UNA PRODUCCIÓN DE ECONOJOURNAL / Nº9 / AÑO 3 / DIC. 2019

# TRAMA

VISIÓN DE PROTAGONISTAS

YPF BUSCA REFUNDAR SUS YACIMIENTOS CONVENCIONALES

PROYECTO COMERCIAL DE ALMACENAMIENTO DE GAS EN SANTA CRUZ

# LA RECONSTRUCCIÓN

AXION INVIRTIÓ U$S 1.500 MILLONES EN LA AMPLIACIÓN DE SU REFINERÍA DE CAMPANA. PRÁCTICAMENTE, CONSTRUYÓ UNA NUEVA SOBRE LA ANTERIOR. RECORRIDA POR UNO DE LOS PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA MÁS IMPONENTES DE LA ÚLTIMA DÉCADA.

ENTREVISTAS EXCLUSIVAS

Alberto Laverán

Gustavo Albrecht
**Roch**

Pablo Chebli
**CGC**

Fernando Aliaga
**Impronta**

ESPECIAL

BALANCE ENERGÉTICO

# MINDS OF ENGINEERS.
# PIONEERS AT HEART.

Wintershall y DEA se convierten en Wintershall Dea.
Exploramos y producimos gas y petróleo – en todo el mundo.
Responsable y eficientemente. Ahora avanzamos juntos.
Somos pioneros de corazón, con 245 años de experiencia
en ingeniería de excelencia.

**wintershalldea.com**

# VISTA
OIL & GAS

# Campamentos y Construcciones para Emprendimientos Mineros, Petroleros o de Infraestructura

Ejecución del Proyecto, Ingeniería y Realización.

Campamento de Construcción, Yacimiento Fortín de Piedra, Vaca Muerta.

Base en Añelo de Schlumberger Argentina S.A.

Edificio Sala de Control, Planta de Tratamiento de Crudo YPF, en área Vaca Muerta.

Campamento de Construcción, Yacimiento Fortín de Piedra, Vaca Muerta.

Construcciones Modulares de Carácter Definitivo o Temporario.

Campamento para 500 personas en Magallanes, Enap-Si Petrol-YPF

## Soluciones Integrales

Modular Homes ofrece soluciones integrales, ya que puede incluir en sus ofertas el proyecto, provisión y montaje de los edificios modulares, la ejecución de las redes y la provisión de todo el equipamiento.

Descubra más en **modularhomes.com.ar**
Tel: **(5411) 4260-2117**

modularhomes

AES Argentina
somos energía

Mejoramos vidas, acelerando un futuro energético
más seguro y sustentable.

CGC

Energía es crecimiento
Enfrentamos el futuro con la solidez de nuestra trayectoria.
Utilizamos tecnología de avanzada y constante innovación en la generación de la energía que el país necesita.
ExxonMobil, líder en el desarrollo seguro y eficiente en reservorios de gas y petróleo no convencionales.
ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.
ExxonMobil
La energía vive aquí

intertek
Total Quality. Assured.
DIVISIÓN INDUSTRIA
Inspecciones técnicas
Expediting
Evaluación de proveedores
Outsourcing técnico
Inspección de equipos de perforación
Preservación de equipos y materiales
+40000 COLABORADORES
+100 PAÍSES
+1000 LABORATORIOS Y OFICINAS
INTERTEK ARGENTINA | Cerrito 1136, Piso 2 - CABA
+54 11 5217 9487 / 9482
comercial.industria.arg@intertek.com
www.intertek-ar.com

GRUPO ALBANESI
ENERGIA A SU ALCANCE
www.albanesi.com.ar

HOY SOMOS MÁS
Nuestra energía está llegando a más de dos millones de usuarios, desde Buenos Aires hasta Tierra del Fuego. Millones de usuarios que usan esa energía y la transforman en algo mejor.
camuzzigas.com.ar
camuzzi
MÁS QUE ENERGÍA

SOMOS UNA NUEVA GENERACIÓN
Nos gustan los desafíos, la innovación y superarnos constantemente.
Somos petróleo y gas.
Somos energía eléctrica.
Somos soluciones integrales.
Somos PECOM.
PECOM

El éxito en GeoPark se define de muchas maneras.
Crecer continuamente durante 17 años
Estar presentes en 6 países
Certificar reservas por más de 180 millones de barriles
Operar más de 75.000 barriles equivalentes por día
Ser la empresa de E&P con mejor performance en NYSE*
Atraer a la mejor gente de la industria
Regresar a casa seguros cada día
Ser el mejor aliado de nuestros vecinos
| COLOMBIA | ARGENTINA | BRASIL | CHILE | PERÚ | ECUADOR
www.geo-park.com
GEOPARK
CREAR VALOR Y RETRIBUIR
*2017 y 2018 entre compañías de capitalización bursátil mayor a USD150MM (NYSE: GPRK)

**PONER LO MEJOR**
ES EXPANDIR NUESTRA REFINERÍA
PARA SEGUIR CRECIENDO.

En Campana estamos llevando adelante
el mayor proyecto de refinación en Argentina
de los últimos 30 años para producir más
y mejores combustibles.

AXION energy

Robinson Group | Oil & Gas

- MOVIMIENTO DE MAQUINARIA ESPECÍFICA
- CARGAS PESADAS Y/O SOBREDIMENSIONADAS
- TRANSPORTE Y ALMACENAJE DE LÍQUIDOS O RESIDUOS
- LOGÍSTICA DE URGENCIA
- PLANIFICACIÓN DE PROYECTOS
- ALQUILER DE EQUIPOS PARA OPERACIONES OFFSHORE

BRINDAMOS SOLUCIONES ESPECÍFICAS PARA EL **MOVIMIENTO Y GESTIÓN DE CARGAS DE ALTA COMPLEJIDAD** ACORDE A LOS REQUISITOS QUE LA INDUSTRIA DE **OIL & GAS** DEMANDA

80 Robinson Group

ROBINSON
AGENCIA MARITIMA
OPERADOR DE BUQUES
Y SERVICIOS PORTUARIOS

LOGIX
SOLUCIONES LOGÍSTICAS PARA
PRODUCTOS Y CONTENIDOS
ESPECÍFICOS

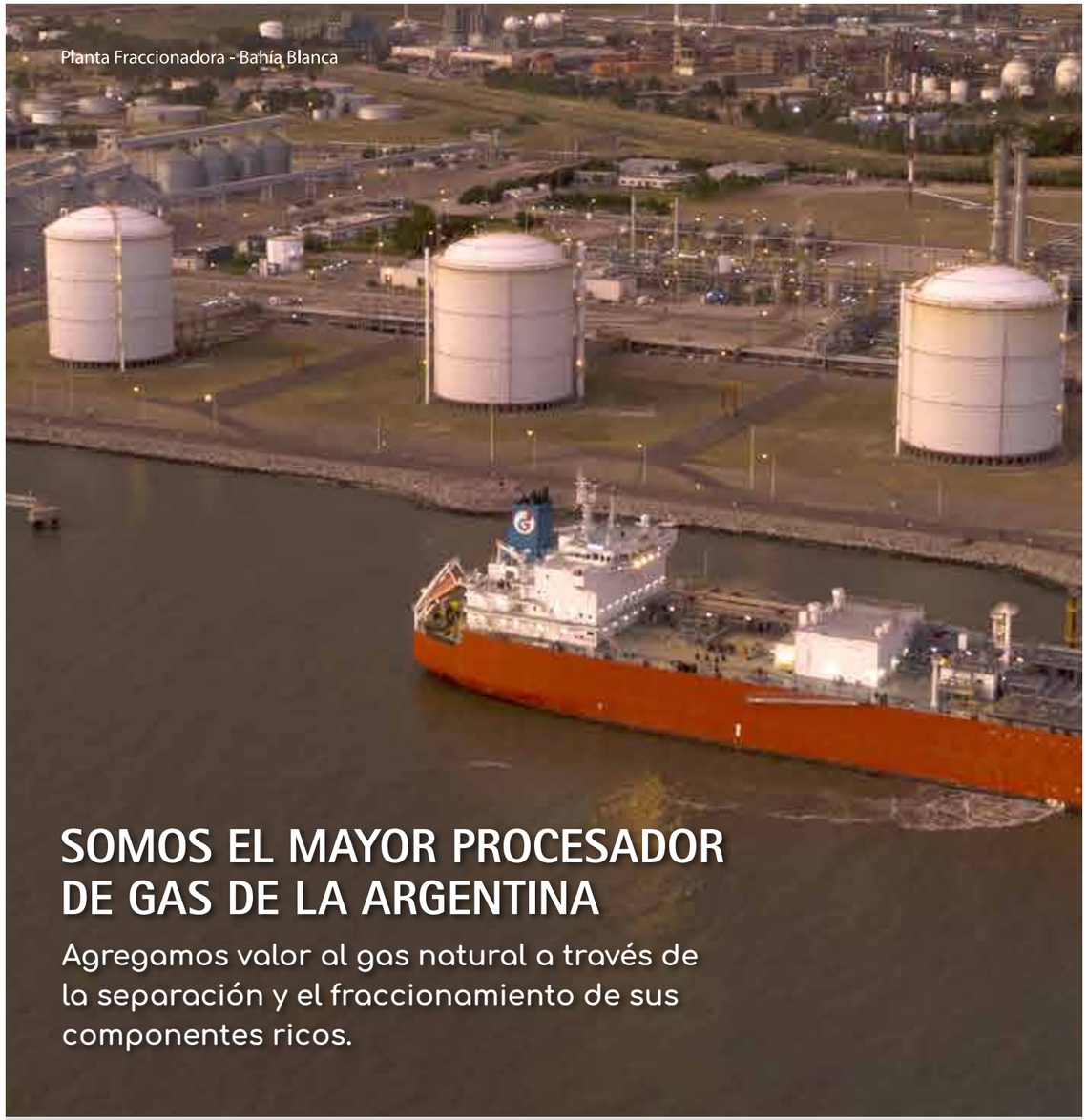
MERCOMAR
AGENTE DE CARGA INTERNACIONAL
Y OPERADOR DE ISOTANQUES

ROBINSON
FLETAMENTOS
FLETAMENTO DE BUQUES PARA
CARGA BREAKBULK Y DE PROYECTO

**CASA MATRIZ**
Arias 1639 18° (C1429DWA)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

info@robinsongroup.com.ar
**PH: (+54 11) 5222 0700**
FX: (+54 11) 5222 0799

WWW.ROBINSONGROUP.COM.AR




SOMOS EL MAYOR PROCESADOR DE GAS DE LA ARGENTINA

Agregamos valor al gas natural a través de la separación y el fraccionamiento de sus componentes ricos.

Nuestros productos abastecen distintos mercados del mundo cumpliendo con los **estándares más exigentes de calidad internacional.**

COMPAÑÍA MEGA S.A. www.ciamega.com.ar

MEGA COMPAÑÍA MEGA S.A.

ESTAMOS DONDE SE CONSTRUYE EL FUTURO.

Nos preparamos para brindar soporte a la industria energética argentina y enfrentar los desafíos que presentan las formaciones no convencionales gracias a nuestra infraestructura y experiencia, únicas en el país. Nuestras soluciones tubulares están respaldadas por innovación constante tanto en el producto como en el servicio, buscando cada día ofrecer soluciones superadoras.

Tenaris

PROYECTO DE ALMACENAMIENTO DE GAS EN SANTA CRUZ

# UNA APUESTA DISRUPTIVA PARA RESOLVER LA ESTACIONALIDAD DEL MERCADO DE GAS

CGC UN PROYECTO COMERCIAL DE ALMACENAMIENTO DE GAS EN EL ÁREA SUR RÍO CHICO, EN LA CUENCA AUSTRAL. EL 20 DE DICIEMBRE COMENZARÁ A INYECTARLO GAS EN UN YACIMIENTO DEPLETADO DE SANTA CRUZ PARA ACOPIARLO Y VENDERLO EN EL INVIERNO.

Por Juliana Monferrán y Nicolás Gandini

**EL MERCADO ARGENTINO DE GAS** tiene un talón de Aquiles: su amplia estacionalidad. La demanda está amesetada durante siete u ocho meses en los 120 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d) del fluido. Pero en el período invernal, entre mayo y agosto, el consumo trepa hasta 160 millones. Para las petroleras, ese *gap* se transforma en una complejidad estructural. Resulta difícil, por no decir inviable, correr el flujo de caja de proyectos de gas para cubrir con oferta local el pico de demanda. Si las productoras extrajeran 160 MMm³/d del recurso –lo necesario para cumplir con ese objetivo– terminarían sobrando más de 30 millones durante la mayor parte del año. Ese exceso de oferta provocaría una depredación en el mercado y presionaría a la baja los precios en boca de pozo. Tanto que terminaría con la rentabilidad de los desarrollos en el *upstream* de gas. La perforación de pozos sería antieconómica. Es un círculo vicioso de superar. A largo plazo, la salida será la exportación del recurso, en la medida en que como país logremos consolidar el ritmo de inversión necesario para ampliar la oferta.
En el mientras tanto, lo que queda es apelar al ingenio para jugar con esos límites. Es lo que hizo Compañía General de Combustibles (CGC), la petrolera de Corporación América, que en diciembre comienza a inyectar gas en un reservorio depletado de la Cuenca Austral para acopiarlo hasta que la demanda crezca. Es el primer proyecto comercial de almacenamiento subterráneo que se realiza en la Argentina. Para encontrar una iniciativa similar, de mucho menor envergadura, hay que trasladarse 20 años atrás hasta Comodoro Rivadavia.

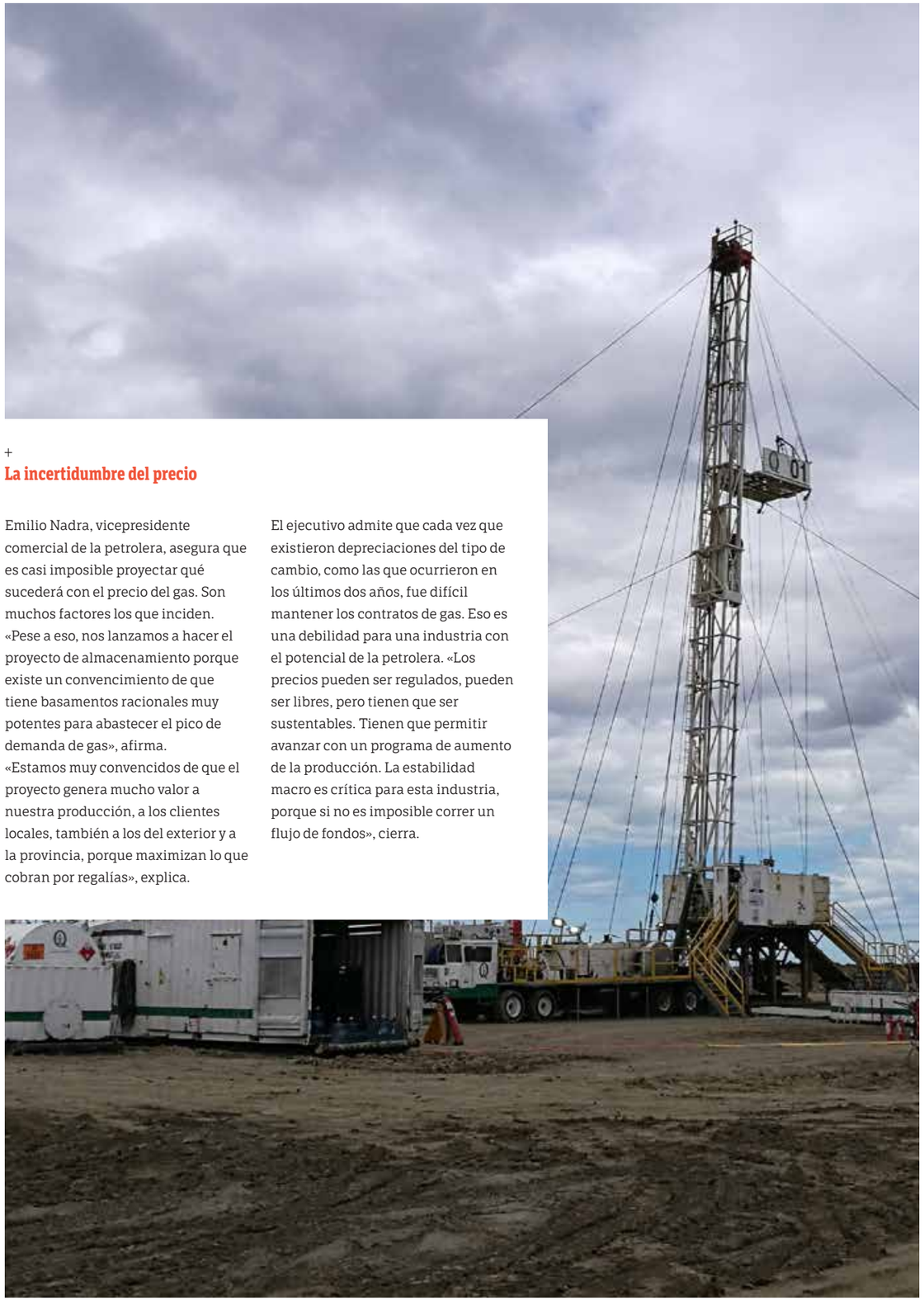
El pasado reciente de CGC es una vitalidad afiebrada. La petrolera presidida por Hugo Eurnekian se quedó con los yacimientos de Petrobras en el sur de Santa Cruz, que estaban prácticamente sin actividad en un entorno de operación negativo por la alta conflictividad sindical. Una vez en control, el *management* que nombró Corporación América ordenó el territorio y duplicó su producción de gas a partir de desarrollos de campos convencionales y también de *tight gas*. Pero no solo se enfocó en el *upstream*. Con un rejuvenecimiento de la organización, incorporó profesionales que se dedicaron a pensar soluciones innovadoras para otros segmentos de gas. Por caso, estudió la instalación de una planta flotante en el Río de la Plata para regasificar gas, precisamente para cubrir el pico de consumo invernal.
El proyecto de almacenamiento es otra apuesta disruptiva que genera beneficios de diverso tipo, según enumeran quienes estudiaron la iniciativa geológica, técnica y comercialmente durante más de un año, para saber si era viable y –sobre todo– sustentable. La iniciativa que a partir de este mes comenzará a estar activa demandará una inversión de u$s 50 millones en el *full development*, con un desembolso inicial de u$s 7 millones en la instancia piloto.
El pozo inyector está ubicado en el área de Sur Río Chico, cerca del nodo de transporte de Río Gallegos, en la Cuenca Austral. El 20 de diciembre se empezará a inyectar gas natural en un pozo perforado en noviembre al tope de la estructura y en uno inactivo para volver a formar un *colchón* de «gas de trabajo» en una estructura depletada del campo, que pese a estar inactiva cuenta con 30 años de historia de producción. En esa dirección, durante los primeros años se inyectará más gas del que se extraerá.

