiene este año. Los bloques adjudicados producen en conjunto 400 mmpcd. Ante los insuficientes resultados en producción y reservas, en 2008 PEP canceló la operación del bloque Pandura-Anáhuac, ubicado en Nuevo León y Tamaulipas, que ejecutaban bajo CSM, las empresas Industrial Perforadora de Campeche y Compañía de Desarrollo y Servicios Petroleros. 4 Otro bloque fue cancelado parcialmente. En octubre de 2007 la española Repsol YPF regresó a Pemex 87.5 por ciento de la superficie correspondiente al primer bloque adjudicado, denominado Monterrey-Reynosa, el cual tenía un valor de contrato por dos mil 437 millones de dólares, también por no alcanzar las cuotas de producción. Morales Gil aclaró que este último sigue produciendo pero ya no invirtió en nuevos proyectos de exploración. Garaicochea opinó que los CSM fallaron en los volúmenes de extracción y costos de producción (5.86 dólares), los cuales están por encima de los precios de referencia del Henry Hub de Estados Unidos, el cual ronda los 2.80 dólares por millón de BTU (unidades térmicas británicas). "En los campos que producen gas seco hemos reducido la actividad porque económicamente no son atractivos, así que cuando suba el precio le vamos a meter más al gas seco", señaló a su vez el titular de PEP. Explicó que arriba de 3.50 dólares produce utilidades. El punto de equilibrio es de 3.20 dólares y, explicó, es cuestión de meses que "volvamos a invertir en gas seco; en gas húmedo seguiremos invirtiendo porque sale junto con los barriles de cien dólares en gas asociado". Así, Pemex ha reducido su producción de gas y también la de los contratistas porque es más barato importarlo de Estados Unidos que producirlo en México. Pero el problema coyuntural es que tampoco puede aumentar sus importaciones de ese país porque los ductos tienen una capacidad insuficiente ante el aumento en la demanda, expresó. Contratos de desempeño, ¿incentivan? Con los CSM los privados perforan pozos y Pemex paga independientemente de que la producción suba o baje. Con los CSI o incentivos, Pemex paga una cuota por cada barril de petróleo que produzcan y paga hasta el 75 por ciento de los costos en los que incurran en cada perforación, expuso Morales Gil. Los contratistas tienen el incentivo de producir más para ganar más porque Pemex les paga una cuota por cada barril que le entreguen. Así que los CSI que licitó el año pasado en la región sur para los campos maduros Santuario y Magallanes ya empezaron a dar resultados: cada uno produce, desde los últimos 12 meses, mil barriles al día adicionales a los que producía Pemex antes de asignarlos a Petrofac. No es exagerado pensar que la producción de petróleo aumentará cuatro o cinco veces mediante los CSI asignados porque hubo una experiencia previa con el campo Ébano-Pánuco, donde la producción de petróleo pasó de tres mil a diez mil barriles en tres años. En agosto de 2011 Pemex asignó tres campos maduros en la región Sur: Magallanes y Santuario a Petrofac, y Carrizo a Schlumberger. En junio de este año asignó cinco CSI: Arenque (campo marino) a Petrofac; Altamira a Cheiron Holding Limited; Pánuco a Dowell Schlumberger de México y San Andrés y Tierra Blanca a Monclova Pirineos Gas y Alfasid. Dijo que los CSI son benéficos para Pemex porque sólo reconoce el 75 por ciento de los costos de perforación y paga tarifas que van de cinco a ocho dólares en promedio por cada barril de petróleo y el costo de Pemex en ese tipo de cambios oscilaba entre ocho y 11 dólares, además de que

absorbía el 100 por ciento de los costos de perforación. En ese contexto, Morales Gil señaló que los CSM "definitivamente sí funcionaron" como un esquema adicional para aumentar las inversiones y la capacidad de producción, pero "si les hubiéramos dado incentivos habrían funcionado mejor, por eso se cambiarán los CSM de los bloques Nejo, Cuervito, Fronterizo y Misión a CSI". Señala que esos contratos CSI, aplicados por el momento para campos maduros pero que serán utilizados para campos de alta complejidad como Chicontepec, aguas profundas y de shale gas, pueden ser modificados para operar con tarifas diferentes o porcentajes de pago distintos, pero siempre bajo la premisa de que en Pemex no están permitidas las concesiones ni los contratos de producción compartida. En ambos esquemas contractuales Pemex no puede pagar con barriles de petróleo a las empresas. Paga lo pactado, independientemente de que el barril de petróleo se venda en cien o 50 dólares, y eso no gusta a las petroleras que buscan compartir riesgos y también utilidades cuando los precios internacionales están por los cielos, como ha ocurrido en los últimos años.