

# “En 8 años podría explotarse petróleo frente a Mar del Plata”

27/06/2024



La dinámica se repite, incansable: Argentina siempre necesita dólares para financiar su gasto y encuentra en los recursos naturales con los que ha sido bendecida el camino para una recuperación que está en camino pero nunca termina de llegar.

Pasamos de salvarnos con una cosecha a poner todas las fichas en el desarrollo de los yacimientos no convencionales de petróleo y gas ubicados en la Patagonia. De la espiga de trigo al poroto de soja, de las vacas vivas a la Vaca Muerta. Sin embargo, nada alcanza.

Por eso ahora hay algo de relamerse ante la posibilidad de que las cuencas offshore (mar adentro) ubicadas sobre el océano Atlántico, a la altura de la provincia de Buenos Aires, nos regalen otra oportunidad. Una más, que no habría que desperdiciar.

Para que la ilusión abandone el terreno de lo intangible y se convierta en realidad hace falta dinero, tiempo y un marco jurídico que no espante a los inversores. La Argentina ofrece poco y nada de todo eso.

Pero, sin embargo, existe en la denominada Cuenca Argentina Norte un puñado de proyectos que podrían devenir en desarrollos productivos. "Puede ser otra Vaca Muerta", asegura el ingeniero **Diego Lamacchia, especialista en sistemas de producción offshore**. "Pero no lo veremos mañana", advierte.

## **EL ESCENARIO**

**-¿Cuál es la situación actual de los trabajos en la Cuenca Argentina Norte, ubicada frente a la costa bonaerense?**

-Hay diferentes bloques que se concesionaron en el 2019, en lo que fue la Ronda 1. Ahora están en la etapa de la Sísmica. Algunos ya la han completado bastante. Shell va a iniciar el 103 y 109 y luego viene la Audiencia Pública. Equinor -empresa noruega- fue el que llevó más adelante estos trabajos en sus bloques. Hay otro que es de YPF que se denomina CAN 100, que es bastante grande. Para desarrollarlo hizo una sociedad con Equinor, que será la operadora, y con Shell. En ese la sísmica se fue desarrollando desde 2017, y ellos ya definieron el pozo, que es el que se está perforando ahora mismo a 350 km de las costas de Mar del Plata (Argerich X-1).

**-La Sísmica es el primer paso. ¿Cuánto tiempo puede pasar entre las investigaciones sísmicas y el establecimiento de una plataforma en plena explotación?**

-Generalmente pueden pasar entre 8 y 10 años. Los procesos desde que se comienza con las rondas y se adjudican los bloques, hasta que haya primera producción, generalmente lleva ese tiempo. Ahora, al estilo nuestro, lo que va a suceder es que llevará entre 12 y 14 años.

**-¿En qué punto de este largo proceso estamos parados?**

-Están terminando la sísmica en un par de bloques. El que más adelantado está es el CAN 100, con YPF, que en este momento está perforando un pozo exploratorio. Este trabajo empezó a mediados de abril de este año y debe estar ya terminando la etapa de perforación. Lo que se hace ahí es ir hasta 3.000 o 4.000 metros de profundidad, es un pozo que se hace en línea recta, no es direccionado. Lo que va a sacar después es la calidad de la roca donde está el reservorio, establecer la cantidad de metros que potencialmente tiene la roca, con lo cual se puede estimar del volumen que puede llegar a tener el reservorio porque no se tienen las dimensiones geométricas. En función de eso se puede recuperar el 15, 20 o 30% de ese volumen estimado, con lo cual se puede proyectar una producción diaria de ese desarrollo.

**-¿La perforación de exploración se realiza desde un buque o ya se arma una plataforma?**

-La perforación se hace desde un buque. Hay que aclarar el concepto de plataforma. Se denomina plataforma de trabajo, es algo que está flotando en el agua. Puede estar fijo a través de anclas o fijo a través de una estructura. Pueden ser plataformas de exploración o de explotación. Después de cierta profundidad se utilizan otras plataformas. Es un área de trabajo que hay arriba del agua, ese es el concepto. En este caso lo que se utilizó es un barco de perforación. Tiene 130 metros de eslora por 35 metros de ancho, con un agujero en el medio donde está la estructura de perforación.

**-Por las características del mar en esa zona, menos virulenta que en el mar austral o el Mar del Norte, ¿los costos de operación son menores?**

-Puede ser. El Mar del Norte y el sur son áreas complicadas, pero una vez que ya está instalada los costos son un poco más, pero tampoco algo que van a diferenciar el hacer o no hacer el proyecto. El revenue de estos proyectos es grande y se pagan en un año. El capex, lo que se paga por el proyecto, ronda

entre los u\$s 3.000 y u\$s 4.000 millones. Hay que hacer la cuenta: a 80 dólares, 100.000 barriles diarios, son seis meses.