**VENTAJAS**

La principal ventaja para CGC es que podrá mantener estable el nivel de producción de gas durante todo el año, sin tener que bajar su oferta durante el verano. El gas almacenado en los meses estivales se venderá luego en el invierno o se utilizará como reserva para robustecer el esquema de exportación en firme hacia Chile.
Pablo Chebli, *Chief Operating* (COO) de la empresa; Emilio Nadra, VP Comercial, y Andrés Cremonini, ingeniero a cargo del proyecto de almacenamiento, recibieron a *TRAMA* en el edificio palermitano de Bonpland donde está el búnker de Corporación América para comentar las particularidades del proyecto.
«Es una inversión importante en un mercado con muchas dudas. Sin embrago el proyecto, avalado por el Instituto de Energía de Santa Cruz, tiene muchos pro, muchos aspectos positivos: la ubicación, la calidad del reservorio y de la estructura, el beneficio para la provincia, que sigue cobrando regalías durante el verano y para nosotros, que podemos vender más gas en invierno», recuenta Cheli, antes de agregar que la inversión podría repagarse a los 7 o 8 años.
En palabras de Nadra, el *driver* del proyecto es poder gestionar mejor la estacionalidad intrínseca del mercado de gas. «Uno puede ver que hay bastante coherencia entre el estudio de montar una terminal flotante de regasificación en el Río de la Plata (que finalmente no se llevó a cabo) y este emprendimiento. Así como también con la opción de generar energía eléctrica, que también se está evaluando», indica.

+
## Planes de expansión

Cuando GSG tomó la operación de la Cuenca Austral, era una cuenca subdesarrollada y subexplotada. En poco tiempo, la empresa triplicó la producción. «Enfrentamos problemas geológicos, comerciales y también de operación que hemos podido solucionar; hace años que no tenemos un paro de producción y comprobamos que se puede seguir desarrollando en la Cuenca», asegura Pablo Chebli, COO de CGC, que anticipa que a futuro la empresa podría diversificar su porfolio. «Hoy nuestra producción viene del gas y estaría bien diversificarnos al petróleo, por lo que podríamos posicionarnos en otra cuenca», admite.



+

## La incertidumbre del precio

Emilio Nadra, vicepresidente comercial de la petrolera, asegura que es casi imposible proyectar qué sucederá con el precio del gas. Son muchos factores los que inciden. «Pese a eso, nos lanzamos a hacer el proyecto de almacenamiento porque existe un convencimiento de que tiene basamentos racionales muy potentes para abastecer el pico de demanda de gas», afirma.
«Estamos muy convencidos de que el proyecto genera mucho valor a nuestra producción, a los clientes locales, también a los del exterior y a la provincia, porque maximizan lo que cobran por regalías», explica.

El ejecutivo admite que cada vez que existieron depreciaciones del tipo de cambio, como las que ocurrieron en los últimos dos años, fue difícil mantener los contratos de gas. Eso es una debilidad para una industria con el potencial de la petrolera. «Los precios pueden ser regulados, pueden ser libres, pero tienen que ser sustentables. Tienen que permitir avanzar con un programa de aumento de la producción. La estabilidad macro es crítica para esta industria, porque si no es imposible correr un flujo de fondos», cierra.

Todas las alternativas –complementa– apuntan a generar un set de soluciones para abastecer el pico de consumo, aplanar la oferta de gas, una condición sine qua non para desarrollar mercados y ser productores confiables, lo que permite mejorar la calidad de los contratos de venta del hidrocarburo. «La única forma de lograr un mercado de exportación es asegurar prioritariamente cómo se va a abastecer el mercado local. Hoy los contratos de exportación son interrumpibles, cuando lo que necesita la industria para crecer son contratos firmes. Tenemos que buscar formas creativas de poder suscribir esos contratos», expresa.

### AD HOC

CGC creó un equipo especial que está a cargo del desarrollo de Almacenamiento. Al frente está Cremonini, un ingeniero reservorista que trabajó en Alemania en este tipo de proyectos, por lo que allí también se consultó a especialistas técnicos. «Evaluamos otras cinco alternativas. Pero por tamaño y características, el bloque Sur Río Chico es el ideal», señala Chebli. En la misma línea, Cremonini profundiza: «Buscamos un reservorio ya depletado porque queríamos evitar la etapa de delineación y tener un conocimiento de cómo es el comportamiento dinámico de la estructura».
La petrolera barrió con un *scanner* sus yacimientos en la cuenca para detectar los de mayor permeabilidad de la roca con una profundidad de entre 1.000 y 2.000 metros. «En cuanto geológico evitamos la etapa de exploración, ya sabemos que se extrajo gas desde el campo. Es decir, descartamos que existe una estructura que pude contener el gas que vamos a inyectar», refuerza Cremonini.
Sur Río Chico fue operado por YPF y Pérez Companc en los 90, cuenta con nueve pozos perforados y una historia de producción conocida. «Esto nos permitió hacer un *history match* del reservorio para efectuar una simulación del proyecto de almacenamiento», afirma Chebli, ingeniero en Petróleo que, antes de llegar a CGC, pasó por YPF y Central Resources, entre otras empresas.
Nadra vuelve sobre la estacionalidad del gas. «Hoy hay nueve meses con sobreoferta y tres meses con déficit. Eso es insostenible. Existe demasiada sobreoferta para un pico que dura muy poco.
La solución es adquirir capacidad de almacenamiento», explica. A nivel global, la mayoría de este tipo de iniciativas se realiza cerca de los centros de consumo, para no depender de la disponibilidad en el sistema de transporte. Sin embargo, aunque el de CGC está emplazado lejos de las urbes del centro del país –Buenos Aires y el Litoral–, cuenta con una particularidad importante: está cerca de Río Gallegos, capital de Santa Cruz, que tiene su propio pico de demanda de gas, y a la vez, próximo al nodo en el cual nacen los gasoductos de exportación diseñados para abastecer al sur de Chile.
Existe, además, una capacidad de transporte que es subutilizada en el invierno. «La idea es maximizar la producción aun cuando no tenés mercado en el verano; lo almacenás y en el invierno lo podés vender tanto para abastecer el pico local como para exportar. Podemos ir subiendo el nivel de producción óptimo porque contamos con una facilidad que funciona de *pulmón* para abastecer simultáneamente el pico local y los contratos de exportación», resume Chebli.

### TRANSPORTE

La demanda de gas de la zona cordillerana en Santa Cruz tiene una particularidad: en invierno, el consumo crece en las localidades emplazadas al oeste cuando y por eso, en esa estación existe más capacidad de transporte en el gasoducto San Martín. En el verano, en cambio, el consumo baja y todo el gas se vuelca al San Martín, que no posee tanta capacidad de evacuación. La diferencia entre invierno y verano es de unos 4 MMm³/d de gas.
En la compañía destacan que, si la industria petrolera desarrollara almacenamiento, se avanzaría en materia de exportación de gas a Chile.

+
**El proyecto en números**

180 MMm³/d
GAS DE TRABAJO EN EL PROYECTO DENTRO DE CUATRO AÑOS

150 MMm³/d
GAS DE COLCHÓN

u$s 50 MILLONES
INVERSIÓN DEL *FULL DEVELOPMENT*

7 AÑOS
PLAZO DE REPAGO DE LA INVERSIÓN

A nivel nacional, durante los meses de calor se cierran pozos que producen entre 15 y 20 MMm³/d de gas. En la compañía destacan que si la industria petrolera desarrollara almacenamientos subterráneos se avanzaría en materia de exportación de gas a Chile en condición firme, no sólo desde la Cuenca Austral sino también desde Neuquén. «Si hubiera capacidad para acopiar ese fluido durante el verano para exportarlo durante el invierno, la región metropolitana de Santiago podría contratar en firme unos 5 MM3/d respaldado por un perfecto almacenamiento», calcula Nadra.

**UN PROCESO EN ETAPAS**

De acuerdo con lo planificado, CGC inyectará en el año unos 180 MMm³ del fluido para alcanzar los niveles de presión buscados en la estructura depletada de Sur Río Chico. Eso requiere, antes, que la petrolera incorpore unos 150 millones del fluido para generar un colchón de trabajo que permanecerá bajo tierra durante toda la vida del proyecto. Alcanzar ese colchón llevará entre tres y cuatro años. «Durante ese lapso no es que no vamos a sacar nada. Pero sí que vamos a inyectar más de lo que extraigamos», explica Chebli y detalla: «El primer año, se van a inyectar 50 MMm³ de gas y se van a producir 30.
En el segundo, introducimos 100 y sacamos 50; hasta que, una vez en la etapa de *full development*, logramos un colchón de gas de 150 millones y un gas de trabajo de 180 millones». «En concreto, la idea consiste en inyectar durante el verano 1 MMm³/d para extraer, en invierno, 2 MMm³/d de gas», pondera Chebli.
CGC construyó una pequeña planta de compresión a 500 metros de la boca de pozo. Allí, el gas se comprime antes de inyectar y cuando se produce se vuelve a comprimir para enviar a la planta de tratamiento. Para esta primera etapa piloto se perforó un pozo y se empleó un *workover* para respetar los estándares ambientales. En esta instancia, la petrolera no buscó socios.
«Llevar el proyecto a una etapa de desarrollo pleno tiene un costo importante no solo en materia de pozos nuevos sino en el valor del gas de colchón. CGC inició el año produciendo 5 MMm³/d de gas, el doble que en 2017. Lo terminará con 6 millones. En 2020 podría alcanzar una oferta de 7 MMm³/d, pero dependerá de lo que suceda con el programa de estímulo que lanzó el gobierno de Mauricio Macri, que finaliza en 2021. «La hipótesis de base, simplemente con el cumplimiento de lo estipulado en materia de incentivos, es seguir perforando con dos equipos, pero podríamos reevaluar en función de lo que pase con el programa», concluye Chebli. ×

EXPRO

La misión de Expro es
**Well Flow Management™**

Brindando servicios y productos que **miden, mejoran, controlan** y **procesan** el flujo de pozos de petróleo y gas de alto valor.

Desde la exploración y evaluación hasta la optimización y mejora de la producción de campos maduros, con un enfoque específico tanto en entornos offshore como en otros técnicamente desafiantes; brindamos una gama de servicios de misión crítica en tres áreas claves:

- **Servicios de prueba y evaluación de pozos**
- **Servicios submarinos, de terminación e intervención**
- **Servicios de producción**

www.exprogroup.com

YPF ESTÁ RE-ESTUDIANDO 246 PROYECTOS CONVENCIONALES

# VACA MUERTA NO VA A BRILLAR SI NO PONEMOS EN CAJA EL CONVENCIONAL

LA PETROLERA PUSO EN MARCHA UN AMBICIOSO PROYECTO PARA REDUCIR DEL 14% AL 8% LA DECLINACIÓN DE SUS CAMPOS MADUROS O *VIEJOS*, QUE APORTAN UN 80% DE SU OFERTA TOTAL DE PETRÓLEO. LA BÚSQUEDA DE EFICIENCIA EN LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA. Y EL FUTURO DE LA MANO DEL EOR. LAS CLAVES DE UN PLAN CON MENOS MARKETING PERO IGUAL DE IMPORTANTE QUE VACA MUERTA.

Por Nicolás Gandini

EN >

< EN

Cristian Espina

José Luis Massaferro

Diego Leiguarda

> HACE UN AÑO Y MEDIO, CASI DOS, MENOS DEL 20% DE LOS POZOS INYECTORES TENÍAN TELEMETRÍA. ESTO SIGNIFICA QUE DETECTÁBAMOS EL DESVÍO DEL *CONFORMANCE* O DE INYECCIÓN A LOS TRES O CUATRO MESES.

> ESTE AÑO LOGRAMOS REDUCIR LA DECLINACIÓN DE LA BÁSICA DE SECUNDARIA, QUE CAYÓ UN 6%. PENSÁ QUE DISMINUIR 2% O 3% LA DECLINACIÓN BÁSICA DE UN CAMPO MADURO PUEDE REVERTIR EL ÍNDICE DE MADUREZ EN 10 AÑOS.

**EL 81% DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE YPF**, el mayor jugador de la industria hidrocarburífera, proviene de yacimientos convencionales, que explican también un 51% de la oferta de gas. Por peso específico propio, los números de la empresa controlada por el Estado espejan de manera casi idéntica la estadística nacional. La marcada declinación de ese tipo de campos, que caen a un ritmo promedio del 14% anual, atenta contra el brillo de Vaca Muerta. Lo que termina sucediendo es que la creciente producción de no convencionales compensa la declinación de los reservorios convencionales.
No es un problema exclusivo de YPF. Atraviesa toda la industria. Y es una debilidad intrínseca de la estructura energética argentina, por ahora infravalorada en ámbitos de discusión.
«En los últimos tres o cuatro años, YPF viene *flat* (casi sin crecimiento), reemplazando la declinación del convencional con proyectos no convencionales», admite Cristian Espina, gerente de Geociencias y Reservorios de la petrolera, que recibió a *TRAMA* en su oficina de la torre de Puerto Madero, junto con Diego Leiguarda, gerente de Desarrollo de Reservorios, y José Luis Massaferro, gerente de Estudios EOR. «Vaca Muerta no va a brillar si no ponemos en caja el convencional», completa.
Con menos marquesinas que los desarrollos en Vaca Muerta, YPF encaró en 2018 un proyecto igual o más urgente que la explotación del *shale* de Neuquén. En enero de ese año inició un re-estudio de su porfolio de yacimientos maduros, aquellos que llevan décadas en explotación.
Por diversos motivos –entre los que podrían señalarse la elevada barrera de ingreso a los campos no convencionales y el enorme esfuerzo de inversión que requieren esos proyectos–, la puesta en valor del convencional por medio de trabajos de secundaria y terciaria y de incorporación de nuevas empresas a la operación de ese tipo de campos es un mandato imprescindible para la Argentina. Si, como ya es casi un hecho, en 2020 los desembolsos en Vaca Muerta serán bastante inferiores que los de 2018 y 2019, amortiguar lo más posible la declinación de los yacimientos convencionales se convertirá en la prioridad de la industria.
La re-evaluación parcial de los activos de YPF concluirá en 2021, pero ya motivó una resignificación dentro de la empresa. La categoría *viejos* reemplazó a la de *maduros*. «Este re-estudio, o refinación de los estudios existentes, nos permitió incrementar el factor de recobro, bajar la declinación y revertir el índice de madurez», explica Leiguarda, un ingeniero especializado en campos maduros que se sumó a YPF en mayo de 2018 después de realizar casi toda su carrera en Pan American Energy (PAE).
El departamento de Geociencias y Reservorios de YPF inició en enero de 2018 un proceso de re-estudio de 246 proyectos convencionales. En muchos casos se están reinterpretando datos existentes, pero con una metodología diferente. El enfoque anterior apuntaba a buscar oportunidades para la producción primaria de los campos. Hoy se pone el foco en la optimización de la secundaria y en la identificación de proyectos de terciaria con polímeros, un área donde la compañía apunta a crecer agresivamente, y más adelante a partir de la inyección de surfactantes.
Para los primeros días de noviembre ya estaban completados 67 de esos estudios. «Estamos en curso de evaluación de 44 y nos faltan otros 135. Estimamos que para diciembre de 2021 barreremos todos los campos que actualmente tiene YPF con estos estándares metodológicos», agrega Massaferro.

## DEFINIR PRIORIDADES

En términos historiográficos, lo que está haciendo YPF es revisar lo dado con la creencia de que aún queda mucho por hacer en yacimientos convencionales que muchos creían terminados. Chihuido de la Sierra Negra, campo emblemático de la petrolera que supo ser uno de los pulmones petrolíferos del país, es un emergente de este enfoque revisionista. En marzo de 2019, YPF concluyó un estudio que demostró que el factor de recobro del reservorio estaba equivocado. Se creía que era del 35% cuando la re-evaluación demostró que solo es del 28%. Es decir, se puede extraer un 20% más de hidrocarburos de lo que se creía. Donde se pensaba que ya no había mucho por hacer, YPF diseñó un plan de recuperación secundaria para perforar 200 pozos nuevos en los próximos tres años. «Cuando visualizamos este tipo de proyectos en campos que para la compañía ya estaban en fase de casi abandono, transmitimos un mensaje muy fuerte para dentro de la organización», destaca Espina, que inició su trayectoria profesional en Tecpetrol, pasó por PAE y se sumó a YPF en marzo del año pasado.
La estructura de Geociencias de YPF está integrada, sin tener en cuenta los proyectos de recuperación terciaria (EOR, por sus siglas en inglés), por 126 profesionales quienes están estudiando campos que supuestamente eran maduros. También se contrató a 16 especialistas externos para complementar los análisis.
La primera etapa de la avanzada para revitalizar el convencinal es traccionada por la recuperación secundaria.
En la Cuenca del Golfo San Jorge, el bastión de ese tipo de proyectos, la producción secundaria de YPF superó en 2019 a la primaria y se alcanzó el récord de inyección de agua. La empresa está redefiniendo completamente el proceso de *waterflooding* (inyección). A lo que apunta, en la práctica, es a alcanzar estándares que registran otros operadoras presentes en la cuenca.
«Este año logramos reducir la declinación de la básica de secundaria, que cayó un 6%. Pensá que disminuir 2% o 3%

+
## Economics

La instrumentación del proyecto de recuperación secundaria o terciaria en campos convencionales compite dentro del porfolio de YPF con iniciativas en Vaca Muerta, un *play* donde la compañía redujo significativamente sus costos de desarrollo, en especial de *shale oil*. La explotación del *shale* es vertiginosa. Se perforan, fracturan los pozos y se alcanza el pico de producción. Los proyectos de recuperación en campos *viejos* requieren una inversión muy grande al principio en pozos e instalaciones, y el incremental de petróleo va apareciendo en el tiempo; recién a los seis meses o al año se alcanza el pico máximo. Aun así, si existen proyectos no convencionales con costos de desarrollo cercanos a los u$s 8 por barril, también identificamos proyectos de EOR que no requieren perforación de pozos nuevos que están en ese índice: u$s 8 por barril. En secundaria, los proyectos más competitivos se ubican entre los u$s 10 y los u$s 15 por barril. «Todas las compañías tienen proyectos estrella y otros que son 'vacas lecheras' y mantienen la producción convencional base, que hoy equivale al 80% del total de la extracción. Si no desarrollamos estos proyectos convencionales, no vamos a poder alimentar los centros industriales de YPF (refinerías) para la producción de combustibles. Por eso, YPF tiene en su plan una estrategia bastante balanceada entre sus proyectos estrella, con costos de desarrollo bajísimos, y proyectos del tipo 'vaca lechera', que aseguran la curva base que va a apalancar el crecimiento», razona Espina.

**¿Cómo se define cuáles son los mejores proyectos?**

—

YPF trazó un mapa de oportunidades en función de las características de sus desarrollos en el *upstream*. Fundamentalmente en función de su NPV (*Net Present Value*, que mide la rentabilidad de un proyecto en el futuro traída a valor presente) y de su crecimiento potencial. En ese análisis, una explotación con un NPV muy alto y mucho crecimiento a futuro es una estrella. La opción que todas las empresas buscan tener. Un desarrollo con un NPV muy bueno, pero con potencial de crecimiento más bajo, puede ser definido como un proyecto 'vaca lechera', como por ejemplo la secundaria. Después hay proyectos que no poseen NPV y no tienen crecimiento. YPF cuenta con proyectos con un potencial muy importante, pero que hoy no tienen un NPV asignado porque no se conoce en detalle lo que hay en el subsuelo y cómo extraerlo. «Por eso aplicamos tecnología y conocimiento, que permite una reducción de costos», agrega Massaferro.

