

Las nuevas reservas de gas en Magallanes



Una entrevista de
GUSTAVO ORELLANA

LA REGIÓN DE Magallanes le quita el sueño a Marcelo Tokman. El ex ministro de Energía durante el primer Gobierno de la Presidenta Bachelet y actual gerente general de la petrolera estatal, recibió un informe que ratificó todas las hipótesis que tenía la empresa sobre las reservas de gas en esa zona.

Hace dos semanas, el servicio geológico de Estados Unidos (USGS), dio a conocer los resultados de un estudio que estima en 8 TCF (trillones de pies cúbicos) las reservas de gas no convencional en la región más austral del país. Para hacerse una idea, en 2014 Chile importó a través de los terminales de Quintero y Mejillones un total de 0,13 TCF.

Tokman asegura que, si bien esto ratifica que estamos en presencia de un reservorio de gas de enormes características, el mayor desafío es asegurar que eso se puede extraer a costos razonables.

“Es una magnitud muy grande y por eso estamos trabajando también en analizar formas de salir de Magallanes con ese gas. Pero para hacer realidad todo esto se requiere optimizar la producción para convertir este recurso en reservas económicamente explotables”, explica Tokman.

En paralelo, la empresa sigue muy de cerca la evolución del mercado petrolero, que a la empresa le influye de dos maneras: es la materia prima para su mayor línea de negocio, la refinera, y por el lado de su línea de producción de petróleo.

¿Cómo están viendo el mercado petrolero?, ¿se ve un repunte en algún momento?

—Estamos en un período de mucha volatilidad e incertidumbre. No deja de sorprenderme la cantidad de consultoras especializadas que han ido cambiando de un mes para otro las proyecciones y siempre dando razones atendibles. Mucha de esta información está surgiendo día a día. Una gran duda, incluso si se logran incluir a Irán en un acuerdo y contener la oferta, es a qué precio comienza a aumentar la producción en EE.UU. Si el precio repunta en el corto plazo, hay una cantidad importante de pozos en EE.UU. a la espera de precios más altos para comenzar a producir. Incluso si sube más, hay un importante inventario de pozos por facturar. Pero sin duda, el consenso es que las expectativas de recuperación más rápida que se esperaban hoy se ven menos probables.

¿Eso es bueno o malo para ENAP?

—Primero que todo, es bueno para el país. Nosotros producimos sólo el 2% del petróleo que se consume y evidentemente una baja en el precio nos ayuda. Ahora, desde la perspectiva de ENAP, somos una empresa bastante integrada, entonces tenemos por un lado la actividad de producción de petróleo en Magallanes, Argentina, Ecuador y Egipto y en eso no hay forma de arrancar y la baja del precio nos pega negativamente. En el negocio de la refinación hay varios impactos. Hay uno que nos provocó una pérdida de casi US\$1.000 millones en 2008, pero que a tra-

vés de las políticas de cobertura se ha logrado aislar por completo. Pero hay otros impactos positivos, como los costos de la energía. Y en el GNL, si bien podemos comprar más barato, el precio de venta está determinado por otros combustibles y, además, por la mejora de la hidrología. Parte de nuestras ventas de GNL iban al sector eléctrico, y con las mayores lluvias ha sido más complicado colocar ese gas. Mirando como un todo, el efecto es negativo para ENAP porque le pega en su línea de exploración y producción, pero a diferencia de las petroleras tradicionales, el impacto es mucho más leve debido a que somos una empresa integrada.

¿Cuál es el efecto financiero de la baja del petróleo para ENAP?

—Vamos a anunciar el cierre definitivo de 2015 y como un todo a la empresa le fue muy bien. Y eso es porque efectivamente tenemos resultados muy positivos en la refinación que más que compensaron los resultados del *upstream*. Eso no significa que no tengamos que estar muy atentos y como no podemos darnos el lujo de tener pérdidas, tenemos que estar atentos a las condiciones de mercado y tomar decisiones que nos permitan minimizar esas pérdidas. En esa línea, lo que anunciamos hace algunos días va en esa dirección. En parte de nuestros pozos petroleros, 49 pozos, nos resultaba más conveniente detener la producción mientras los precios están bajos, generando un importante ahorro de costos. Y tal como hicimos eso, vamos a estar permanentemente revisando nuestra ac-

MERCADO PETROLERO

“La duda es a qué nivel de precio, en EE.UU. pasa a ser rentable producir algunos pozos que tienen detenidos”

CIERRE DE POZOS

“Vamos a estar permanentemente revisando nuestra actividad petrolera en Chile y el extranjero”

EXCEDENTES DE GAS

“El USGS ratificó nuestra hipótesis. Tenemos recursos suficientes para pensar más allá de Magallanes”

EXPECTATIVAS

“Nuestro plan ahora es optimizar la operación, ser lo más baratos posibles para extraer ese gas natural”

tividad petrolera en Chile y el extranjero para ver si hay una mejor forma de optimizar y capear de la mejor forma posible este ciclo adverso.

¿Están analizando tomar medidas similares en los demás países en que operan?