## **POTENCIAL**

**-Se habla mucho del potencial de la cuenca offshore en la cuenca norte. ¿Cuáles son los números?**

-Primero hay que encontrar hidrocarburos, y eso lo tiene que confirmar el pozo que se está haciendo ahora. Hay indicios muy favorables de que así será. Hay indicios directos que se hacen sobre la base de la geofísica, entonces los geólogos y geofísicos estudian eso y determinan adonde hay que hacer el primer pozo exploratorio. Y luego, de acuerdo a los resultados, determinan dónde hacen pozos delimitadores, para delimitar el volumen del reservorio. Porque no se trata sólo de una distancia vertical, también hay un volumen. Así se estima el volumen de producción a lo largo de 20, 30 o 40 años.

**-¿Que haya petróleo 300 kilómetros mar adentro implica la posibilidad de que existan yacimientos también en tierra firme?**

-No significa que sea así. Geológicamente han distinguido cuencas diferentes. Está la cuenca del Salado, que entra a la parte de aguas rasas del Atlántico, y está la Cuenca Argentina y el Río Colorado divide lo que es la parte norte y sur. La cuenca tiene que ver con los períodos geológicos, con los depósitos de sedimentos que se depositan en forma vertical, y al mismo tiempo está el movimiento de las placas tectónicas. Con lo cual hay un movimiento horizontal y otro vertical, y se van produciendo las fallas que van acumulando los sedimentos marinos. Con el tiempo y la presión se van como cocinando y se transforman en un hidrocarburo. Es una mezcla de petróleo, gas y agua. Eso es a lo largo de cientos de millones de años.

**-Pensando en 20 años hacia adelante. ¿Cuánto cambiaría la**

## **ecuación económica de la Argentina si se explotaran estos recursos? ¿Es una nueva Vaca Muerta?**

-Sí, es una nueva Vaca Muerta. Yo siempre en mis charlas invito a hacer la cuenta del almacenero. Para la producción de Vaca Muerta se necesitan 8.000 pozos, pero en este caso se necesitan 8 pozos porque la explotación es convencional. En esta producción se explota un recurso que demoró millones de años en formarse, mientras que en el no convencional no se espera nada. Lo que hacen es ir a la roca, la fracturan con agua y la exprimen lo más que puedan para sacarle todo lo que contiene. Imaginemos que se trata de un sistema offshore de producción flotante y que produzca 100.000 barriles por día. Si tenemos esa cantidad, multiplicada por 365, por 30 años, por 80 dólares. ¿Cuánto da? Un montón de plata. ¿Cuánto habría de costos? Lo que se gasta inicialmente para hacer el proyecto, que es el capex, de u\$s 4.000 millones. Y van a tener 2 millones por día en gastos operativos. Cuando se hacen esas cuentas, eso se recupera en 8 meses o un año. La cifra de 2 millones de dólares por día es una risa, no hay ningún problema. Evidentemente todo eso es muy pequeño comparado con todo lo que entra. Es muchísimo dinero.

## **-¿Los costos de operar con explotaciones convencionales son más bajos que el fracking de Vaca Muerta?**

-El costo de operar en convencional en teoría sí. Puede que sí o puede que no. Lo que hay en el fracking, conceptualmente, es que son dos modelos económicos diferentes. En Vaca Muerta lo que se hace es, en vez de fabricar autos, fabrican plataformas de perforación. ¿Por qué? Porque se hace un pozo y a los dos meses la producción cae terriblemente. Entonces hay que hacer otro pozo inmediatamente. Esto es necesario para mantener el nivel alto de producción, que no se caiga. En Vaca Muerta hay una operación donde hay inversiones más pequeñas con un retorno de la inversión más rápido. El cash flow es más pequeño. Los pequeños productores se pueden animar y hay resultados rápidos. En el convencional se hace un agujero y

sale muchísimo petróleo. Entonces lo que sucede es que se esperaron 10 años para producir y el retorno lo van a tener a largo plazo. El cash flow va a ser muchísimo más alto y hay que tener mucha espalda. Por eso un pequeño productor no se pone a hacer una plataforma, lo hacen compañías grandes como Shell, Equinor y demás. Es más, YPF no tiene la capacidad de hacerlo porque no tiene el know how, por eso se asocia con otras empresas. Los próximos ya los harán ellos solos.

## **MARCO JURIDICO**

**-¿Esperaban la sanción de la Ley Bases para tener un marco jurídico más auspicioso?**

-Creo que el marco jurídico es un condicionante para cualquier compañía, hubiese o no Ley Bases. Lo es para cualquier compañía que quisiera venir a hacer una inversión de tamaño magnitud. Lo único que busca una compañía seria son negocios serios. Y un negocio serio tiene que tener atrás una situación jurídica seria, estable, que permita ser consistente. Esa es mi opinión personal. Hay que darle seguridad jurídica, con reglas de acción claras para definir las expectativas a largo plazo. Si no se pueden definir expectativas es muy difícil. Siempre doy el mismo ejemplo: en Estados Unidos uno maneja siempre mirando para adelante porque las reglas son claras. En cambio, en la Argentina hay que mirar para todos lados porque no se sabe de dónde puede venir el palo. En mis charlas siempre hago la misma pregunta: si tienen 1 millón de dólares, ¿lo invertirían en la Argentina o en los Estados Unidos? Conceptualmente está la Ley Bases, que define una plataforma jurídica que a largo plazo sea consistente. Entonces se puede planificar a largo plazo. Estos proyectos lo necesitan por su volumen de inversión.