**¿Cuál es el *break even* de la recuperación en convencional?**

—

Es muy variable y, en gran medida, depende de la cantidad de pozos que haya que perforar. En los proyectos de terciaria de YPF que no requieren perforación –por ejemplo algunos de Chubut, donde la secundaria ya pagó los pozos–, el *break even* puede rondar los u$s 30 o incluso menos. Pero cuando se deben colocar pozos nuevos, como en Cañadón Seco o Los Perales, y la integridad no juega a favor, el precio de corte se dispara cerca de los u$s 60 o por arriba. En los desarrollos de recuperación secundaria que requieren instalaciones nuevas –por caso, para tratar el agua de inyección–, el *break even* se ubica cerca de los u$s 55. Si no se precisan *facilities*, puede ser más bajo.

+
## Números

**14.000 m³/d**
Producción secundaria de petróleo de YPF

**3.500 m³/d**
Merma por *conformance* de YPF

**15.000 MILLONES**
de barriles. Las reservas que YPF busca certificar a través de EOR

**81%**
Producción de petróleo de YPF que proviene de campos convencionales

**246**
Proyectos de recuperación que está estudiando la petrolera

**8%**
El objetivo que se fijó YPF para estabilizar la declinación, que hoy es del 14%

“

TENEMOS DOS PLANTAS YA FUNCIONANDO Y EN BREVE VAMOS A TENER 10 MÁS. VAMOS A LLEGAR A UN TOTAL DE 12. SON APROXIMADAMENTE 80 INYECTORES QUE VAN A ESTAR INYECTANDO POLÍMEROS.

la declinación básica de un campo maduro puede revertir o retrasar el índice de madurez en 10 años. Pusimos el foco en cómo maximizar las eficiencias tanto de barrido como de ariales y verticales para identificar yacimientos que eran considerados maduros, que nosotros estamos convencidos de que en realidad no lo son», advierte Leiguarda.
YPF produce hoy 14.000 metros cúbicos diarios ($m^3$/d) de petróleo por medio de proyectos de recuperación secundaria.
La petrolera lanzó un ambicioso proyecto para optimizar el *conformance* y el ritmo de inyección en más de 20 áreas. Eso implica, en primer lugar, incorporar tecnología y ganar en eficiencia en instalaciones de superficie.
¿Qué es el *conformance*? Es un concepto que busca asegurar que el frente de agua barra de forma pareja todas las capas o reservorios de un sistema hidrocarburífero. La petrolera detectó que, por el deficiente rendimiento en esa materia, en una veintena de campos existe una merma por *conformance* equivalente a 3.500 m3/d de petróleo. Es un número teórico, dado que en la práctica es imposible aumentar la producción de esos campos al mismo tiempo.

**¿Cómo se logra una mejora de esos indicadores?**
—
Leiguarda: Para lograr un barrido parejo, que implica maximizar eficiencias, se estudian y definen los caudales individuales que cada reservorio debe recibir. Cuando uno pone en operación un determinado proyecto, esos caudales van variando y empieza a haber problemas operativos que desvían ese canal objetivo para maximizar eficiencias. Cuando uno ve eso se empieza a medir *conformance* menor a 100. Lo que debemos buscar desde la operación es ir corrigiendo esos desvíos naturales que se van dando a medida que avanza el proceso de inyección, para mantener valores de *conformance* aceptables. Hablando del Golfo de San Jorge, que es multicapa, con heterogeneidades verticales y laterales, mantener un *conformance* de 50% a lo largo del tiempo es algo absolutamente razonable y positivo.
Hoy estamos en un promedio de 31% o 32%. Esa oportunidad, que estamos tratando de materializar en un plan de dos años, nos va a llevar a reducir aún más la declinación que estamos teniendo.

**Para pasar del 31% al 50%, ¿la clave es la renovación de la tecnología o también implica un cambio en la gestión de los campos?**
—
Espina: La tecnología es una de las claves. Hace un año y medio, casi dos, menos del 20% de los pozos inyectores tenían telemetría. Esto significa que detectábamos el desvío del *conformance* o el desvío de inyección a los tres o cuatro meses, dependiendo de las rutinas de mantenimiento. Ahora estamos cerrando el año con el 90% de los pozos con telemetría, por lo que los desvíos se detectan de manera inmediata y se corrigen rápidamente. Otro punto importante es la gestión de la inyección, para lo cual es central el manejo de las pérdidas. Anteriormente se declaraban las pérdidas de inyección, pero no se cuantificaba la pérdida de petróleo asociada. Entonces era muy difícil asignar recursos si no teníamos visualizado cuál era el petróleo que estábamos perdiendo. Ahora implementamos un sistema corporativo que implica que cada vez que un pozo inyector se para o se aleja del *conformance*, automáticamente se visualizan las pérdidas potenciales de petróleo. Eso facilita muchísimo la priorización de los recursos para recuperar los pozos inyectores. Esas dos iniciativas son las que estamos implementando para llegar al *target* de 50% del *conformance*.

**DECLINACIÓN**

Una vez que la petrolera alcance el *target* en materia de *conformance* y ritmo de inyección, la meta es estabilizarse en una declinación al 8%. «Ahora, mientras vamos creciendo podemos lograr una tasa del 6%. Pero una vez que alcancemos el *target*, lograr una declinación de 8% sería muy bueno», proyecta Leiguarda.
El ritmo de inyección es un aspecto estratégico de la operación, además, porque si el caudal es excesivo puede terminar bypasseando el petróleo, es decir, canalizándolo sin poder extraerlo. Si, en cambio, se inyecta muy lento, el riesgo es no alcanzar el banco de petróleo. «Cada yacimiento debe tener su ritmo de inyección particular. Vimos que, en promedio, inyectamos un volumen poral cada 8 años. En esa clave, es importante la integración de la secundaria y la terciaria. Cuando diseñamos proyectos de secundaria, ya estamos pensando en qué parte de ese desarrollo vamos a aplicar la terciaria. Existen campos en particular donde constatamos que prácticamente podemos pasar del desarrollo primario a la terciaria», indica Espina.

**¿Cómo determinan a qué área van a buscar terciaria y a qué área van a buscar eficientizar la secundaria?**
—
Espina: Dentro del grupo de *screening* aplicamos tres o cuatro criterios que funcionan como un filtro grande para cuantificar la terciaria: el campo debe tener una viscosidad alta; la temperatura de los reservorios tiene que ser menor a los 100 grados porque el polímero se degrada; y la salinidad debe ser normalmente baja.
En yacimientos de petróleos no muy pesados o de no baja viscosidad, con factores de recobro del 15%, si eficientizamos la secundaria podemos llevarlo al 25%. Sin embargo, hay zonas donde la viscosidad es mucho más alta, por lo que eficientizar la secundaria es más difícil. Es como inyectar agua para barrer

+

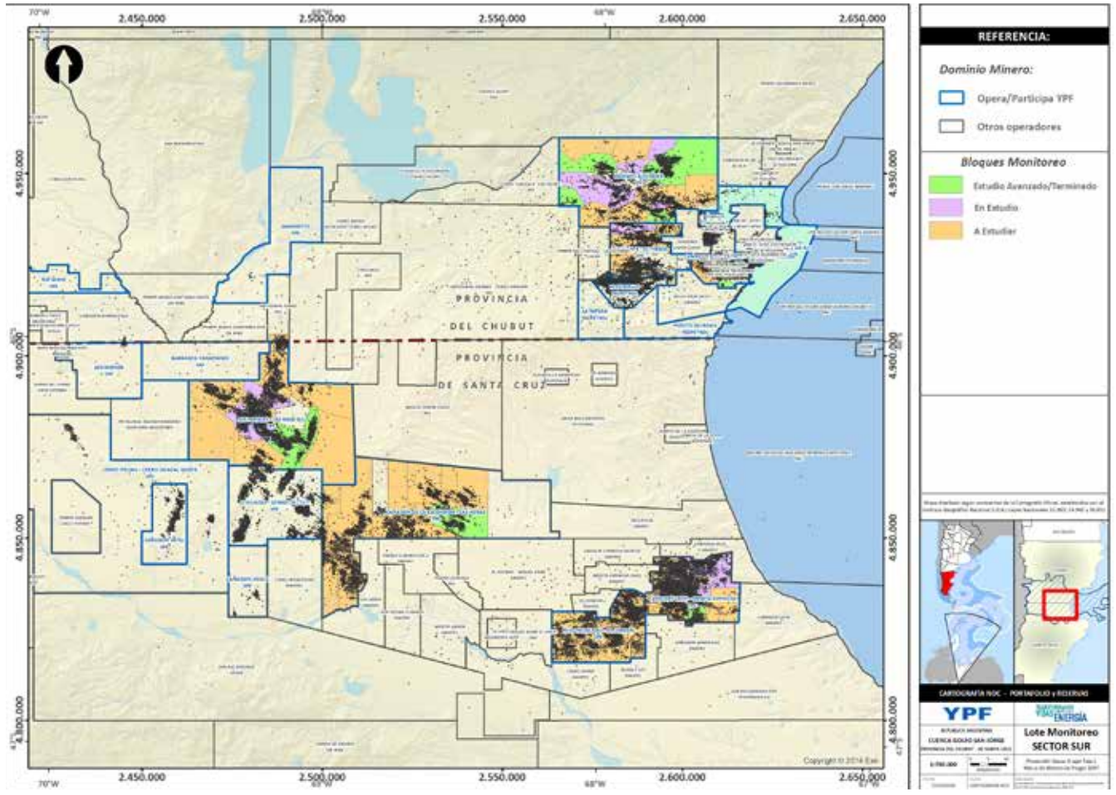
## EOR, de la eterna promesa a una opción tangible

Para José Luis Massaferro, gerente de Estudios, la eficientización de los campos de la Cuenca del Golfo mediante planes de recuperación terciaria «representa una oportunidad gigante». «Ahí estamos focalizando la estrategia de *derisking*», explica el directivo.

YPF apunta a convalidar, obviamente con un riesgo alto, reservas extraíbles con tecnología EOR por unos 15 millones de barriles solamente en Santa Cruz y Chubut. Para poner en blanco sobre negro los datos: Mandala, el campo más avanzado en el desarrollo con polímeros a nivel global, ubicado en la India, cuenta con reservas por 2 millones de barriles y hoy produce 60.000 barriles por día. «Nosotros vamos a un ritmo menor, pero en el camino para alcanzar un desarrollo de esa naturaleza y tal vez mayor. En esa dirección, estamos pensando en una estrategia dinámica modular que acompañe los estudios de subsuelo. No vamos a desarrollar las cientos de columnas de arena que vemos en el Golfo, sino que vamos a identificar aquellas donde está el petróleo y tienen mayor saturación», precisa Massaferro, un geólogo doctorado en Estados Unidos, que estuvo ocho años en Holando en las filas de Shell, pasó por Madrid con Repsol y retornó al país hace 11 años cuando la empresa española aún controlaba YPF. Hoy los referentes en cuanto a la masificación de la tecnología de EOR están en Asia, con China y Omán a la cabeza.

Lo llamativo es que los desarrollos de recuperación terciaria con polímeros siempre están en un plató de unos 2 millones de barriles por día, equivalentes al 2% de la producción total. La Argentina cuenta, en ese sentido, con una posibilidad, porque YPF aspira a ganar en eficiencia también en los campos maduros o viejos, que dentro del porfolio de la petrolera suman más de 50.

**EN >**




dulce de leche. Se va canalizando y no desplaza nada. En esas zonas es mucho más razonable ir a buscar el incremental que aporta la inyección de polímeros.

**¿Para fines de 2019 quieren contar con 10 plantas piloto de recuperación terciaria instaladas?**

—

Massaferro: Sí, tenemos dos plantas ya funcionando y en breve vamos a tener 10 más. Vamos a llegar a un total de 12. Son aproximadamente 80 inyectores que van a estar inyectando polímeros. Para darte una idea, Capsa, que lleva muchos años en esto, tiene esa misma cantidad. Lo que quisimos hacer fue una curva de crecimiento muy agresiva.

**¿Cómo definen la especificidad del polímero?**

—

Massaferro: Lo que discrimina son las altas temperaturas. Si las temperaturas son altas, usamos un polímero más caro que resista. La temperatura va asociada con la profundidad. En defintiva, hay que ver cómo responde el reservorio. Hay reservorios más cerrados y otros más permeables, entonces debemos usar pesos moleculares distintos. La clave es que el polímero acceda a la roca en forma pareja y pueda barrer ese petróleo de la forma más eficiente.

**¿En Manantiales Behr tienen más homogeneidad?**

—

Massaferro: Exactamente. Y estamos haciendo pilotos en Los Perales y en Desfiladero Bayo. Para resumir, de estas primeras 10 plantas, cinco irán a la expansión de Manantiales Behr, porque ya tenemos un piloto con resultados. Tres van a la expansión de Desfiladero Bayo. Y dos van a Los Perales, donde todavía no hemos lanzado un desarrollo piloto.

**¿Cuáles son los plazos en los pilotos?**

—

Massaferro: Tenemos una etapa de *screening*, una de laboratorio, una de piloto, otra de expansión y una final de masificación. Todo el proceso, hasta la comercialidad, son cinco o seis años.

Espina: Pero el tiempo de respuesta es de alrededor de un año. ×

LA AMPLIACIÓN DE LA PLANTA REFINADORA DE AXION DE CAMPANA

# LA RECONSTRUCCIÓN

EN EL MÁS BAJO DE LOS PERFILES, AXION INVIRTIÓ U$S 1.500 MILLONES EN LA AMPLIACIÓN DE SU REFINERÍADE CAMPANA. PRÁCTICAMENTE, CONSTRUYÓ UNA NUEVA SOBRE LA ANTERIOR. Y LO HIZO SIN INTERRUMPIR SU PRODUCCIÓN. CRÓNICA DE LA MEGAOBRA DE INFRESTRUCTURA INDUSTRIAL MÁS IMPONENTE DE LA ÚLTIMA DÉCADA.

Por Pablo Galand y Juan Manuel Compte

“

UN «MEGAPROYECTO» ES TODO AQUEL QUE SUPERE LOS 10 MILLONES DE HORAS/HOMBRE. LA AMPLIACIÓN DE LA REFINERÍA DE AXION INSUMIÓ 13 MILLONES.

**A CINCO AÑOS DE** diseñar su bautizado «Proyecto Expansión», Axion Energy está a punto de poner en marcha la ampliación de su planta refinadora de Campana. Un antes y después para la historia de su controlante, Pan American Energy Group. «Es una linda historia. Hicimos una refinería nueva encima de la anterior», celebró el *chairman* del grupo, Alejandro Bulgheroni, en la pasada AOG, en relación con el megaproyecto, que demandó u$s 1.500 millones de inversión. En términos generales, un «megaproyecto» es todo aquel que supere los 10 millones de horas/hombre. La ampliación de la ex Esso insumió 13 millones. Con la complejidad adicional de no haber paralizado su actividad, lo que marcó el bajísimo perfil en el que se llevó adelante la obra, a punto tal que, en su momento pico, hubo más de 4.000 operarios trabajando.

Finalmente, salió a la luz el tesoro oculto de los Bulgheroni. El secreto de la familia requirió 14.000 toneladas de estructura metálica, en las que se realizaron 500.000 pulgadas de soldadura. Se instalaron 110.000 metros lineales de tuberías, se movieron 140.000 metros cúbicos de tierra y se colocaron otros 35.000 de hormigón. Cuando funcione a plena capacidad, estará en condiciones de incrementar un 60% su producción de combustibles y mejorará la calidad de sus naftas y gasoil, ya que habrán reducido el contenido de azufre a los estándares europeos. «Seremos los únicos en hacer 2,2 millones de metros cúbicos por año de *low-sulfure diesel*, que hoy se importa», destacan en la compañía.

Es la obra de infraestructura industrial más importante de la provincia de Buenos Aires en la última década. Para encontrar una iniciativa de tan alta complejidad técnica en el parque de refinación argentino, hay que remontarse hasta mediados del siglo XX, cuando se construyeron las grandes destilerías del país.

El Proyecto Expansión comenzó en 2015. En ese momento, Axion contrató las empresas de ingeniería que proveen las licencias para la construcción de plantas. Con esas firmas, llevó a cabo los contratos de diseño conceptual y de licencias, ya que todos estos procesos de producción son patentados. Al año siguiente, la compañía inició la búsqueda de lo que, en el mercado de la construcción, se conoce como EPCM. Es la sigla en inglés de *Engineering procurement construction management*. Es decir, un contratista que diseñe, procure y gestione el proceso de ampliación. En ese paso, emergió la primera dificultad: ninguno de los potenciales contratistas presentaba proyectos cuya estimación de costos y metodología de trabajo cumpliera con los requisitos que exigía la empresa.

Por eso, a fines de 2016, Axion decidió crear su propia firma de proyectos de ingeniería y construcción. Fue la que gestionó, en su totalidad, el Proyecto Expansión. Mientras las empresas sondeadas presupuestaron una inversión superior a los u$s 2.000 millones, el proyecto de la sociedad *in house* lo cotizó en u$s 1.500 millones. Una vez concluida, la obra habrá costado un 8% menos que el presupuesto original.

Cuando el Proyecto Expansión se puso en marcha, Adrián Suárez era el CEO. Fue quien decidió crear la gestora in house, ya que el ejecutivo tenía más de 30 años de experiencia en diseño y construcción de plantas. Luego de evaluar las presentaciones de los potenciales proveedores, concluyó que nadie mejor que los propios *managers* de Axion podía comandar la obra. El siguiente paso fue desarrollar lo que, en la industria, se denomina *Front end engineering design* (FEED). Esto es, la integración de todas las ingenierías básicas, con el objetivo de lograr un ensamblado eficaz entre todas. Este proceso llevó siete meses y estuvo a cargo de Fluor Corporation, una empresa estadounidense con sede en Houston, especializada en ingeniería y diseño de refinerías y oleoductos. A su vez, la nueva sociedad de Axion contrató a 250 personas, reclutadas en otras constructoras.

La obra civil comenzó en 2017. Las contratistas resultaron Caputo y la rosarina Rinaldi Construcciones. En paralelo, Axion también encaró ese año la modularización de las nuevas unidades de producción, la hidrotratadora de nafta de coker y de diesel de alta presión, y la planta de tratamiento de gases combustibles de refinería y recupero de azufre. Todas estas obras se construyeron en partes, en el exterior. Luego, las piezas se trasladaron por barco hasta el puerto de Campana, desde donde se llevaron a la planta para su montaje. La mayor parte del trabajo se hizo en la China y en la India. Durante todo ese proceso de elaboración, personal de Axoin visitaba, de manera permanente, las fábricas en origen para verificar las pruebas de calidad y de performance. En el punto más crítico, la empresa llegó a tener 10 oficinas y talleres montados en distintos países, con equipos de ingeniería en cada uno, que trabajaban de manera coordinada para monitorear la línea de producción de los equipos.

**SIN PARAR**

+

## Más de 100 empresas contratadas

A lo largo de todo el proceso de ampliación de la planta, Axion contrató más de 100 empresas, desde grandes multinacionales hasta Pymes de la zona de Campana y alrededores. Para la fabricación del coker, acudió a los servicios de la empresa estadounidense Foster Wheeler, uno de los mayores proveedores de tecnología para ese tipo de equipos. Para la planta de hidrotratamiento, eligió a la compañía UOP, líder en tecnología para la refinación. Y para la planta de tratamiento de gases, la elegida fue Prosenat, una empresa francesa de mediano tamaño pero que hizo una muy buena oferta a la compañía y contaba con financiación del Estado francés.