—Estamos permanentemente analizando opciones. Pero una vez que uno ya perforó un pozo, ya fluye naturalmente y el *lifting cost* o costo asociado solamente a la producción, está muy por debajo de los precios actuales. El problema es que se hace más difícil tomar la decisión de hacer nuevas perforaciones porque ahí sí hay un costo fijo que tienes que rentabilizar.

¿Van a volver a operar en algún momento?

—Nosotros hemos hecho un inventario de los 49 pozos, identificando cuál es el precio que se requiere para que cada uno de estos pozos vuelva a ser rentable e irlos poniendo en operación nuevamente. Esto además significa que estamos reubicando a la gente a otras actividades y para estar listos para volver a destinarlos a la operación de estos pozos cuando los vayamos poniendo en operación. Hay que aclarar que la producción de esos pozos es marginal incluso para Magallanes y muy marginal para Chile como un todo. **¿Hay un cambio de foco en Magallanes desde el petróleo hacia el gas?**

—El foco ha sido el tight gas. El año pasado tuvimos inversiones récord, sobre US\$300 millones, y este año vamos a estar sobre los US\$250 millones. Si bien, los re-

ENTREVISTA CON GERENTE GENERAL DE ENAP

Marcelo Tokman: “Las reservas de Magallanes podrían abastecer el actual consumo de GNL de Chile por 60 años”

—Aclara que, antes que eso ocurra, es necesario asegurar que la extracción sea a costos competitivos.

—Gerente general de la estatal analiza el presente del mercado petrolero y explica la detención de 49 pozos.

cientes ajustes muestran lo que corresponde hacer, que es que ante una baja del precio, hay que reducir algunas actividades. Pero no hay que perder la perspectiva, esto es en un contexto en que estamos y seguimos invirtiendo mucho más que lo que se había invertido en Magallanes, con el foco puesto en el gas.

¿Hay cambios en ese plan luego de conocerse el informe del USGS, que ratifica las cuantiosas reservas en Magallanes?

—Tanto la información como nuestro trabajo ha ido en la línea de confirmar nuestro plan estratégico para Magallanes, que consta de varias etapas y las hemos ido cumpliendo satisfactoriamente. Hay un trabajo que empieza varios años atrás con análisis geológicos y fue entonces cuando prendió la posibilidad, de que quizás haya recursos no convencionales explotables, tal como en EE.UU. Tras eso, hicimos las perforaciones y en 2014 hicimos una campaña muy agresiva, que nos permitió confirmar que ese gas existía y que lo podíamos producir. El trabajo posterior del Servicio geológico de EE.UU, el USGS, ratificó la hipótesis que teníamos y justificó nuestro plan de inversiones. Está claro que tenemos recursos suficientes no sólo para satisfacer los requerimientos de Magallanes, pero también incluso para pensar en otras alternativas. Pasamos del pesimismo, cuando creíamos que no tendríamos gas ni siquiera para abastecer a la región, a un escenario totalmente distinto. Pero ojo, no es un escenario que esté totalmente asegurado

porque una cosa es que exista el recurso y otra, que tengamos la capacidad de explotarlo competitivamente.

Allí surgen varias líneas de acción. La primera era asegurar el consumo de Magallanes. Un segundo punto, pensar dónde colocar los excedentes, en la medida que tengamos precios mutuamente convenientes, y luego a largo plazo, si es verdad que está todo el gas que se nos está señalando, que es equivalente al doble que todo lo que se ha extraído en Magallanes en nuestros 70 años de historia en esa zona.

Esa es la duda que surge del informe. Hay mucho gas, pero ¿se puede sacar o no?

—Ese es justamente el desafío. Estamos en un súper buen escenario. Aparentemente, tenemos gas suficiente. Era necesario demostrar que éramos capaces de extraerlo y lo conseguimos. Pero el gran desafío ahora es que no basta con que exista el gas sino que tenemos que ser capaces de explotarlo competitivamente. Nuestro trabajo ahora es optimizar la operación. Eso tiene varias líneas: la primera fue lo que hicimos el año pasado en el bloque Arenal, que es poner los equipos sobre unos rieles y perforar hasta nueve pozos simultáneos en una misma locación. Así, entre 2014 y 2015 no sólo aseguramos la producción necesaria para Magallanes, sino que logramos venderle a Methanex, redujimos los costos en más de 30%. Hay un esfuerzo muy grande aún en términos de lograr ser capaces de producir costos que permitan viabilizar disponibilidad competi-

va de otros clientes industriales en la zona y además para viabilizar a futuro algún proyecto que nos permita exportar desde Magallanes al resto del país o alguna posibilidad con Argentina incluso. El cierre de 49 pozos es justamente parte de este esfuerzo. Salimos de un escenario pesimista en que se pensaba cerrar.

Estos 8,3 TCF, ¿pueden compararse con el consumo nacional?