**-¿Cuánta gente trabaja en una plataforma que ya está explotando el recurso?**

-Generalmente en un sistema de producción flotante trabajan

entre 100 y 150 personas.

**-Técnicamente, ¿es la misma especialización? ¿Un obrero que trabaja en yacimientos en tierra puede hacerlo en la modalidad offshore?**

-La capacidad técnica es similar, los que trabajan en tierra lo pueden hacer. Lo que ocurre es que la forma de pensar es diferente. No se pueden olvidar de una tuerca en el medio del mar. Si se olvidan algo en el medio del mar, pierden mil veces más que si les ocurre en tierra firme. La forma de trabajar es similar o igual a la que utiliza la NASA para poner un cohete rumbo a la luna. ¿Por qué? Porque no se pueden dar el lujo de que falte una tuerca en el medio del espacio. Todo tiene que estar pensado.

**-La pregunta surge porque cuando se habla de estas grandes inversiones, se habla del potencial de generar empleo. ¿Piensa que si esto funciona podría haber un impacto laboral en la zona?**

-Sí, claro que lo tiene, pero hay diferentes etapas. La primera es el capex, cuando uno gasta todo ese dinero para construir todo ese desarrollo. Y después el mantenimiento y la logística de todo eso, es decir los gastos operativos. Después de la primera producción hay un impacto en todas las actividades asociadas. Si hay 100 personas por cada desarrollo, habrá unas 1.000 personas asociadas de la operadora. Y el impacto sobre las otras industrias es entre 4 y 6 veces. Creo que también podría ser de 5 a 10 veces. Habría entre 5.000 y 8.000 personas con puestos de trabajo por cada uno de estos desarrollos que tienen producción. En la Cuenca Norte se pueden poner 24 sistemas de desarrollo. Si multiplicamos, da más o menos 125.000 personas trabajando. En general se escuchan proyecciones de 200.000 personas, pero es erróneo. Porque no lo desplazan en el tiempo. Primero hay que tener 24 desarrollos, estamos hablando de tener una producción de 2,4 millones de barriles diarios. La producción de Brasil

hoy es de 3 millones. Eventualmente tener 2,4 millones de barriles diarios en el atlántico norte argentino, en la otra Vaca Muerta de la que todo el mundo habla, nos obliga a hablar de tiempo. ¿En cuánto tiempo? En 40 años. No es que lo vamos a tener mañana.

**-Hay que ponerle paños fríos al optimismo.**

-Asumamos números realistas: primero hay que encontrar petróleo. Segundo, que tendremos plena producción en el 2032 para este primer desarrollo. Supongamos que logramos tener 10 desarrollos más, es decir 1 millón de barriles diarios en los próximos 15 años. Eso sería más realista. Y podríamos hablar de empleo para 100.000 personas como un número grande. El otro punto fundamental es qué hacemos con toda esa plata.

**-¿Y qué hacemos?**

-Todo ese revenue que llega desde un solo desarrollo genera esa pregunta. Que vienen a robarse nuestros recursos, que se la llevan toda, eso suelen decir. Yo explico en mis charlas el concepto de *Government take*, es decir lo que se lleva el gobierno. Es aproximadamente entre el 50 y el 60% de las ganancias. Descontados los costos, quedan casi por año entre u\$s 10.000 y u\$s 20.000 millones por desarrollo. Es un montón de dinero para el Gobierno. Como está fuera de las 12 millas, pertenece al Estado nacional. La provincia de Buenos Aires viene alentando la idea de ser petrolera porque está en el downstream del proceso, porque tiene las refinerías. Pero no es una provincia petrolera. Las provincias petroleras producen el recurso y estos pozos están más allá de las 12 millas. Puede quedarle alguna regalía, eso sí. ¿Qué hacemos con todo ese dinero? ¿Armamos otra caja más para permitirnos seguir gastando más de lo que entra? Otros países cuando armaron estos proyectos hicieron fondos anticíclicos, como Noruega. ¿O será como Vaca Muerta, tener ese ingreso para saldar los números que tenemos en rojo?

**-¿Cómo se trabaja en estos proyectos teniendo en cuenta que los movimientos ambientalistas pueden trabar el desarrollo acudiendo a la Justicia?**

-Los palos en la rueda ya los pusieron cuando hicieron la primera audiencia pública en el bloque 108, con 150 posiciones a favor y 600 en contra. La situación después se revirtió y hoy por hoy todos los procesos de amparo ya han sido todos salvados. Estos grandes proyectos se basan en la toma de decisiones basadas en los riesgos. Si tengo una consecuencia catastrófica como la explosión de un pozo durante la perforación o el derrame de crudo por años en el mar, si estudio la probabilidad de ocurrencia es muy baja. Los riesgos son bajos y por eso se llevan adelante este tipo de proyectos.

Fuente: La Prensa