En cuanto a las empresas contratistas, participaron la constructora brasileña Andrade Gutiérrez y las argentinas Contreras Hermanos, Caputo y Rinaldi. Para la provisión de las estructuras metálicas, Axion contrató a la empresa argentina Cinter, y para el alquiler de grúas, recurrió a la compañía ALE, que gestionó la importación de la megagrúa de Alemania que se utilizó para el montaje del coker.

La refinería se proveyó también del complejo industrial que posee Campana. La mitad de las empresas contratadas surgieron de dicha localidad y alrededores. También participó activamente la empresa rosarina RAFA SA, dedicada a la ingeniería, fabricación y montaje de plantas industriales.

BOLILLERO DE DATOS

U$S 1.500
MILLONES DE INVERSIÓN

13
MILLONES DE HORAS/HOMBRE

4.000
EMPLEADOS CONTRATADOS
(400 SOLDADORES CALIFICADOS)

100
EMPRESAS CONTRATADAS

14.000
TONELADAS DE ESTRUCTURA METÁLICA

500.000
PULGADAS DE SOLDADURA

110.000
METROS LINEALES DE TUBERÍAS

140.000
METROS CÚBICOS
DE MOVIMIENTOS DE TIERRA

35.000
METROS CÚBICOS DE HORMIGÓN

80
GRÚAS, UTILIZACIÓN DE UNA GRÚA
ESPECIAL DE 1.350 TONELADAS
DE CAPACIDAD

PRODUCCIÓN
CON REFINERÍA AMPLIADA

95.000
BARRILES ANUALES

2
MILLONES DE METROS CÚBICOS
DE GASOIL GRADO 3

+
**Un *rebamping* a fondo**
El Proyecto de Expansión de la refinería de Axion en Campana incluyó:

- La instalación de una nueva unidad de coker, con capacidad de 35.000 barriles diarios y producción de 1.500 toneladas de coker por día. Mejorará la capacidad de conversión y aumentará nuestra producción de combustible.
- Montaje de una unidad de tratamiento de gases y recuperación de azufre, que incluye unidades de tratamiento de aguas agrias y un sistema de regeneración de aminas y está compuesta por 47 módulos de procesos y estructuras.
- Un nuevo hidrotratador de combustibles con capacidad de 43.000 barriles por día y una producción de gasoil de 10ppm de azufre. El equipo está compuesta por 41 módulos de procesos y estructuras.
- Una planta de tratamiento de efluentes líquidos. Otra de producción de hidrógeno.
- Una nueva antorcha.
- Una torre de enfriamiento.
- sala de control integrada con la última tecnología.
- Estación transformadora conectada a la refinería mediante un electroducto de 7km y con 4 nuevas subestaciones eléctricas.
- 5 nuevos tanques de almacenamiento de combustibles.
- 16 nuevos tanques de lubricantes.
- Nuevo muelle y almacén de materiales.



«Pudimos hacer la ampliación sin parar la operación de la refinería», se enorgullecen en Axion. No fue el único desafío. Si hubo un año clave en la ampliación, fue 2018. El momento más «estresante», definen fuentes que trabajaron directamente en el proyecto. Una vez culminada la obra civil, había que dar paso al montaje de los equipos provenientes de Asia. Pero con la dificultad de que, en simultáneo, la refinería debía seguir con su producción habitual. Es decir, la actividad diaria tenía que continuar, con la incorporación del personal dedicado a la instalación de los nuevos equipos. Una ciudad de 4.000 personas, entre los 1.000 del funcionamiento regular de la refinería y los 3.000 abogados a su ampliación.

Esa fase demandó elevados niveles de coordinación y organización. La imagen panorámica de esos días era la de la refinería en funcionamiento, que día a día era aceleradamente abrazada por una obra en expansión. Ocho meses de un ritmo frenético, con el tránsito de 80 grúas que colapsaban las calles internas del complejo, a medida que transportaban los módulos que, una vez montados, erigían las futuras plantas de producción.

Uno de los puntos críticos fue la seguridad. Además de planificación y comunicación, hubo que armonizar dos culturas contrapuestas, en los tres turnos de trabajo de la refinería: mientras que el staff de producción tiene más aversión al riesgo, el orientado a la construcción está guiado por la urgencia y el cumplimiento de plazos. La dirección del proyecto conformó un equipo integrado por ambos sectores, para que, en conjunto, diseñaran un esquema de actividades que contemplara las necesidades de todos.

Las fundaciones para la edificación de las nuevas unidades de producción se colaron en la refinería, en total unos 35.000 m³ de hormigón. Las plantas de DHT (Hidrotratamiento de Diesel), FGT (Fuel gas treatment), WWT (Planta de efluentes) se construyeron modulares en China e india y se transportaron a la refinería para su montaje e interconexión. Una vez que los equipos llegaban a Campana, había que montarlos uno sobre el otro, como si fuera un Lego a escala gigante. El siguiente paso fue unir los módulos a través de cañerías. De haber hecho todo ese trabajo *in situ*, calculan en Axion, habría demandado ocho meses más de duración.

La logística para el montaje de las nuevas unidades fue un proyecto en sí mismo. En el caso del coker, fue necesario importar de Alemania una grúa de 1.350 toneladas de capacidad. Nunca se había utilizado en la Argentina una unidad de esa dimensión. Solo en proyectos de Qatar o Dubai se usaron equipos más grandes, de 3.000 toneladas.

El empleo de esta grúa también demandó una planificación propia. Por su tamaño, era necesario transportarla en barco desde su país de origen y armarla en la refinería. Pese a que el puerto de Campana está a solo 400 metros, para llevar sus partes a la planta de Axion se necesitó cortar totalmente el tránsito vehicular, mover luminarias, cables de teléfono y de televisión, y retirar los autos estacionados en las calles.

El montaje de los equipos modulizados generó el pico de demanda de mano de obra. Además, provocó fenómenos inéditos. Requirió 400 soldadores calificados, volumen que colapsó el mercado laboral de Campana y sus alrededores. Hubo que hacer búsquedas en Bahía Blanca, Salta y Neuquén. La demanda laboral que, en paralelo, Vaca Muerta provocaba en esta última provincia detonó una suba del costo de ese oficio. Axion, a su vez, creó una escuela de soldadores calificados dentro de la refinería. Tomó gente, la formó. Y tras un examen, la sumó al Proyecto Expansión.

La formación de técnicos y profesionales es uno de los saldos más relevantes que dejó la ampliación de la refinería, rescatan en Axion. Fue la primera vez en el *downstream* local que se montaron unidades modularizadas de refinación, para lo cual la empresa debió capacitar a su propio personal. De allí surgieron los gerentes de construcción, de proyectos y los directores de la empresa que comandaron las obras.

+
## Línea de tiempo

**2015**
CONTRATACIÓN DE LAS EMPRESAS DE INGENIERÍA QUE PROVEEN LAS LICENCIAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS PLANTAS

**2016**
BÚSQUEDA DEL CONTRATISTA QUE DISEÑE, PROCURE Y GESTIONE EL PROCESO DE AMPLIACIÓN DE LA PLANTA

CREACIÓN DE LA PROPIA EMPRESA DE PROYECTOS DE INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN QUE GESTIONÓ LA TOTALIDAD DEL PROYECTO EXPANSIÓN

**2017**
MONTAJE DE LAS CÁMARAS DEL NUEVO COKER DE MÁS DE 400 TONELADAS CON GRÚA IMPORTADA DE ALEMANIA

MODULARIZACIÓN DE LAS NUEVAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN EN LOS TALLERES DE EMPRESAS CHINAS E INDIAS

**2018**
TRASLADO Y MONTAJE DE LOS EQUIPOS PROVENIENTES DE CHINA

UNIÓN DE LOS MÓDULOS A TRAVÉS DE CAÑERÍAS

+
## Las tres nuevas unidades de producción

El Proyecto Expansión, de Campana, pondrá en marcha tres unidades nuevas de producción que empezarán a funcionar entre diciembre de este año y febrero de 2020. La planta de tratamiento de gases combustibles de refinería y recupero de azufre comenzó trabajar este mes. Anteriormente, el azufre se quemaba en las chimeneas de los hornos y las calderas. Se lo extrae de las corrientes liquidas en forma de gas, como sulfhidrico, y la planta de tratamiento de gases lo transforma en azufre líquido, que se comercializa. Una materia prima muy útil para las empresas que producen fertilizantes para el campo.

En febrero, se pondrá en funcionamiento la unidad de hidrotratamiento catalítico de gasoil, que permitirá que todo el diesel que se produce en la refinería de Campana sea de grado 3. La elaboración de este producto generará un cambio sustantivo en el mercado local de combustibles. En la actualidad, se importa el 90% del gasoil grado 3 que se consume en la Argentina. La planta de Campaña producirá 2 millones de metros cúbicos de dicho combustible, que es, precisamente, lo que en la actualidad se compra en el exterior. Es decir que, a partir del arranque de esta unidad, la Argentina dejará de importar el gasoil grado 3.

Entre fines de marzo y principio de abril, el Proyecto Expansión estará plenamente en marcha cuando comience a funcionar el nuevo coker, que llevará a que la planta aumente en un 60% la producción total de combustibles.

“

LA AMPLIACIÓN DE LA REFINERÍA DE CAMPANA INCREMENTARÁ EN UN 60% LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN. DESDE ALLÍ, ABASTECERÁ A MÁS DE 630 ESTACIONES DE SERVICIO.

**LO QUE VENDRÁ**

La ampliación de la refinería de Campana incrementará en un 60% la capacidad de producción. Desde allí, abastecerá a su red de más de 630 estaciones de servicio en todo el país. Pero, además, la convertirá en el único productor local de gasoil grado 3, producto con demanda creciente en el mercado local.
Este fue, precisamente, uno de los disparadores del proyecto. Hace cinco años, Axion estimó que la demanda de gasoil grado 3 crecería entre 10% y 12% anual. La demanda, hoy, lo hace al 20%, debido a que los motores de las nuevas cosechadoras, de los autos y de los camiones importados requieren menores niveles de azufre en el diesel. Los ejecutivos de la empresa confían en que, a partir de 2020, podrán captar la totalidad de ese segmento, que hoy representa el 30% del parque automotor. Situación que conservará hasta 2024, cuando, por ley, todo el gasoil ofertado en el país deberá ser de esa categoría, ya sea producido localmente o importado.
Cuando, en febrero, empiece a funcionar el flamante coker, la refinería de Campana estará utilizando el 100% de la nueva capacidad instalada a partir de su ampliación. A partir de entonces, todo el gasoil producido será de grado 3. A su vez, la refinería estará en condiciones de procesar 95.000 barriles por día. De ese modo, Axion incrementará la producción nacional de combustibles en un 8%. Para 2022, la empresa tiene previsto parar la planta de crudo, ya que planea invertir u$s 85/90 millones con el objetivo de llevar la capacidad de producción a 110.000 barriles.
Cuando culmine la ampliación y se la ponga en marcha definitivamente, la refinería de Campana pasará a ser la más moderna de América latina, asegura Axion. Lo sustentan en su capacidad de conversión. Hoy, de la totalidad del crudo que entra en la planta, el 75% sale como producto liviano, ya sea nafta o gasoil. El resto, como *fuel oil*. A partir de marzo, el 100% de lo refinado será livianos. Una marca que, hasta hoy, ninguna otra refinadora al sur del Río Bravo –el límite geográfico natural entre México y los Estados Unidos– puede mostrar. ×

—
Gustavo Albrecht

GUSTAVO ALBRECHT, CEO DE ROCH

# MÁS QUE DE CAMPOS VIEJOS, HABLO DE PETRÓLEO NUEVO DE ÁREAS VIEJAS

—

EL EJECUTIVO PLANTEA LAS OPORTUNIDADES QUE OFRECE EL *UPSTREAM*, TANTO EN EL REJUVENECIMIENTO DE POZOS MADUROS COMO EN EL *OFFSHORE* Y, POR SUPUESTO, EN VACA MUERTA. ASEGURA QUE UNA LEY QUE BLINDE VACA MUERTA CON APOYO OFICIALISTA Y OPOSITOR GENERARÍA CIERTO SHOCK DE CONFIANZA.

Por Juan Manuel Compte

**«HACEMOS LO QUE SABEMOS HACER.** Y lo hacemos en forma repetitiva». Gustavo Albrecht tiene claro cuál es el foco de la empresa que lidera. Fundada hace 30 años por Ricardo Omar Chacra, Roch es una petrolera que supo consolidarse como uno de los *players* independientes más renombrados del mercado local. Ex número uno de la alemana Wintershall en el país –firma en la que trabajó durante casi dos décadas–, se sumó en junio de este año como CEO de la compañía. Nada menos que en una coyuntura compleja –si las hubo en los últimos tiempos– para la industria energética.

**¿Qué es lo que más le preocupa de la coyuntura en el cortísimo plazo?**

—

En particular, la intervención del sector público en el sector privado, que es la determinación de precios. En ese sentido, ese decreto 566 fue bastante inoportuno.

**El 566 ya expiró, pero hizo daño en materia de confianza. ¿Cómo se recompone?**

—

Bueno, ese es el punto. Hablaba con gente del nuevo gobierno y le decía que acá hay un cambio de paradigma muy importante: con el daño que uno genera ahora en lo que es credibilidad, el impacto es inmediato, porque hay una gran participación del no convencional en la producción de petróleo y gas. La no confianza significa caída de *rigs*, caída de actividad. Y eso se ve rápidamente en la producción. Hay dos impactos negativos. El primero, la caída de la producción. Y el segundo, que la recomposición de la credibilidad tarda mucho más tiempo.

**¿La clase política lo entiende?**

—

Creo que sí. Es más que evidente, ¿no? En muy corto plazo, se pierde la producción en un año. Con lo cual, sí hay un convencimiento de la clase política de que ese cambio de paradigma está. Hace cuatro años, probablemente, habría sido algo prematuro; hoy en día ya es mucho más evidente.

EN >

< EN

“
¿CÓMO SE AÍSLA EL RIESGO PAÍS DE LA INVERSIÓN?
HAY QUE BLINDARLA. Y EL BLINDAJE TIENE QUE SER DESDE EL PUNTO DE VISTA FISCAL Y LEGAL.

**¿Cómo se recompone credibilidad?**
—
La rentabilidad de la inversión tiene dos variables. La primera es la propia del negocio: cuánto se gana por barril. Y la segunda: el contexto en el cual uno invierte, que es el riesgo país. Si se compara con la opción que tiene una compañía de invertir en el Permian u otra cuenca de los Estados Unidos, la rentabilidad por barril, probablemente, sea menor, producto de los costos más altos que hay en la Argentina. Con lo cual, tenemos una desventaja por ese lado. La segunda parte de la ecuación es el riesgo país: es 0 en los Estados Unidos y 2.500 en la Argentina. Entonces, ¿cómo se aísla ese riesgo país de la inversión? Hay que blindarla. Y el blindaje tiene que ser desde el punto de vista fiscal y legal.

**Legal...**
—
Si uno tuviese una ley que blindara Vaca Muerta, no solo convocada por el oficialismo en el Congreso sino aprobada también por todo el arco opositor, creo que generaría cierto shock de confianza.

**¿Serviría como un espaldarazo de confianza?**
—
Creo que sí. Pero ¿desde qué punto? No me vas a tocar el precio del crudo. Ni el de venta del gas. Pero, especialmente, el del petróleo, que es lo que tiene impacto más inmediato en la compañía. No vas a alterar el régimen fiscal; va a ser competitivo contra la opción de inversión que tengo en los Estados Unidos. Ese tipo de blindaje, probablemente, genere un shock de confianza.

**Según Lopetegui, entre enero de 2004 y diciembre de 2015, el sector de productores le transfirió al sector de consumo unos u$s 50.600 millones en petróleo, en relación con lo que fue la distorsión de precios, entre el valor interno y el de *export parity*.**
—
La industria tiene memoria de largo plazo. Me acuerdo de que, cuando el barril estaba en u$s 120, acá se cobraba a u$s 40. Es muy difícil que veas una compañía internacional que, con ese antecedente que tiene el país, venga a invertir. La inversión en esta industria es el riesgo del futuro. Especialmente, en lo que es convencional.

**Se habla de un 2020 que será difícil, aun con todo lo que promete Vaca Muerta. En ese contexto, ¿qué estrategia puede implementar una petrolera independiente como Roch, que no tiene el respaldo financiero de los grandes *players*?**
—
Hay un modelo que podemos mirar y emular: el estadounidense. Es el único que, en no convencional, existe y con éxito. Hay unas 6.000 compañías como Roch. Vi empresas del tamaño de Roch haciendo operaciones fantásticas. La ventaja de Roch, más allá de la capacidad técnica de operar, es su estructura. Tiene muy bajo costo. Con lo cual, te acerca mucho más a lograr la rentabilidad. No tiene esa estructura paquidérmica en el exterior, que carga costos en la Argentina, sino que lo que ves es lo que es.

**¿Tiene sentido salir a buscar empresas así para que vengan a la Argentina?**
—
Creo que no tiene ningún sentido traer compañías del tamaño de Roch a la Argentina. Primero, porque la tecnología está disponible. No hay empresas pequeñas que tengan tecnología propietaria; Roch utiliza tecnología de punta en lo que hace. Y, segundo, porque Roch podría financiar gran parte de su operación con financiamiento local. Si bien los costos son en dólares, los pagos se hacen en pesos. Con una fuente de financiamiento a tasas razonables, Roch podría tener un papel protagónico.

**¿Qué hace falta? ¿Algún apuntalamiento normativo? ¿O, simplemente, estabilidad económica? ¿Un regulador que lo entienda?**
—
El regulador es la provincia de Neuquén. Es la autoridad de aplicación. Creo que, de alguna forma, la provincia está viabilizando el ingreso de compañías pequeñas a operar. La atomización del acreaje es un negocio para Neuquén porque mayor número de *players* es mayor nivel de actividad.

**¿Y de la Nación, que fija las políticas?**
—
Lo que decía antes: un blindaje del recurso, desde lo financiero hasta lo legal, lo fiscal y la estabilidad de precios.

**¿Cómo hace para garantizarlo, frente a una devaluación brusca como la que tuvo la Argentina en los últimos dos años?**
—
Ahí es donde el Estado tiene que empezar a usar la imaginación. Hay modelos que se pueden copiar. El componente fiscal del precio en surtidor es una variable muy importante de lo que uno paga como consumidor. Si eso actuase como un *buffer* de variaciones o aumentos del precio internacional, podrías compensarlo. Pero mantendría inalterado el precio en boca de pozo. El capital en esta industria es extremadamente líquido. La búsqueda de rentabilidad es el negocio nuestro del día a día. Lo digo con mi experiencia en una compañía internacional: yo competía con proyectos en el mundo. Si la Argentina no logra ser interesante al dólar americano, frente a la alternativa de inversión en los Estados Unidos, ese capital no lo vas a traer.

