
Forbes^{MÉXICO}

El profundo futuro que desdeña Pemex

Arturo Solís

octubre 18, 2019 @ 12:00 pm

Pemex intenta recuperar el esplendor que vivió en el último cuarto del siglo pasado, sólo que, con tal de salvar su presente, olvida el futuro.

Su situación financiera ha encendido las alarmas de los tenedores de bonos internacionales. La compañía estatal mexicana enfrenta la deuda más grande del sector petrolero en el mundo, con un saldo que asciende a 104,500 millones de dólares (mdd).

El peso de ese adeudo se amplifica ante el hecho de que su producción está en caída: desde su récord de 3.4 millones de barriles de crudo diarios, alcanzado en 2004, su producción a julio de 2019 ha bajado a 1.6 millones de barriles cada día.

Para revertir esta tendencia, la apuesta del gobierno del presidente Andrés Manuel López Obrador y del director de la petrolera, Octavio Romero Oropeza, es el desarrollo de 20 campos prioritarios: 16 en aguas someras y cuatro en áreas terrestres, con el propósito de incrementar la producción hasta 2.4 millones de barriles diarios para el final del sexenio.

“Las aguas someras y terrestres son una prioridad en el corto plazo para reducir la caída de producción, pero desentenderse de aguas profundas es hipotecar el futuro petrolero del país por preocuparse por el hoy”, dice el analista de la firma Welligence Energy Analytics, Pablo Medina.

En una ruta que pretende devolverle a Pemex el papel casi monopolístico que poseía antes de la reforma energética implementada por el priista Enrique Peña Nieto en 2013, **calificadoras de riesgo crediticio, como Fitch y Standard & Poor's (S&P)** han degradado la perspectiva y nota de la emblemática empresa, dejándola a unos pasos del bono basura.

López Obrador ha insistido en fortalecer la empresa productiva del Estado con recursos extraordinarios, obtenidos a partir de una política de austeridad y recortes sin precedente dentro del sector público. Pero, a pesar de la inyección de capital, el insuficiente presupuesto de la compañía y sus objetivos de corto plazo la obligaron a dejar de lado su estrategia en aguas profundas, área en la que sus pares internacionales han enfocado sus actividades.

La explotación petrolera en aguas profundas significa explorar y extraer hidrocarburos con tirantes de agua de al menos 500 metros bajo el nivel de la superficie marina. En el caso de aguas ultraprofundas, el tirante de agua debe ser mayor a los 1,500 metros.

En el desarrollo de pozos en esta frontera tecnológica, las firmas energéticas se enfrentan a temperaturas bajo cero, oscuridad absoluta y elevados niveles de presión, por lo que estos profundos bloques de terreno demandan el uso de novedosas tecnologías, e inversiones mayores a las convencionales. Se agrega el agravante de que el riesgo de fracaso también aumenta.

Inversión sin resultados

Durante los gobiernos panistas de Vicente Fox y Felipe Calderón, y en el sexenio del priista Peña Nieto, Pemex desembolsó 213,000 millones de pesos (mdp) en proyectos de exploración en aguas profundas, equivalentes a 32% de su inversión total disponible.

Aunque este tipo de proyectos son de mediano y largo plazos, luego de 17 años de invertir en aguas profundas, la compañía mexicana sigue sin producir un solo barril de crudo en algún campo de este tipo. “Los esfuerzos de Pemex por incursionar en proyectos en aguas profundas no han rendido, a la fecha, los resultados esperados. En contraste, aquellos derivados en actividades en aguas someras y campos terrestres siguen sustentando la plataforma de producción”, afirmó la petrolera en su plan de negocios 2019-2023.

Pero Pemex admitió que estos desembolsos le permitieron estimar recursos prospectivos por 27,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y 2,036 millones más de recursos contingentes (no comerciales), así como reservas totales por 860 millones de barriles al 1 de enero de 2019.

El potencial

De forma desagregada, los recursos prospectivos (aquellos con evidencia, pero sin considerarse descubrimientos) de aceite en aguas profundas se estiman en 21,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En el caso del gas, los recursos suman 6,643 millones de barriles de crudo equivalente, de acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

“Del total de recursos prospectivos convencionales, la mitad está en aguas profundas, equivalente a casi 25% del total”, consideró la comisionada Alma América Porres Luna, en entrevista con Forbes México.