—La mirada de largo plazo que tenemos es que esto debiera dar para asegurar el consumo de Magallanes, venderle gas a Methanex e incluso satisfacer parte del consumo de gas que tiene el país al norte de Magallanes. Si calculamos, las reservas de gas descubiertas en Magallanes permitirían abastecer el actual consumo de gas natural licuado de Chile por los próximos 60 años. Pero repito, siempre y cuando seamos eficientes y logremos extraerlo a precios competitivos.

¿Hay una baja en el mercado de proveedores a causa de la situación de mercado del petróleo?

—Este año vamos a perforar 35 pozos en la isla de Tierra del Fuego, pero al mismo tiempo vamos a perforar cinco pozos en el continente, porque nuestros análisis nos indican que la franja en que hay tight gas atraviesa el estrecho y llega al continente. Entonces esperamos proveer como ENAP el 100% del gas de Magallanes, pero además queremos confirmar que esta formación llega al continente. Y para eso licitamos un equipo de perforación externo. Y las ofertas recibidas son casi 30% más bajas. ●

Resultados 2015: “Vamos a cumplir un tercer año con un Ebitda superior a los US\$600 millones”

Todo este esfuerzo requiere una ENAP más robusta. El Gobierno respondió a ese desafío con el proyecto de ley de Gobierno Corporativo. ¿Cómo debería ser ENAP para enfrentar todo esto?

—Cuando nos tocó asumir la administración de la empresa diseñamos un plan estratégico que tiene que ver justamente con eso, asegurar que ENAP sea una empresa relevante en el desarrollo energético en el país y que pueda jugar un rol histórico que ha jugado en términos de contribuir con el desarrollo energético junto con parte de la política energética del país. Eso yo creo que lo hemos venido materializando, en primer lugar se requería un fortalecimiento financiero, terminar con lo que era la montaña rusa que ENAP tenía un año bueno después uno malo, etc. Vamos a anunciar dentro de poco los resultados del año 2015 y puedo anticipar que se va a cumplir un tercer año con un Ebitda sobre US\$600 millones. Se requiere obviamente invertir para asumir ese rol. En 2014 invertimos US\$400 millones, en 2015 US\$600 millones y este año, cerca de US\$800 millones. Esto es fundamental para algo que no se estaba cumpliendo: contrarrestar la depreciación natural de nuestros equipos, reemplazar con nuevas reservas la producción y eso lo estamos logrando con estos niveles de inversión.

RESULTADOS 2015

“Puedo anticipar que vamos a cumplir un tercer año con un Ebitda sobre los US\$600 millones”

GNL QUINTERO

“Es fundamental. Muestra la forma en que queremos trabajar, buscando las mejores alianzas posibles”

ENVÍOS DE GAS A ARGENTINA

“Como ENAP veníamos conversando este tema hace mucho tiempo con YPF y con Argentina”

LICITACIÓN ELÉCTRICA

“Con nosotros, los grandes van a sentir que deberán presentar precios más bajos si quieren ganar”

También decidieron ingresar a generación eléctrica.

—Nosotros cumplimos con la materialización de un pedido por parte del Gobierno de traer más competencia y ahí nuestro objetivo es claro, generar más competencia, y lo hicimos trayendo a Mitsui, poniendo a disposición estos proyectos para que puedan participar en la licitación. El solo hecho de que puedan participar y que pueda materializar proyectos ya es una señal para el resto de la industria. El objetivo de desarrollar estas centrales de ciclo combinado es ése, más competencia. Los oferentes que pensaban que podían seguir tirando precios altos y adjudicarse las licitaciones igual, ahora deberían sentir que hay un nuevo actor y sentir que tienen que ofrecer precios más bajos. Y así incluso ya habríamos logrado nuestro objetivo. Además podemos ganar la licitación. En ese caso, podríamos viabilizar uno o incluso los dos proyectos. Pero estamos logrando el objetivo de introducir más competencia. El éxito es introducir más competencia y que sea a precios más competitivos.

¿Cómo ven las perspectivas para el terminal de Quintero, considerando el acuerdo con Argentina y el interés de otros países como Uruguay o Paraguay?

—GNL Quintero es parte fundamental de nuestro plan estratégico. El terminal ha sido muy valioso y muestra la forma en que nosotros queremos trabajar, dando un impulso desde la política pública, pero buscando las mejores alianzas posibles.

¿Qué rol cumple ENAP en la exportación de gas a Argentina?

—Algo que es evidente, que es el desarrollo de mercados energéticos más integrados, en eso el gas ha jugado y va a jugar un rol y en ese sentido nos parece muy positivo que hayamos logrado materializar esta iniciativa de exportar gas a Argentina. Nosotros como ENAP veníamos conversando ese tema hace mucho tiempo, dentro de todos los temas que tenemos con YPF y Argentina y nos parece muy bien que se haya logrado materializar. Aquí hay coyunturas que potencian la idea: tenemos la infraestructura con los gasoductos, mejoró la hidrología y nos genera menos demanda del parque de generación y, además, en Argentina la demanda se dispara en invierno. Ellos importan directamente con sus dos terminales, desde Bolivia y además usan combustibles más caros. Ahí se produce esta ventana. ENAP de alguna forma está actuando no sólo vendiendo su propio gas sino que como articulador del negocio. ●