**En general, se habla de Vaca Muerta con una carga de voluntarismo muy alta, con el contexto real que tiene el país. ¿Hay algo que motorice una espiral positiva? ¿Qué se puede hacer?**
—
El blindaje. Estabilidad de precios, fiscal. La capacidad de que vos, como inversor, tengas la posibilidad de mantener tus dólares fuera del país para pagar deudas en dólares. Eso podría ser un elemento generador de confianza. Pero la confianza se genera con el hacer, no solo con la ley. La ley es un paso necesario pero no suficiente.

**¿Es atractivo todavía traer nuevos jugadores a Vaca Muerta? Se habla de que el acreaje más interesante ya está dado, en especial, en Neuquén.**
—
Ese acreaje es heredado. Esos b loques que ves en Neuquén son activos que nacieron desde el convencional y que, con el auge o el entendimiento de Vaca Muerta, cobraron relevancia. Es muy difícil exigirle a una compañía que está sentada en 1.000 kilómetros cuadrados que, si no desarrolla, lo devuelva. Desarrollar 1.000 kilómetros cuadrados son u$s 10.000 millones. No va a pasar eso.

**¿Qué oportunidades ve en la Cuenca Austral?**
—
Es un *play* que no está explorado o explotado como lo es hoy el Springhill. Porque fue siempre un elemento secundario. El descubrimiento del San Martín, con dos pozos que todavía –después de dos años de producción– son los más productivos de la Argentina, es un cambio de paradigma importante. Y, para Roch, genera enormes expectativas: por ese descubrimiento, que está en

**EN >**

ROCH, EN CIFRAS

| | | | |
|---|---|---|---|
| $ 3.057,26<br>MILLONES<br>DE ACTIVO | $ 593,02<br>MILLONES<br>DE PATRIMONIO NETO | $ 553,35<br>MILLONES<br>DE UTILIDAD BRUTA | $49,32<br>MILLONES DE RESULTADO NETO ANTES<br>DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS |
| $ 2.464,24<br>MILLONES<br>DE PASIVO | $ 1.527,55<br>MILLONES DE INGRESOS | -$ 83<br>MILLONES<br>DE RESULTADO NETO | -$ 261,2<br>MILLONES<br>RESULTADOS FINANCIEROS NETOS |

fase de pre-*sail*, todavía, pero también por cuántos más San Martín podemos encontrar en Tierra del Fuego. Estamos trabajando en dos ejes. Uno, entender qué es el San Martín, en cuanto a tamaño. Y que tiene su complejidad técnica el reservorio. Y cuántos más San Martín podemos encontrar. Con lo cual, estamos reinterpretando sísmica que tenemos en la isla. Estamos haciendo re-*entries* en pozos para ver si podemos producir. No te olvides de que el primer pozo, después de la perforación, de la estimulación, no tuvo manifestación de crudo. Estamos haciendo ese ejercicio.

**¿Qué tan grande puede ser la oportunidad?**

—

Es disruptivo ya ahora, con este nivel de producción por pozo. El dimensionamiento lo vamos a ver con dos pozos que haremos en 2020. Uno ya está fijo para el primer trimestre. El otro va a estar condicionado a los resultados del primero. Eso va a dar un *leak* más fuerte.

**¿Cuándo va a estar el primer pozo?**

—

No está la fecha concreta. Pero va a ser el primer trimestre.

**¿Cuándo puede terminar la fase de estudios, de entendimiento sobre qué hay ahí?**

—

Es una muy buena pregunta. Se la hice a mis técnicos hace cinco meses. Todavía no tengo una respuesta. Porque el San Martín es una anomalía. No es algo que uno pueda encontrar en los libros. Es un reservorio de origen volcánico. Alrededor del mundo no hay algo como esto, es único.

**¿Por qué?**

—

Tiene fracturas de origen térmico. Son de gran tamaño. Y una complejidad adicional, que son dos eventos volcánicos diferentes. Uno con fractura natural y el otro, con porosidad de matriz. Hicimos consultas a gente de afuera, a ver si existía algo análogo en el mundo. Hay mucho trabajo todavía.

**¿Cuánto foco de la compañía demanda este proyecto?**

—

Estamos poniéndole mucho énfasis al San Martín porque es la principal operación, producción que tenemos. En Chubut, tenemos lo que prometimos originalmente y que se cumple. Y estamos viendo una estrategia de crecimiento muy focalizada en campos que consideramos subexplotados, donde Roch puede rápidamente, con tecnología, aumentar la producción. Y agregar flujo y mejorar el *revenue* de la compañía.

**Si YPF avanzara en alguna búsqueda más agresiva de socios para poner en valor este tipo de campos, ¿ustedes estarían interesados en participar de ese proceso?**

—

Sí. Roch es un socio de preferencia. La tecnología está disponible para toda empresa. Pero Roch tiene una capacidad por su versatilidad, por su grupo de gente, para aplicarla. El tema no pasa por conocer la tecnología, sino por usarla. Las grandes compañías fallan en el uso de la tecnología, no es que no la tengan disponible. Roch demostró, en sus casi 30 años, que ha logrado con éxito rejuvenecer yacimientos. Con lo cual, si alguien en posesión de campos maduros busca una empresa socia que opere un campo maduro para rejuvenecer y elevar la producción, Roch es un socio ideal. En tecnología, *team* y costo operativo.

**¿Es costoso armar este tipo de organizaciones en la Argentina?**

—

Es una estrategia. No es un tema regional, de si en la Argentina es difícil o no. Pasa por la compañía en sí. Roch tiene una estrategia muy clara, muy definida. Cuando tenés una gran empresa, hay estrategias un poco más complejas. Por su diversidad de porfolio también.

**¿Cómo imagina 2020 para el *upstream* petrolero?**

—

Me tocó hacer el brindis en el Club del Petróleo. Pedí hacer un brindis por tres cosas. La última se refería a políticas energéticas que permitan el desarrollo del potencial de nuestro sector. Lo que espero, entonces, para 2020 es un gobierno que tenga la claridad para entender qué es lo que hace falta para que este sector se dinamice. Nuestro sector –en especial, el *upstream*– tiene la posibilidad de generar la segunda columna de generación de divisas del país. Vaca Muerta tiene un rol protagónico. También, los campos maduros. Pero Vaca Muerta posee una capacidad de respuesta muy rápida.

**A diferencia de los campos convencionales, Vaca Muerta requiere un nivel de inversión muy grande. Y los proyectos convencionales no tanto. ¿Conviene hacer un balance? Porque el 60-70% viene de campos convencionales, que declinan al 10-12-14%...**

—

La barrera de entrada al no convencional es algo muy alto para compañías como Roch. La segunda cuestión es que, con los campos maduros, más allá del potencial que tienen, se accede a infraestructura que ya existe. No son mutuamente excluyentes. Son *targets* diferentes. Roch va a focalizarse en campos maduros, aplicando tecnología y con estructura de costos bajos. Más que de campos viejos, hablo de petróleo nuevo de áreas viejas. ×

Alberto Laverán

ENTREVISTA CON ALBERTO LAVERÁN

# LA SOLUCIÓN NO ES MÁGICA, PERO ES MENOS COMPLICADA DE LO QUE SE CREE

CON FOCO EN VACA MUERTA, EL DIRECTIVO PROPONE UNA SALIDA HETERODOXA E INNOVADORA PARA EL *UPSTREAM* DE HIDROCARBUROS A PARTIR DE UNA LIBERACIÓN GRADUAL DE LA EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO. LOGRAR CRÉDITOS BARATOS CON LOS SISTEMAS DE PRE-FINANCIACIÓN, LA CLAVE DE LA INICIATIVA QUE TAMBIÉN PRETENDE AHORRARSE DISCUSIONES LEGISLATIVAS.

**ALBERTO LAVERÁN SE SUMERGE** en el análisis de la enmarañada coyuntura que atraviesa la industria hidrocarburífera en la Argentina. Habla con fruición, con la seguridad de quien hace tiempo realiza lecturas que cruzan múltiples variables, la mayoría inciertas. En definitiva, es a lo que se dedicó durante años en Dow, uno de los grandes *players* de la petroquímica global. El análisis de riesgo y la estrategia comercial de un negocio complejo como el del *Oil & Gas* es su área de competencia. Nacido en Bernal, Laverán se recibió de contador público de la UBA, sumó estudios en la Universidad del Sur y protagonizó una próspera trayectoria profesional que lo llevó por Estados Unidos, Bélgica y otros destinos de Europa. Su narrativa se distingue por un rasgo no del todo usual en el ámbito local: encauza la dificultad hacia una solución posible.

La entrevista con *TRAMA* se concretó a fines de noviembre en El Establo, un restaurante de época en el microcentro porteño, a pocos metros de la sede del Instituto Petroquímico Argentino (IPA). La propuesta consistía en tratar de hallar oportunidades o vectores de crecimiento en un escenario energético que en 2020 avizora una ralentización en términos de actividad e inversión.

En el *upstream* de hidrocarburos, Laverán apunta los cañones, en una primera etapa, a la producción de petróleo desde Vaca Muerta. En ese punto, su lectura está en línea con lo que analiza la mayoría de las petroleras, que en 2018 migraron al *shale oil*.

Lo disruptivo de su propuesta radica en el esquema que imagina para lograr un espiral ascendente de la inversión en una macroeconomía local vapuleada por los coletazos de la crisis.

Laverán cree que, pese a la caída de los precios relativos de los hidrocarburos por efecto de la devaluación, puede encontrarse una senda de desarrollo petrolífero si el gobierno entrante logra re-acceder al sistema internacional de prefinanciación de exportaciones. Eso permitiría contar con créditos blandos y generar un efecto de confianza de los jugadores multinacionales que están presentes en la industria. Al mismo tiempo, defiende una liberación paulatina y por etapas de la exportación de petróleo, que podría comenzar por el extremo sur del país. «Algunos sugieren la liberación la exportación de manera irrestricta que, si bien me encantaría, barrería por completo la especificación del oleoducto de Neuquén a Buenos Aires y provocaría una pérdida de capacidad de control por parte del gobierno sobre el precio de los combustibles en el surtidor», advierte.

**¿Cómo funciona la pre-financiación de exportaciones?**

—

Una pre-financiación de exportación puede extenderse hasta por una década. Se compromete como colateral el contrato de venta de petróleo, contra el cual se presta entre 70% y 80% de este. Por ejemplo, si se firma con un *trader* con el compromiso de entrega de un volumen de petróleo en el Puerto Rosales, se podría lograr un crédito extremadamente barato con un banco internacional: 4% a 180 días, 5% a un año y medio, o 6% a 10 años, siempre y cuando la frase «*pending of goverment approval*» no figure en el contrato, o sea que el gobierno no pueda bloquear la entrega física de los volúmenes comprometidos. Se saldría del mercado argentino para entrar al internacional, lo que convierte la incertidumbre de precio en un riesgo mitigable. El Ejecutivo podría pedir un «*first call*» en el producto, a precio de paridad de exportación, por ciertos volúmenes, para cumplir los requisitos que la ley le impone al administrador, que es básicamente no comprometer el abastecimiento del mercado interno.

La pata que permite capturar ese préstamo es el producto. Debemos aprovechar la coyuntura de disputa comercial entre China y los Estados Unidos. Justamente, los clientes chinos son quienes podrían financiarnos. No se trata de regalar nada, sino de ser inteligentes.

+

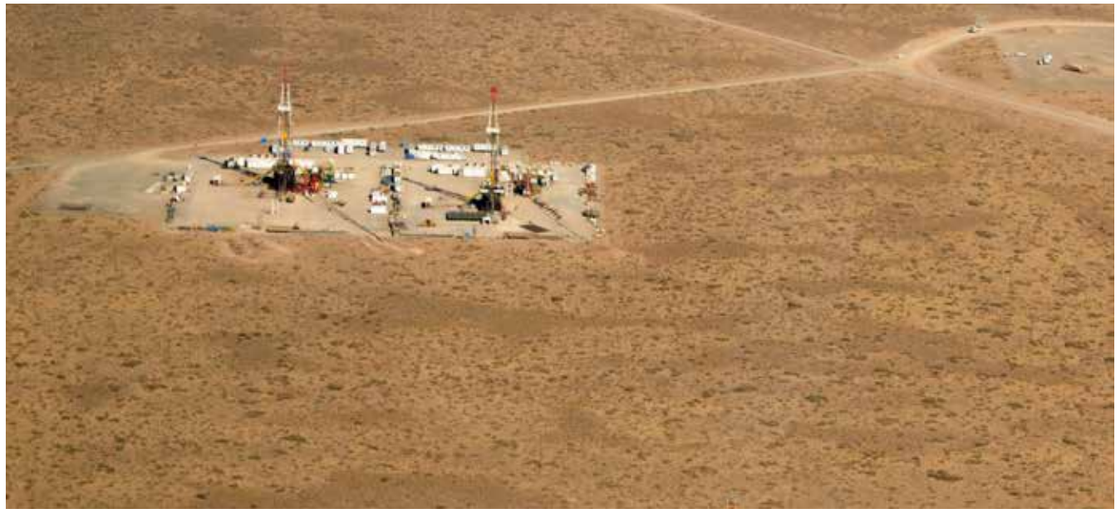
**El engaño del *export parity***

Tras el aumento del domingo 1 de diciembre, el precio del litro de nafta Súper en la Ciudad de Buenos Aires superó los $ 53. Las petroleras aguardan un nuevo incremento porque aún persiste un retraso que ronda el 15% respecto de la paridad de exportación, guarismo que resulta de descontar las retenciones al precio internacional. Aunque acuerda con la necesidad de achicar la brecha, Laverán prefiere alejarse del concepto: «El *export parity* es un concepto engañoso», advierte.

«Se mide precio contra precio –explica–, pero la exportación se paga en dólares a 15 días, mientras que la venta local es en pesos a mayores plazos. Un *export parity* equivalente en los dos no es real. Ningún banco descuenta la factura del refinador; o si lo hace, te liquida con el interés».

El ejecutivo de Dow, que regresó al país en 2012 tras unos años en los Estados Unidos y en Europa, comprende que la carrera de precios en el sector depende de la macro. «Si se hacen las cosas bien, es posible volver a ser un país 100% *export parity*. La clave es cerrar el déficit de cuenta corriente, que es la raíz de la inflación», concluye.

**EN >**



**¿Qué recepción tiene la propuesta en el sector?**

—

Habría que plantearle el esquema al próximo gobierno.
Los productores petroleros seguramente estarían a favor siempre y cuando se respete el precio. Además, reconocen que el acceso a mercados internacionales es un plus. Una cosa es el pago de u$s 50 *export parity* en pesos a 90 días en la Argentina, y otra en moneda dura en cuotas por prefinanciación de exportaciones.
Si se acuerda la entrega de 20.000 barriles diarios *free on board* en el Puerto Rosales, libre para exportación y a depositar en los tanques de *Oil Tanking* para que dispongan a su antojo, con ese documento un banco presta a 180 días al 4% en dólares.
La solución no es mágica, pero podría ser menos complicada de lo que se cree.

**¿Cómo se garantiza la instancia anterior de inversión para que exista un saldo exportable real de petróleo?**

—

Las compañías tomarán la decisión de invertir una vez que se quite el sistema de especificación forzada. Cuando ocurra, todo el sistema se irá por fuera buscando el óptimo económico.
El diseño centralizado de la estructura argentina de gas y petróleo apunta a la eficiencia en el consumo nacional, pero la convivencia con este es un obstáculo para vender al mercado externo. Al correr por un único oleoducto, el ingreso cada vez mayor de petróleo exportable desde Vaca Muerta, de por sí más liviano, quita de especificación a todo el oleoducto para la refinería de Ensenada y de Dock Sud. Una producción de 1 millón de barriles, un escenario sumamente posible de alcanzar dentro de cinco años, supondría exportar 800.000 de barriles API 45, conservar 200.000 en el mercado local –probablemente de Escalante, Mendoza y el norte–, e importar entre 300.000 y 400.000 de *bonny light* nigeriano. Y las refinerías correrían mejor. A fin de cuentas, el saldo sería positivo.
Además, si se creara un fondo de exportación, se podría compensar la diferencia entre el *import* y el *export parity*. Son u$s 6 por barril como máximo. Luego puede disponerse su forma de aplicación, ya sea como medida anti-shock de la devaluación o como cobertura de forma estructural del *import* y *export parity*.
El Impuesto a los Combustibles Líquidos (ICL, ex ITC) se distribuye con las provincias, por lo que el fondo debería compensarlas por el ICL que no se cobra. El desafío es cubrir dos o tres años, dado que el aumento de la producción exportable podría sacar de especificación a todo el sistema del sur durante el proceso. Ese es el *end goal*. La forma más sencilla es liberar la exportación de petróleo geográficamente.

**¿Cuál sería el eslabón inicial?**

—

La primera fase podría consistir en desbloquear inmediatamente las exportaciones del sur de Santa Cruz y de Tierra del Fuego, dos provincias que atraviesan una situación engorrosa. El impacto sería nulo. La producción petrolera de la primera es limitada.
Ya se está exportando vía Chile todo el gas posible a *Methanex*.
Al año siguiente o a los 18 meses podrían quitarse las trabas para su zona norte, Pico Truncado y Las Heras. A partir de ello, el despacho de gas al sur trasandino se incrementará y hasta podrían delinearse proyectos más volados, como instalar una exportadora de gas licuado modular en Tierra del Fuego.
Y la última fase sería Comodoro Rivadavia. Parte del gas conti-

**EN >**

“

LA PRIMERA FASE PODRÍA CONSISTIR EN DESBLOQUEAR INMEDIATAMENTE LAS EXPORTACIONES DEL SUR DE SANTA CRUZ Y DE TIERRA DEL FUEGO, DOS PROVINCIAS QUE ATRAVIESAN UNA SITUACIÓN ENGORROSA. EL IMPACTO SERÍA CASI NULO EN EL CORTO PLAZO.

nuará fluyendo hacia Buenos Aires porque no tiene alternativa. Quizá haya algún plan de exportación de gas licuado desde el extremo más austral. Los campos del sur de Santa Cruz y del *offshore* son buenos, pero les cuesta competir contra los de Neuquén por una cuestión logística: el transporte incremental es carísimo. No se molesta a los privados, ayuda a dos provincias que lo necesitan, evita efectos en el corto plazo y permite mostrar casos testigos en que la Ley (que permita la libre exportación de crudo) sea respetada. Además de accionar geográficamente, al mismo tiempo el plan sería liberar la exportación de crudo de 50º API para arriba.

**Eso apuntaría concretamente al crudo de Vaca Muerta...**

—

Exactamente. El problema es que en Neuquén no hay forma de realizar la separación, por lo cual empujaría a que el sistema se ocupara de solucionarlo. Una opción podría ser un ajuste de densidad en cabecera. Podría instalarse una separadora de densidades en la provincia para tomar la corriente de crudo que entra a Oldelval, separar desde más de API 40 y enviarlo con Puesto Hernández vía Chile.