Dicho porcentaje significa que casi la mitad de la producción histórica de nuestro país (equivalente a 59,900 millones de barriles de petróleo crudo equivalente) aún permanece en el subsuelo mexicano.

La industria energética ha optimizado mucho sus tiempos en las áreas de desarrollo en aguas profundas, que oscilan de siete a 10 años, para poner instalaciones submarinas de producción petrolera.

“Para sacar el hidrocarburo, la parte de infraestructura (el diseño, la construcción y la puesta en marcha) no aparece de la noche a la mañana; lleva todo un proceso de alrededor de 10 años”, comenta la representante del regulador energético.

Ante los largos tiempos que requiere la industria petrolera, no es un reto regulatorio lo que posterga o genera cuellos de botella en los procesos.

“Simplemente, es el tiempo que le toma a una empresa revisar la geología, dónde va a realizar actividades, las contrataciones de servicios, el plan de exploración; eso toma tiempo”, declaró el director general de la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (Amexhi), Merlin Cochran.

Los riesgos inherentes a los campos de aguas profundas van de la mano de los costos. Es una estrategia para diversificar el portafolios y también los riesgos. Se ha visto, en distintas ocasiones, lo que puede pasar. Absorber todos los riesgos puede ser muy oneroso.

Los costos

El costo promedio de un pozo exploratorio en aguas profundas es de al menos 100 mdd. En contraste, en un campo terrestre, promedia 20 mdd y, en aguas someras, puede llegar a 30 mdd.

Para aguas profundas, se han optimizado mucho los tiempos. En las áreas de desarrollo, construir instalaciones submarinas de producción petrolera requiere entre siete y 10 años.

“Lo que están haciendo ahora, en proyectos de exploración en aguas profundas para perforar pozos en el segundo año, es un récord. Si lo ves a escala internacional, los primeros pozos tardan de 5 a 10 años”, dice la comisionada Porres Luna.

La representante del regulador energético se refiere al primer pozo exploratorio perforado en el último trimestre de 2018, el cual corrió a cargo de BHP Billiton, en aguas profundas del Golfo de México, como parte del farmout con Pemex en el campo Trion, licitado en diciembre de 2016.

Pero, México no es un caso aislado de éxito en aguas profundas con tiempos reducidos. Uno de los más recientes lo protagonizó Exxon, en Guyana, con el bloque Strabroek. En sólo cinco años, la empresa descubrió hidrocarburos y, en 2020, comenzará una producción de 120,000 barriles de crudo diarios. Prevé llegar a 750,000 barriles hacia 2025.

“La parte clave es que en Guyana no existe producción petrolera en absoluto; va a ser clave ver cómo dicho país es capaz de administrar esta riqueza. Exxon en cinco años, descubrió el campo de Liza y puso en

producción el activo, lo cual es un récord, porque normalmente toma algo más de tiempo. Esto demuestra cómo se puede llegar, de cero, a producir casi 1 millón de barriles”, dice Medina.

Pero López Obrador no quiere más alianzas. En junio canceló la licitación de siete farmouts con privados. Además, entregó nuevas asignaciones a Pemex antes de que vencieran (27 de agosto de 2019). “Si Pemex va a quedarse con la mayoría de las asignaciones de exploración, deberá asociarse para asegurar que va a tener el dinero para hacer algo con ellas”, indica el analista de la consultora energética. “El problema es que, al quedarse con todas estas asignaciones, restringe el crecimiento del sector petrolero del país”.

A pesar de que el gobierno desdeña las aguas profundas y las alianzas con privados, la empresa que dirige Romero Oropeza informó que una de sus estrategias en el plan de negocios de este sexenio es asegurar la visión a largo plazo de las oportunidades exploratorias para evaluar el potencial de sistemas petroleros en áreas frontera, como aceite y gas en rocas lutitas y aguas profundas.

“Para el mediano plazo, después de un periodo de transición, continuará la tendencia de costos decrecientes para desarrollar nuevos suministros de petróleo, especialmente en aguas profundas, lo que hará que los precios disminuyan”, agregó la empresa.

Para la comisionada Porres Luna, esperar a que los costos de desarrollo de plays en aguas profundas disminuyan tiene un beneficio, pero también perjuicios.

“Cuando una empresa quiera sacar el crudo en aguas profundas, el precio que tenga el hidrocarburo puede ser tan bajo que no sea económicamente viable, o el hidrocarburo tal vez ya no sea la energía que se requiera”, concluyó.