**¿Los proyectos de Vaca Muerta son viables con un precio al productor de u$s 50 o u$s 55?**

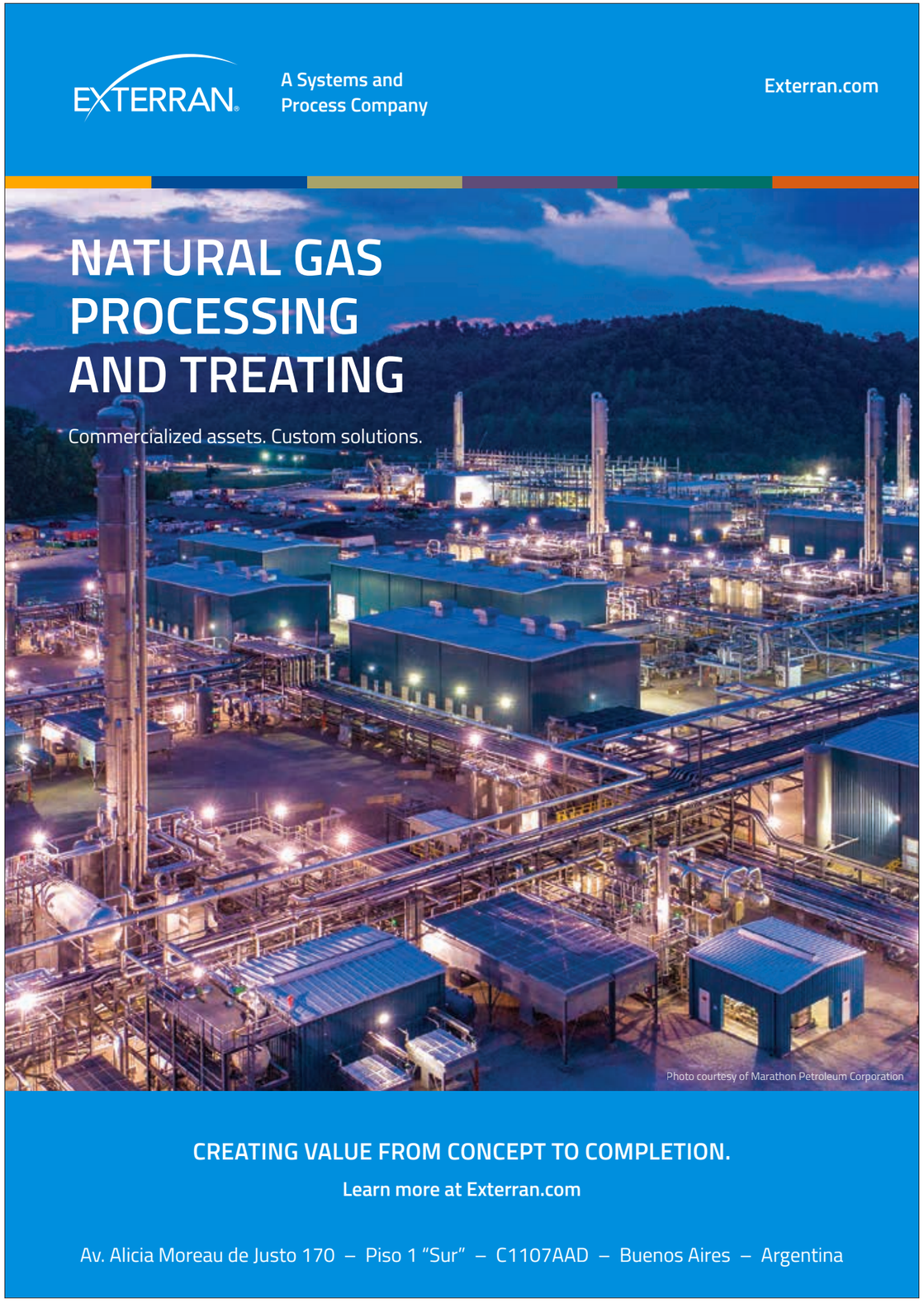
—

Seguro. Uno de Permian se solventa a u$s 38 con una tasa interna de retorno (TIR) del 9%, mientras que uno de Vaca Muerta llega a los u$s 40 con una TIR promedio de hasta el 15%. La diferencia radica en que la tasa de descuento es mayor acá y el costo del punto de fractura hidráulica ronda los u$s 230.000, contra u$s 120.000 de Estados Unidos. Como el nivel de actividad es más bajo, el costo es superior: se pueden realizar seis fracturas en un día, pero no se pueden sostener esos niveles porque no hay suficiente volumen de actividad. Es el huevo y la gallina.
Es fundamental que se permita acceder a la exportación y aumentar la masa crítica de los proyectos. Se puede competir contra Permian a nivel físico. El punto a resolver es el acceso al capital, donde la desventaja es grande.

**¿Qué medidas hacen falta para duplicar la producción de crudo?**

—

Hoy el nivel de oferta es de 500.000 barriles por día (bbl/d). Si el objetivo a un lustro es doblarlo, cubrir la diferencia demanda el incremento de la producción nueva en el orden de unos 150.000 bbl/d por año, ya que la declinación ronda los 50.000 barriles, a grandes rasgos. Para ello se necesitan 150 pozos nuevos por año, calculando 1.000 bbl/d cada uno. Equivalen a u$s 1.600 millones de inversión en upstream, más un monto de entre u$s 500 millones y u$s 1.000 millones en transporte, separación y procesamiento. Por otro lado, habrá un problema significativo con el gas asociado, porque todas las áreas de las ventanas de petróleo volátil o de *black oil* cuentan gas en distinto grado. En Loma Campana el GOR (gas/oil ratio) es de 300, y en Bajada de Añelo, puede estar cerca de 4.000. En valores de 3.000 GOR, cada barril significa unos 90 metros cúbicos (m3) de gas con gran poder calórico. Unos 500.000 barriles nuevos entregarían un excedente de 45 millones de m3/d adicionales de gas.
En ese escenario, el precio del gas podría acercarse al *lifting cost*, que ronda los u$s 1,80 por MMBTU, y rebotará entre *lifting* y el



“

LAMENTABLEMENTE, EL GOBIERNO ARGENTINO COLMÓ EL SISTEMA DE INCERTIDUMBRE CON LA PESIFICACIÓN Y EL CONGELAMIENTO DE PRECIOS, Y LA INDUSTRIA PETROLERA ESTÁ RESPONDIENDO EN CONSECUENCIA.

*break even* de pozos incrementales de gas seco (3-3,5 u$s/MMBTU). Al empujar todo el sistema al límite de la especificación, será necesario exportar LPG a destajo. Lo más lógico es colocar propano, butano y gasolina afuera, aunque también podrían instalarse centrales termoeléctricas que consuman esos productos. Al fin y al cabo, el saldo es beneficioso ya que se contará con gas barato y, por ende, con electricidad barata, que es la fuente de competitividad. La exportación de 500.000 barriles de petróleo y de 3 o 4 millones de toneladas de LPG equivaldría a un monto de entre u$s 10.000 millones y u$s 14.000 millones por año. Lograríamos un incremento de divisas entre exportaciones e inversiones, que es similar al tamaño del déficit de cuenta corriente argentino. Por primera vez en muchas décadas, el país podría gozar estructuralmente de un sistema superavitario.

**¿Es el único camino?**

—

Para cerrar el déficit de cuenta corriente, se reciben capitales para inversión o se generan ingresos vía turística o impositiva. En la cuenta capital, compuesta por los préstamos y los pagos, no hay margen por falta de crédito. En el mejor de los casos llegarán inversiones extranjeras directas, aunque es difícil en el contexto de incertidumbre que atraviesa el mercado argentino. En cuanto a la balanza comercial, la mayor parte de las importaciones son bienes destinados a la capacidad productiva, indispensables para continuar exportando. Estamos en el límite mínimo y es imposible perforar los u$s 45.000 millones de importaciones sin resentir la capacidad productiva del sistema. Eso incluye un par de miles de millones en combustibles, pero se debe a una cuestión de especificación del gasoil, ya que la demanda del Euro Diesel, por ejemplo, aún no se puede abastecer localmente. Se terminarán exportando gasolinas y *fuel oil*, y se importará diesel, en grandes rasgos.

**REGULACIÓN**

Laverán considera que no es necesario embarcarse en una nueva Ley de Hidrocarburos, tal como proponen algunos alfiles del Frente de Todos. Sí propone concentrar esfuerzos en modificar los decretos reglamentarios y resoluciones ejecutivas de ese marco regulatorio. «Es preferible evitar un debate sin sentido en el Congreso, donde los legisladores probablemente expongan sobre temas que desconocen y se fuerce a los representantes del peronismo a votar un texto que tal vez los incomode», advierte. En ese marco, confía en que la coyuntura los empuje a superar discusiones. «La gran ventaja actual de la Argentina es que atraviesa una crisis que, como tal, alinea y fuerza a tomar decisiones. No se puede plebiscitar todo. Debatir temas complejos con gente que los ignora es bastardear el conocimiento», señala. De todos modos, reconoce que la normativa general requiere algunos cambios. «Modificaría la potestad del administrador para bloquear las exportaciones en proyectos determinados. Una de las cláusulas impide vender afuera cuando las reservas no están probadas. Lo que cambiaría es transformarlas en recursos económicamente desarrollados para desvanecer de manera automática la condición de escasez. No hay reservas para que un funcionario pueda justificar exportaciones, pero sí recursos económicamente recuperables a 200 años», indica. Y agrega: «La redacción actual motiva a quienes están a cargo de las aprobaciones a no conceder ni una, porque saben que posteriormente se exponen a una multiplicidad de juicios».

**¿Las empresas del *upstream* no pedirán como garantía una Ley en lugar de un decreto presidencial?**

—

Sería ideal, pero es diferente de lo posible. En ese caso, podría impulsarse una Ley de promoción del desarrollo de los recursos naturales, que establezca su libre disponibilidad a cambio de que el Estado cuente con un *call* a precio exportable en una cuota cuidadosa; no por el total, porque perdería el sentido. Asimismo, como la plata se trae de afuera, el productor debería gozar de libre repatriación del dinero hasta el monto invertido: cuando lo exceda, se somete al marco del resto de las empresas. Por otro lado, en vez de incluir la complejidad del ajuste por inflación, y dado que el inversor afronta un efecto negativo en el impuesto a las ganancias por la suba de precios, le ofrecería amortización acelerada por el 100%. La tasa de exportación sería igual a la diferencia entre un proyecto similar y el suyo, obviamente en un porcentaje, ya que el riesgo nacional es mayor, y discriminada geográficamente.

**¿Cómo encaja un proyecto expansionista en una coyuntura recesiva?**

—

Nos enfrentamos a un escenario de riesgo e incertidumbre. El riesgo puede mitigarse; la incertidumbre no. Lamentablemente, el gobierno argentino colmó el sistema de incertidumbre con la pesificación y el congelamiento de precios, y la industria petrolera está respondiendo en consecuencia. Estamos acostumbrados a soportar la volatilidad de los precios del crudo y del gas por la especificidad del sector. Sin embargo, no es nuestra tarea lidiar con el precio de la gasolina en Lomas de Zamora o con los saltos del tipo de cambio. La única solución ante la incertidumbre es sentarte y esperar que pase, como en la vida cotidiana. La situación y la posición de negociación son mejores que en 2010. Se sabe que hay reservas que estuvieron ahí por 300 millones de años, que los proyectos de petróleo caminan a u$s 45 el barril y los de gas a u$s 3,50 o u$s 4 por MMBTU. Tal vez podría pensarse en que la de aceptar que un contrato de venta al exterior de petróleo que incorpore una cláusula por la cual el gobierno argentino disponga un *call* de hasta un 20-30% sobre la producción toda vez que abone a valor exportado, incluso con un certificado dolarizado para descontar impuesto a las ganancias o cargas sociales. Es preferible riesgo en lugar de incertidumbre. ×

BALANCE
**ENERGÉTICO**

GUSTAVO LOPETEGUI RESUMIÓ LA EVOLUCIÓN DE LAS PRINCIPALES VARIABLES SECTORIALES

# EL BALANCE ENERGÉTICO DE MACRISMO

PUSO EL FOCO EN LA REDUCCIÓN DE SUBSIDIOS, LA RECOMPOSICIÓN DE PRECIOS Y TARIFAS, EL INCREMENTO DE LAS INVERSIONES EN VACA MUERTA, LA MEJORA DE LA OFERTA DE GAS Y LA DISMINUCIÓN DEL DÉFICIT ENERGÉTICO. EL IMPACTO SOCIAL Y LA POLÉMICA POR LA RESOLUCIÓN 46/17.

Por Fernando Krakowiak

> EN 2015 LOS HOGARES PAGABAN EN SU FACTURA SOLO EL 7% EN PROMEDIO DEL COSTO DEL GAS, Y ESTE AÑO ESE PORCENTAJE TREPA A 54%.

**GUSTAVO LOPETEGUI** está convencido de que el balance que arrojó la política energética del macrismo tiene un saldo positivo y no ahorró esfuerzos para intentar demostrarlo. El miércoles 20 de noviembre, el entonces secretario de Energía reunió a un grupo de periodistas a las 11 de la mañana en su despacho del sexto piso del Ministerio de Hacienda y dedicó cuatro horas y media a exponer cómo evolucionaron una serie de variables clave del sector a lo largo de los últimos cuatro años. Fueron dos PowerPoint de 63 páginas en total y un pendrive donde incluyó un tercer documento de 191 páginas para quien quisiera profundizar un poco más.
Como ocurre en estos casos, se mostró la foto del antes y el después, poniendo el foco en la reducción de subsidios, la recomposición de precios y tarifas, el incremento de las inversiones en Vaca Muerta, la mejora de la oferta de gas, la disminución del déficit energético, la expansión de las energías renovables y el fin de la intervención de los entes reguladores, entre otros puntos.
La contracara de este proceso fue el alto costo social provocado por la fuerte suba de tarifas, la polémica generada en torno a los subsidios a Tecpetrol que habilitó la resolución 46/17 y, fundamentalmente, las consecuencias que trajo un esquema con precios dolarizados en un contexto macroeconómico de alta inflación que terminó de crujir con la crisis cambiaria, derivando en medidas de emergencia como la postergación de aumentos tarifarios y el congelamiento de crudo y combustibles.

**SUBSIDIOS Y TARIFAS**

El kirchnerismo partió en 2003 de niveles de subsidios a la energía que no llegaban ni al 0,1% del Producto Interno Bruto (PIB) y terminó alcanzando un pico de 3,5% en 2014, entre electricidad, gas, GLP, petróleo y derivados. Las fuertes subas de tarifas autorizadas por esta gestión, y en menor medida la baja del precio promedio que recibe la oferta, llevaron a que ya en el primer año ese monto se redujera al 2% del PIB y en 2017 retrocediera a 1,3%; pero en 2018, en medio del descalabro macroeconómico, los subsidios subieron a 1,5% y este año están proyectados en 1,4% del PIB.

La composición por segmento en valores absolutos permite ver que entre 2015 y 2019 los subsidios en electricidad disminuyeron de u$s 11.812 a 3.737 millones (-68%), en gas y GLP cayeron de u$s 5.640 a 2.216 millones (-61%) y en petróleo eran u$s 1.510 millones y desaparecieron, porque los programas de estímulo a la producción y exportación, como Refino Plus y Exportación Plus, se terminaron. A raíz de ello, el monto total se redujo de u$s 18.961 a 5.954 millones (-69%).
En el caso del gas y los combustibles líquidos, el precio que paga la demanda trepó de u$s 3,5 a 3,7 por millón de BTU entre 2015 y 2019, apenas un 3%, pero cuando se observa la evolución por segmento puede verse que el impacto estuvo concentrado fundamentalmente en hogares y comercios.
Los clientes residenciales en 2015 pagaban u$s 0,9 por millón de BTU y este año terminarán pagando u$s 3,1 (+249%). En relación con el costo, en 2015 los hogares abonaban en su factura solo el 7% en promedio del costo del gas y el 13% si se sumaban los eslabones del transporte y la distribución. Este año esos porcentajes trepan a 54% y 66% respectivamente.
Para los comercios, el precio del gas por millón de BTU se elevó de u$s 0,2 a 3 (+1.498%) y el GNC, de u$s 2,3 a 3,4 (+51%), mientras que para la industria pasó de u$s 3,9 a 3,7 (-4%) y para las usinas, de u$s 5,2 a 4,1 (-22%).

**¿No es demasiado haberles subido la tarifa de gas a los comercios casi 1.500% en cuatro años?, le preguntó *TRAMA* a Lopetegui.**

—

Lo que pasa es que era gratis. Los porcentajes de algo que era gratis pierden un poco de sentido, lo que hay que ver es cuánto representa el gas en la estructura de costos.

**Pero, más allá de su incidencia en los costos, es un impacto fuerte pasar de u$s 0,2 a 3 por millón de BTU en cuatro años luego de 12 años en que ese valor fue retrocediendo gradualmente.**

—

Hay gente que me dice que fuimos poco graduales, y otros, que fuimos muy graduales.

+
**Números**

**1,4%**
DEL PIB SERÁ EL MONTO DESTINADO A SUBSIDIOS EN 2019, LUEGO DE HABER ALCANZADO UN PICO DE 3,5% EN 2014.

**69%**
CAYERON LOS SUBSIDIOS EN MONEDA DURA AL PASAR DE U$S 18.961 A 5.954 MILLONES.

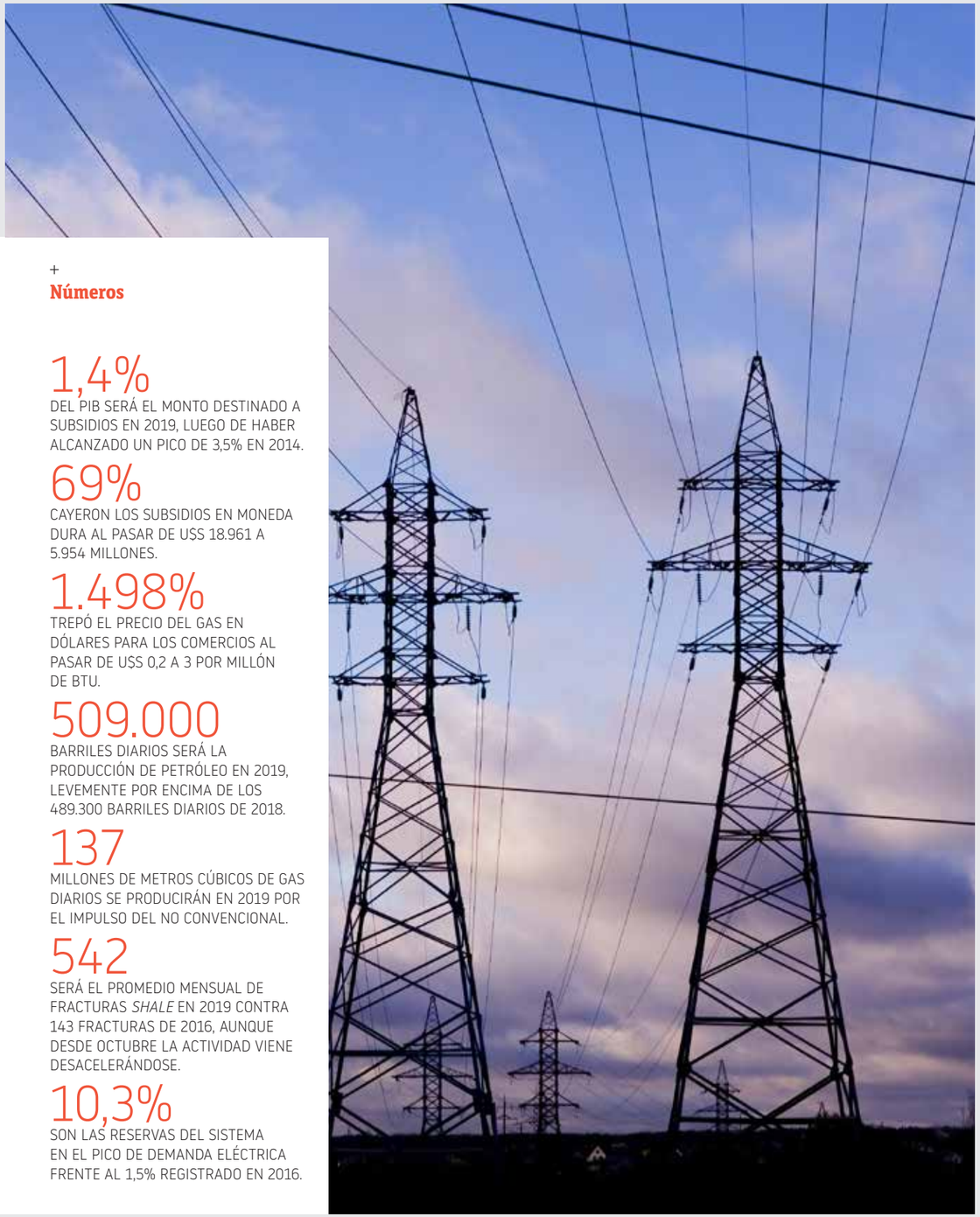
**1.498%**
TREPÓ EL PRECIO DEL GAS EN DÓLARES PARA LOS COMERCIOS AL PASAR DE U$S 0,2 A 3 POR MILLÓN DE BTU.

**509.000**
BARRILES DIARIOS SERÁ LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN 2019, LEVEMENTE POR ENCIMA DE LOS 489.300 BARRILES DIARIOS DE 2018.

**137**
MILLONES DE METROS CÚBICOS DE GAS DIARIOS SE PRODUCIRÁN EN 2019 POR EL IMPULSO DEL NO CONVENCIONAL.

**542**
SERÁ EL PROMEDIO MENSUAL DE FRACTURAS *SHALE* EN 2019 CONTRA 143 FRACTURAS DE 2016, AUNQUE DESDE OCTUBRE LA ACTIVIDAD VIENE DESACELERÁNDOSE.

**10,3%**
SON LAS RESERVAS DEL SISTEMA EN EL PICO DE DEMANDA ELÉCTRICA FRENTE AL 1,5% REGISTRADO EN 2016.



**EN >**

“
LOPETEGUI DESTACÓ TAMBIÉN QUE DURANTE LOS ÚLTIMOS CUATRO AÑOS LA POTENCIA DISPONIBLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO AUMENTÓ EN 4 GW.

Por el lado de la oferta, el costo promedio del gas y los combustibles alternativos cayó entre 2015 y 2019 de u$s 6 a 4,6 por millón de BTU (-22%). Ese retroceso se debió fundamentalmente al reemplazo de combustibles más caros por la mayor producción de gas doméstico. En 2015, el GNL regasificado representaba un 13% de la oferta y este año caerá a 4%; los combustibles líquidos retrocedieron de 13% a 1%, mientras que la participación del gas doméstico trepó en el mismo período de 64% a 84%. En este último segmento, el gas sin subsidio representa el 67% de la oferta total y se paga u$s 3,4, mientras que el gas subsidiado a través de la resolución 46/17 aporta el 17% del total y se abona u$s 7 por millón de BTU.
En electricidad, el precio que paga la demanda pasó de u$s 18 a 46 por Mwh (+158%) y, al igual que en el gas, el mayor impacto de los aumentos recayó sobre hogares y comercios. Las tarifas residenciales treparon de u$s 6 a 39 por Mwh (+606%), y los comercios chicos, de u$s 10 a 42 (+337%). En 2015, lo que pagaban aquellos usuarios abastecidos a través de la red de distribución cubría apenas el 15% del costo monómico y este año se llegó al 63%, aunque es probable que, debido a la suba de costos de los últimos meses, mientras la tarifa permanece estable, ese porcentaje termine cayendo en diciembre al 52%.
Por el lado de la oferta de electricidad, el costo promedio bajó en cuatro años de u$s 70 a 67 por Mwh. El costo de la energía térmica, que representa el 56% de la oferta total, retrocedió de u$s 95 a 88 (-7%); el de la nuclear, que aporta el 7%, retrocedió de u$s 120 a 96 (-22%); y el de las renovables, que ya suman el 5%, cayó de u$s 136 a 96 (-32%), mientras que la hidroeléctrica, que aporta el 31%, subió de u$s 12 a 18 (+56%), y la importación, que representa apenas el 1%, se fue de u$s 20 a 21 (2%).

**PRODUCCIÓN**

Argentina llegó a producir un pico de 847.000 barriles diarios de petróleo en 1998 y luego comenzó a retroceder hasta tocar un piso de 489.300 barriles diarios en 2018, según se detalla en el documento oficial «Escenarios energéticos 2030». Lopetegui aseguró que este año la curva ha comenzado a revertirse de la mano de los no convencionales y 2019 podría cerrarse con una producción de 509.000 barriles diarios. La producción *shale* estaba creciendo en septiembre un 49,5% interanual y ya representa el 21% del total producido. En el caso del gas, la producción en 2006 alcanzó un pico de 142,5 millones de metros cúbicos diarios. Luego retrocedió hasta 113,7 millones a finales del kirchnerismo y también comenzó a recuperarse de la mano del no convencional. Este año se prevé alcanzar un promedio de 137 millones de metros cúbicos diarios. No obstante, Lopetegui advirtió que, debido a las restricciones de transporte, no podrá seguir creciendo hasta que se construya un nuevo gasoducto. Mientras tanto, la producción *shale* irá reemplazando cada vez más una producción convencional en declive.

**VACA MUERTA**

Luego del trabajo pionero realizado por YPF en Vaca Muerta desde 2012, en los últimos años se empezó a ver un incremento sostenido en la cantidad de fracturas *shale* con una mayor presencia de las empresas privadas, incentivadas primero c on el Plan Gas y luego con la resolución 46/17. En 2016, el promedio mensual de fracturas, indicador del nivel de inversión, fue de 143; en 2017 trepó a 248; en 2018 a 402, y este año terminará en 542 fracturas. También se registró una mejora notable de la productividad. Los pozos realizados en 2013 habían llegado a producir 50.000 barriles equivalentes después de 24 meses de operación, pero el cambio por pozos horizontales disparó la productividad y en la actualidad alcanzan seis meses para que superen los 150.000 barriles equivalentes.
Este crecimiento en el nivel de actividad registró un freno significativo a partir de octubre. En un intento por diluir las responsabilidades de su gestión, Lopetegui atribuyó el parate a la falta de un nuevo gasoducto que permita comercializar la producción excedente de gas y a la incertidumbre que genera el próximo gobierno. «Las fracturas disminuyeron fundamentalmente por dos motivos. Primero, porque la ventana de gas se paró; esto se debe a que, hasta que no se construya el nuevo gasoducto, o no haya visión de que se va a construir, no tiene ningún sentido seguir perforando pozos si hay pozos de gas tapados. El segundo motivo es la incertidumbre de lo que va a pasar en el futuro», aseguró.

**EN >**

“
DEBIDO A LAS RESTRICCIONES DE TRANSPORTE, LA OFERTA DE GAS NO PODRÁ SEGUIR CRECIENDO HASTA QUE SE CONSTRUYA UN NUEVO GASODUCTO.

**También influyó el congelamiento de precios.**
—
Mucho más que el congelamiento influyó el triunfo de (Alberto) Fernández y que diga que va a pesificar las tarifas, que va a haber retenciones y que las petroleras tienen que hacer un esfuerzo.

**¿Y la modificación de la resolución 46 no influyó en el freno que aplicó Tecpetrol?**
—
Tecpetrol no produce más porque, si lo hace, no tiene cómo sacarlo. Lo que hoy impide el desarrollo del gas es la falta de transporte. YPF y Pampa tienen pozos cerrados.

**¿No fue un error haber orientado los subsidios públicos a compañías privadas como Tecpetrol a través de la resolución 46/17 mientras YPF tiene que cerrar pozos porque no puede competir?**
—
La resolución 46 estuvo dispuesta para todos y se aprobaron los ocho primeros proyectos que llegaron.

**Pero el criterio de distribución de ese dinero marginó a quienes ya venían llevando adelante desarrollos e YPF fue pionero en Vaca Muerta.**
—
Todo es perfectible, pero Tecpetrol se apuró, puso u$s 2.300 millones y lo hizo bien. Luego Lopetegui aseguró que Vaca Muerta es desarrollable con el petróleo a u$s 50 y el gas a u$s 3,50 por millón de BTU. A su vez aclaró, en respuesta a los anuncios de pesificación que realizó el presidente electo Alberto Fernández, que «si nosotros queremos atraer inversión, el precio del petróleo y del gas tiene que estar en dólares».

**POTENCIA Y EQUILIBRIO**

Lopetegui destacó también que durante los últimos cuatro años la potencia disponible en el sistema eléctrico aumentó en 4 Gw y aseguró que hay 5 Gw más por venir entre renovables y los ciclos combinados que se prevé cerrar el año que viene. A su vez, aseguró que las reservas del sistema en el pico de demanda eléctrica crecieron de 1,5% en 2016 a 10,3% en 2018. «Un 1,5% es emergencia energética. Por eso en ese momento la declaramos, ya que los cortes rotatorios que había a finales del gobierno anterior no eran solo por problemas de distribución, sino también por falta de generación», aseguró el funcionario.
Por último, destacó la reducción del déficit comercial de la balanza energética. En 2006, Argentina tenía un superávit de u$s 6.100 millones que se fue deteriorando hasta alcanzar en 2013 un déficit de u$s 6.900 millones. Luego el rojo comenzó lentamente a disminuir. El año pasado cayó a u$s 2.300 millones y para este año Lopetegui pronosticó que el saldo entre importaciones y exportaciones será neutro. ×


Todo se transforma

Creamos nuestras materias primas de modo consciente con el medio ambiente, para que generen nuevos productos que más tarde serán reciclados y reutilizados, transformando así, los residuos en recursos.

Petrocuyo
Repensando el futuro

www.shakespearestudio.com.ar

**EL CÁLCULO DE GUSTAVO LOPETEGUI**

# CUÁNTO DEBERÍA AUMENTAR EL GAS

AL CIERRE DE SU MANDATO, EL FUNCIONARIO DETALLÓ EN UN ENCUENTRO CON PERIODISTAS CÓMO AJUSTARÍA EL PRECIO SI LE TOCARA SEGUIR NEGOCIANDO CON LAS EMPRESAS A PARTIR DEL 10 DE DICIEMBRE. AHORA LA DECISIÓN QUEDA EN MANOS DEL PRÓXIMO GOBIERNO.

Por Fernando Krakowiak

EN >

**EN FEBRERO DE ESTE AÑO**, el gobierno realizó una subasta en el MEGSA para asegurar el gas de los hogares durante un año. El precio promedio del gas en boca de pozo surgido de esa compulsa fue de u$s 4,55 por millón de BTU, con un tipo de cambio de $ 41 que se tomó como referencia por seis meses a partir del 1 de abril. La actualización del tipo de cambio debería haberse realizado en octubre, pero el gobierno la postergó. Gustavo Lopetegui había asegurado, además, que estaba evaluando realizar una nueva subasta, pero a 20 días de terminar su mandato lo descartó. «No hay urgencia. La subasta está vigente hasta el 31 de marzo y me parece tiempo suficiente para que el próximo gobierno decida qué quiere hacer», aseguró en un encuentro con periodistas. No obstante, el funcionario detalló cómo ajustaría el precio si le tocara seguir negociando con las empresas a partir del 10 de diciembre.

**¿No venció el 1 de octubre el cuadro tarifario?, le preguntaron a Lopetegui.**

—

Los u$s 4,55, no. Lo que había que actualizar semestralmente es el tipo de cambio. Eso es obligatorio hacerlo porque lo prevé el marco regulatorio. Si no lo hacen, van a tener que cambiarlo.

**¿Pero esa actualización no la tendría que haber hecho usted?**

—

Tendría que haberse hecho en octubre, pero como postergamos todo para enero no se hizo.

**¿Cuánto da esa actualización?**

—

El dólar de abril era $ 41 y ahora es $ 60. El promedio de todo el año te da un precio del gas de u$s 3,70, tomando el tipo de cambio actual, sin actualización hasta diciembre. Hoy hay un consenso

“

EL PRECIO PROMEDIO QUE PERCIBIRÁN LAS PETROLERAS EN EL AÑO ES U$S 3,70 Y U$S 3,10 POR MILLÓN DE BTU ES LO QUE ESTÁN RECIBIENDO AHORA.

entre las empresas de que el precio para desarrollar el gas de Vaca Muerta se ubica en alrededor de u$s 3,50. El precio promedio de gas residencial y comercial, que es el más crítico políticamente, este año va a ser de u$s 3,70 en promedio, pero si tomamos los u$s 4,55 por $ 41 y lo dividimos por $ 60, te da u$s 3,10. Por lo tanto, para llegar a esos u$s 3,50 tendrías que subir el precio de gas en boca de pozo un 13%. Esto es solo el precio del gas, ya que distribución y transporte ajusta por inflación.

Lopetegui afirma que el precio promedio del año va a ser u$s 3,70 porque, si bien el precio que surgió de la subasta fue de u$s 4,55 por millón de BTU, entonces se aclaró que el riesgo cambiario corría por cuenta de los productores. Para evitar los conflictos surgidos luego de la devaluación de mediados de 2018, Enargas explicitó en noviembre de ese año –a través del decreto 1053/18– que los proveedores de gas no podrían trasladarle al usuario las variaciones del tipo de cambio ocurridas dentro de cada período estacional de seis meses. Por lo tanto, entre abril y septiembre no les corresponde recibir u$s 4,55 sino el equivalente en pesos con un dólar de $ 41. A raíz de ello, Lopetegui aclaró que el precio promedio que percibirán en el año no es equivalente a u$s 4,55 sino a u$s 3,70. Por otra parte, los u$s 3,10 por millón de BTU es lo que están recibiendo ahora y que lleva el promedio anual para abajo.

**¿Pero cuánto habría que subir la tarifa de gas si se respetara el precio de u$s 4,55 por millón de BTU?**

—

El precio de u$s 4,55 no lo tenemos que respetar porque lo que se decidió el año pasado es que el riesgo del tipo de cambio lo corren los productores. Cuando pusieron u$s 4,55 era u$s 4,55 por $ 41 por seis meses. Lo que sí habría que actualizar es octubre, noviembre y diciembre, tomando la diferencia de tipo de cambio entre $ 41 y 60, pero eso depende de la política que decida el próximo gobierno.

**¿Y cuánto debería haber aumentado el gas en octubre?**

—

Debería haber aumentado el resultado de dividir 60 por $ 41, pero probablemente eso no ocurra. Ahora bien, para adelante el precio de u$s 4,55 del gas suena a todas luces muy alto. Hoy los productores están desesperados. Hay exportaciones de gas a u$s 2. Si hay un consenso de que el precio del gas para el desarrollo de Vaca Muerta es u$s 3,50, se podría fijar ese precio de alguna manera. Podría hacerse una subasta como la que hicimos nosotros, pero con un precio tope de u$s 3,50. Hoy el precio que reciben es de u$s 3,10. Por lo tanto, tendrías que aumentar un 13% en pesos. Eso es lo que haría yo. Hoy tenés exceso de producción de gas y de generación eléctrica. Por lo tanto, en lugar de meterme a romper la regulación iría por mercado y haría licitaciones de gas con precio tope.

**Pero eso es solo el precio del gas. Falta transporte y distribución.**

—

Para transporte y distribución tendrás que aumentar en base a la inflación. Es la inflación acumulada desde abril, pero eso lo tenés que negociar. Por ejemplo, las distribuidoras cuentan con un plan de inversión que se acordó cuando se hizo la RTI, con una perspectiva de crecimiento del país y de la demanda que no ocurrió. Entonces, yo me sentaría con las distribuidoras y les diría: «Reduzcamos las exigencias de inversión que tienen, pospongámoslas y no aumentemos lo que dice la inflación». Y con transporte sería lo mismo. El Enargas escribió que estaba dispuesto a discutir eso. ×

We are Baker Hughes, an energy technology company

Baker Hughes

EVOLUCIÓN DEL CRUDO LOCAL Y EL INTERNACIONAL

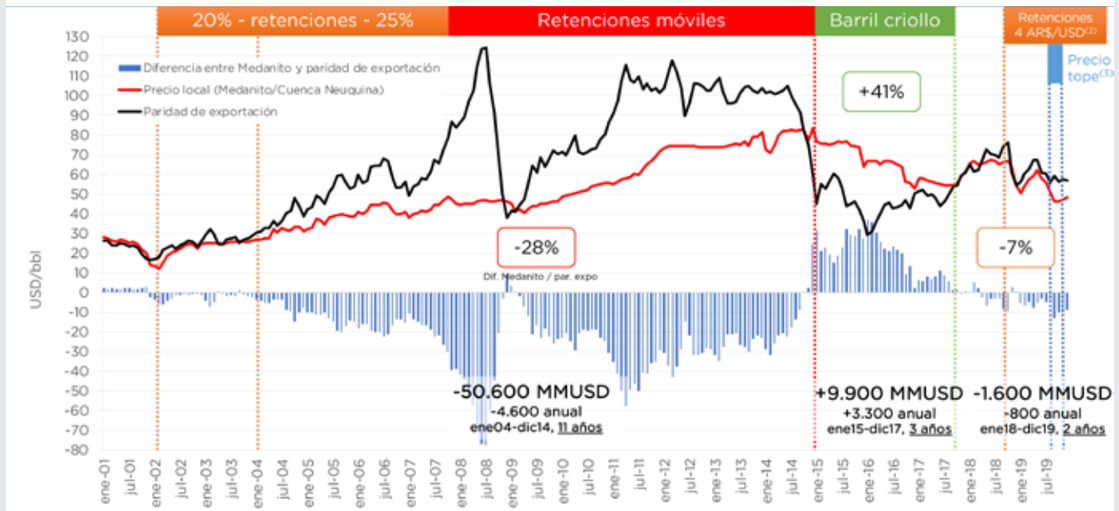
# HISTORIA DE RETENCIONES, BARRIL CRIOLLO Y CONGELAMIENTOS

Por Fernando Krakowiak

**DURANTE LA PRESENTACIÓN** del balance de su gestión al frente de la Secretaría de Energía, Gustavo Lopetegui se mostró molesto por la reacción que generó el congelamiento del precio del crudo y los combustibles que aplicó el gobierno luego de las elecciones primarias de agosto. «Siempre me opuse al congelamiento. Lo que pasa es que soy miembro de un gobierno y traté de hacer lo mejor que pude dentro del congelamiento, que fue no congelar el canal mayorista –que es el 40% del total–, y después tuvimos dos aumentos, uno de 4% y otro de 5%, y el día que tenía que terminar el congelamiento terminó», aseguró el funcionario. No obstante, luego fue un poco más allá y mostró un gráfico sobre la evolución del precio del crudo local e internacional desde enero de 2001 con la intención de poner en perspectiva histórica lo ocurrido en los últimos tres meses, en comparación con el conjunto de la gestión macrista y, fundamentalmente, con la política energética del kirchnerismo. A su vez, el repaso sirve para ver los desafíos que vienen por delante.
Para calcular la paridad de exportación, Energía tomó la evolución del precio internacional del crudo WTI menos u$s 1,5 por barril hasta diciembre de 2007, y luego el crudo Brent más u$s 1 por barril, descontado un 7% en concepto de flete y otros gastos. Esa curva la comparó con la evolución del precio del crudo a nivel local.
En el gráfico que distribuyó Lopetegui (ver aparte) puede verse que hasta el fin de la convertibilidad, en enero de 2002, hubo una paridad absoluta entre los precios locales y la paridad de exportación. A inicios de 2002 se mantuvo esa situación, pese a que se introdujeron retenciones a las exportaciones. «Cuando se introducen las retenciones, la línea roja que marca la evolución del precio local debería haber bajado, pero como no había muchas exportaciones, se mantuvo», aclaró Lopetegui.
Durante 11 años del kirchnerismo, en cambio, se observó una enorme transferencia desde la industria petrolera hacia el consumo, que acumuló u$s 50.600 millones, unos u$s 4.600 millones anuales, por la fijación de retenciones a la exportación que separaron el precio local del internacional, con el consiguiente impacto en los niveles de inversión.
La medida más dura fue la resolución 394/2007, ideada por el

+

## Precio del petróleo crudo local e internacional*




Notas: (1) La paridad de exportación se muestra como el precio internacional del WTI - 1,5 USD/bbl hasta dic07 y Brent + 1,0 USD/bbl desde entonces. Adicionalmente, se descontó un 7% en concepto de flete y gastos. (2) Vigentes hasta el 31/12/2020, al tipo de cambio mayorista de octubre equivalen al 6,8% del precio de venta. (3) Régimen transitorio vigente entre el 16/08/2019 y el 13/11/2019.
Fuente: elaboración propia sobre la base de SGE, EIA y fuentes del mercado.

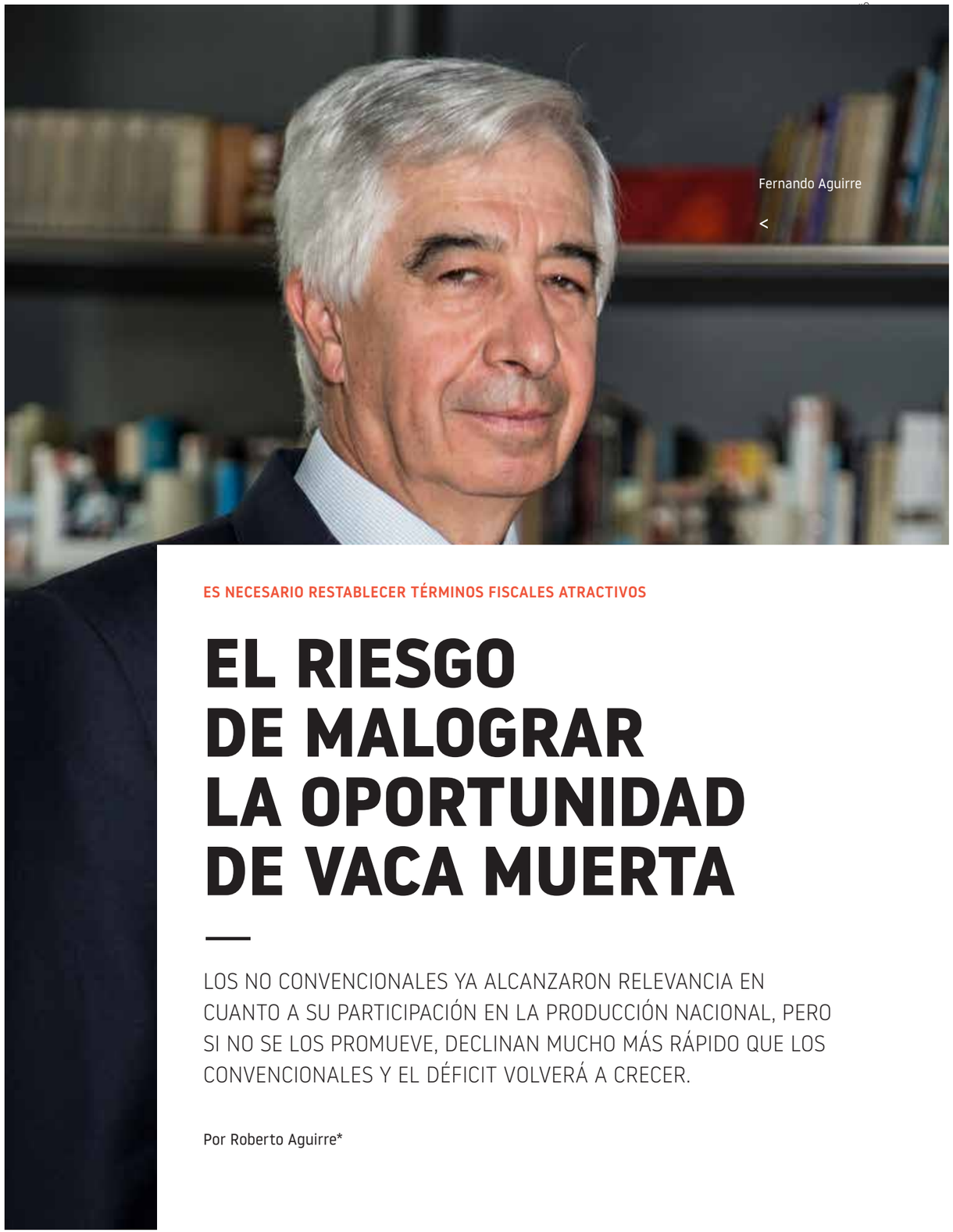
26

entonces secretario de Comercio Guillermo Moreno y firmada por el ministro de Economía Miguel Peirano, que topeó el precio interno del crudo en u$s 42 cuando, previo a la crisis de 2008, la cotización internacional llegó a superar los u$s 120. «Esto duró 11 años y nadie hablaba ni de lejos como hablaron durante los 90 días del congelamiento. Once años en los que a la industria le quitaron el 28% con respecto a su paridad de exportación», subrayó Lopetegui.

En enero de 2015, a raíz de la caída en la cotización internacional del crudo, el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner implementó el barril criollo para defender los empleos de la Patagonia. A raíz de ello, el consumidor argentino pagó durante tres años un 41% más del valor que arrojaba la paridad de exportación. En valores absolutos, esa medida significó una transferencia de u$s 9.000 millones por parte de los consumidores hacia la industria, unos u$s 3.300 millones anuales.

Cuando asumió Mauricio Macri, propuso un sendero gradual destinado a hacer converger el precio local con la paridad de exportación. En agosto de 2017, se alcanzó finalmente la convergencia, aunque duró poco porque la devaluación de comienzos de 2018 y el acuerdo con el Fondo Monetario Internacional para evitar el default forzaron al gobierno a introducir nuevamente retenciones a las exportaciones en septiembre de ese año. A su vez, debido a la nueva devaluación del peso que se produjo luego de las elecciones primarias del pasado 11 de agosto, se anunció el congelamiento del crudo y los combustibles por 90 días.

Como consecuencia de esas dos últimas medidas, entre enero de 2018 y diciembre de 2019 la industria resignó el 7% del ingreso que hubiese obtenido si se hubiera respetado la paridad de exportación. En dos años, la transferencia al consumidor fue por u$s 1.600 millones, unos u$s 800 millones anuales y, según Lopetegui, se debió en mayor medida a las retenciones que al congelamiento. ×



Fernando Aguirre

<

ES NECESARIO RESTABLECER TÉRMINOS FISCALES ATRACTIVOS

# EL RIESGO DE MALOGRAR LA OPORTUNIDAD DE VACA MUERTA

LOS NO CONVENCIONALES YA ALCANZARON RELEVANCIA EN CUANTO A SU PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN NACIONAL, PERO SI NO SE LOS PROMUEVE, DECLINAN MUCHO MÁS RÁPIDO QUE LOS CONVENCIONALES Y EL DÉFICIT VOLVERÁ A CRECER.

Por Roberto Aguirre*

“

LA CLAVE PARA LA CONTINUIDAD DE LA ACTIVIDAD ES LA COMPETITIVIDAD DE LOS TÉRMINOS FISCALES.

**VACA MUERTA ES UN RECURSO** hidrocarburífero de clase mundial, algo que la Argentina –que tiene una industria petrolera de más de 110 años de historia– no había tenido anteriormente. Es una gran oportunidad para desarrollar actividad económica genuina, con creación de empleo de calidad y generación de divisas. Sin embargo, es importante destacar que no se trata de una oportunidad de generación de renta extraordinaria, como los yacimientos de bajísimo costo de desarrollo y de extracción existentes en Arabia Saudita u otros países de Medio Oriente.
Para ser una realidad, Vaca Muerta necesita costos y términos fiscales competitivos con las cuencas de Norteamérica.
Vaca Muerta ya ha alcanzado relevancia en cuanto a participación en la producción nacional y en la reducción del déficit comercial energético del país de unos u$s 6.000 millones a menos de 2.000. Si su desarrollo prosigue y se acelera, podrá eliminar ese déficit y generar un muy necesario superávit.
Los actores principales en la cuenca, liderados por YPF y con la participación de empresas de primer nivel mundial, han sido exitosos en la reducción de los costos de construcción de los pozos, utilizando las tecnologías más modernas que permitieron llegar a construir pozos de más de 3.000 metros de recorrido horizontal y con más de 40 etapas de fractura.
La clave para la continuidad de la actividad es la competitividad de los términos fiscales, entre los que entran los precios para el gas natural y el petróleo, las regalías y los impuestos nacionales y provinciales. La presión fiscal en el país está en un máximo histórico, con impuestos que funcionan en cascada, como débitos y créditos bancarios e ingresos brutos.
La industria fue capaz de producir avances notables aun con estos impuestos. Contribuyó a ello la modernización del régimen laboral logrado por la acción conjunta con los sindicatos y los gobiernos nacional y provincial. Sin embrago, la ruptura de la aplicación de precios internacionales para la producción, causada por la crisis de la macroeconomía, asestó un duro golpe a las economías del desarrollo del recurso en lo inmediato, y recreó el fantasma de la ruptura de las reglas del juego que tanto daño hizo en el pasado.
El desafío del próximo gobierno nacional, que ya ha expresado su intención de favorecer el desarrollo de Vaca Muerta, pasa por restablecer términos fiscales atractivos en lo inmediato y la confianza en la estabilidad de esos términos hacia el futuro. El núcleo de este desafío es el precio a recibir por el productor, dado que hoy por hoy, y por bastante tiempo, la producción tiene por destino el mercado interno, por lo cual el precio debe ser pagado por los consumidores o complementado por un subsidio estatal. La alternativa a este restablecimiento será la baja de la actividad, con el descenso de la producción (los no convencionales declinan mucho más rápidamente que los convencionales), impulsando nuevamente la escasez y el aumento del déficit comercial en un país sediento de divisas para restituir su equilibrio macroeconómico. ×

* Ingeniero especialista en la industria petrolera.

**ANDRÉS AGRES, VICERRECTOR DEL ITBA**

# NOS SENTIMOS PIONEROS EN LA FORMACIÓN DE PROFESIONALES PARA EL PETRÓLEO

—

FRENTE A LOS DESAFÍOS QUE PLANTEAN LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS Y EL DESARROLLO DE LOS NO CONVENCIONALES, LA CASA DE ALTOS ESTUDIOS SIGUE SIENDO UN «SEMILLERO» DE INGENIEROS PARA LA INDUSTRIA.

Por Pablo Galand

“

EL 70% DE LOS QUE EMPIEZAN LA CARRERA LA TERMINAN, QUE SON MÁS DE QUE LOS QUE SE GRADÚAN EN LA UBA.

**CON 60 AÑOS DE HISTORIA**, el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) se ha convertido en un referente ineludible en la formación de profesionales vinculados a la industria del *Oil & Gas*.
Una de sus características más salientes ha sido siempre la de estar a la vanguardia académica frente a las innovaciones y las nuevas tecnologías. En tiempos en los que la industria requiere nuevos saberes para mejorar los niveles de productividad en el *shale*, el ITBA se ha posicionado como la casa de altos estudios que mejor comprende los nuevos desafíos. En esa dirección, la universidad creó el año pasado el cargo de vicerrector y designó para ese lugar al ingeniero Andrés Agres. En diálogo con *TRAMA*, Agres afirma que esta nueva estructura institucional es parte de un proceso de transformación educativa que viene llevando adelante el ITBA, orientado a la innovación en los métodos de educación que imponen las nuevas tecnologías.

**Históricamente se habla de que hay una mayor demanda que oferta en lo que tiene que ver con las carreras de ingeniería. ¿Eso es algo que se sigue manteniendo?**

—

Sí, sigue ocurriendo. Pero también hay que tener en cuenta que, desde que se sancionó la ley que habilitó la creación de universidades privadas, la educación superior en la Argentina ha creado un ecosistema con universidades para todos los gustos y para todas las necesidades de la sociedad. Entonces, cuando empezamos a hablar de cerrar la brecha entre la oferta y la demanda de estudiantes, aparecen universidades que cumplen mejor esos roles y que fueron creadas para otro tipo de demanda. En el caso del ITBA, se fundó hace 60 años con un foco en la excelencia, en la tecnología, en la innovación y, por sobre, todo en los valores. Eso hace que el alumno que concurre a nuestra universidad lo haga porque quiere saber ingeniería en serio. Tenemos un proceso de cursos preparatorios, de cursos de ingreso con examen, y eso hace que no terminemos siendo una universidad que apunta a cerrar brechas de demandas de volúmenes de ingenieros. Pero sí que garanticemos profesionales de excelencia. Dicho esto, en el caso de Ingeniería industrial somos la universidad que más graduados tiene. Esto sucede porque, dentro de nuestro proceso de formación, el 70% de los que empiezan la carrera la terminan, que son más de los que se gradúan en la UBA.

**¿Y con respecto a las carreras vinculadas a la actividad energética se da un fenómeno similar?**

—

En lo que tiene que ver con petróleo, somos una de las tres universidades del país que ofrece una carrera de grado, y ahí sí, la crisis con respecto a la brecha es mayor. Sobre todo, a partir del desarrollo de los últimos años con Vaca Muerta.

El desarrollo de la industria del petróleo y gas en la Argentina no se condice con la cantidad de ingenieros en esta especialidad que se gradúan todos los años. De todos modos, hay otros tantos ingenieros que tienen perfiles fácilmente acomodables a las necesidades de la industria del petróleo. Por eso tenemos especializaciones y maestrías enfocadas a la industria del petróleo que buscan convertir tecnológicamente a todo aquel que tiene una base de ingeniería, para que pueda dedicarse a la industria del petróleo y gas.

**¿Cuáles son las especializaciones que ofrece el ITBA en cuanto al estudio de los no convencionales?**

—

Tenemos una especialización de Terminaciones de Pozos no Convencionales, otra de Explotación de Gas y Petróleo, y una tercera de Economía de Petróleo y Gas. En las tres está incluida la temática de los no convencionales.
Son carreras que ya tienen diez años de antigüedad y que se adelantaron a la demanda que podía empezar a haber en la industria. Son especializaciones que ya existían y que fuimos reconvirtiendo hacia los no convencionales. El ITBA siempre fue un lugar en donde la industria del petróleo y de su conocimiento adquirió una impronta muy particular. Nos sentimos pioneros en ese aspecto.

**En las empresas hubo una etapa de aprendizaje de todo lo que tiene que ver con los no convencionales. ¿Ustedes también tuvieron que atravesar por esa etapa?**

—

Los profesionales que trabajan en las empresas en lo que se relaciona con la explotación de yacimientos no convencionales son, en su gran mayoría, graduados nuestros, y a la vez son profesores del ITBA. Por ejemplo, Juan Rosbasco, que es el director de todas nuestras especializaciones vinculadas con petróleo, es una eminencia y un profesional de referencia en los no convencionales. Generó todo un linaje de reservoristas a través de sus alumnos. A lo mejor tuvimos que hacer un ajuste en los contenidos para direccionarlos más hacia los no convencionales, pero los conocimientos los teníamos. Así como nos enorgullecemos de la actualización de nuestros programas y de nuestros profesores, tanto de grado como de especializaciones, cuando algo nuevo aparece enseguida lo incorporamos.

**¿Ese vínculo con las industrias se da de manera institucional?**

—

Sí, tiene varios ejes. A nivel educación, tenemos acuerdos firmados con las grandes empresas de la Argentina, que además nos donan becas para que los alumnos estudien carreras de petróleo.
En lo relativo a las especializaciones de maestrías, estamos muy conectados con empresas que nos contratan para hacer cursos «*on company*».
Tenemos profesores que viajan permanentemente a Comodoro Rivadavia o a Neuquén y que dan los cursos en las empresas. También es muy importante lo que recibimos de las compañías para todo lo que es investigación. En nuestros laboratorios hay aparatos que son únicos en el país en lo que tiene que ver con el estudio de los reservorios y la simulación de fluidos geofísicos. Todo eso es gracias a la conexión que tenemos con las empresas que muchas veces nos financian investigaciones.

**¿Los jóvenes que ingresan al ITBA lo hacen más desde un lugar vocacional o como la posibilidad de asegurarse una salida laboral y un buen ingreso?**

—

Lo ven más desde el lado vocacional. Es cierto que la ingeniería en general tiene una buena parte de interés por lo que puede brindar en cuanto a salida laboral. Yo hablo mucho con los alumnos dentro del ITBA y más de uno me confiesa que hubiera preferido estudiar Filosofía, por ejemplo. Pero es vocacional en cuanto al petróleo, porque podrían elegir cualquier otra ingeniería. Entonces hay una vocación tecnológica hacia esta actividad, que hay que reforzarla porque no es que está creciendo el interés, sino que en todo caso se mantiene o decrece un poco y necesita ser redescubierta. Pero cuando alguien dice que quiere estudiar petróleo, hay una vocación. Con el agregado de que es una ingeniería, que hay pocos profesionales y que, por lo tanto, la salida laboral es muy atractiva.

+
Apuesta a la excelencia y la inclusión
## La política de becas

Al tratarse de una universidad privada y con un alto grado de exigencia, el lugar común con respecto al ITBA es considerarlo un establecimiento elitista. Sin embargo, Andrés Agres derriba ese mito y asegura que el instituto garantiza accesibilidad a aquellos estudiantes que no pueden afrontar una cuota. «Nosotros tenemos un 25% de alumnos becados al 100% y la verdad es que los chicos que están estudiando en la universidad provienen de todos los estratos sociales. Las becas las otorgamos por necesidad y mérito, no solo por mérito. De esta manera generamos equidad, que entre dos alumnos que pueden acceder a la beca por méritos hechos se le otorgue al que además la necesita, porque no puede afrontar los costos del estudio», asegura el vicerrector.
Agres reconoce que el ITBA puede ser visto como un establecimiento lejano a la comunidad por el grado de exigencia que maneja para su formación. «Que se lo perciba de esa manera tiene que ver con el esfuerzo que requiere ser admitido. Son cuatro cursos preparatorios, con cuatro exámenes de ingreso, todos muy completos y muy exigentes. Eso hace que a lo mejor haya una sensación de lejanía. Pero que no es muy distinto de lo que puede pasar con el Instituto Balseiro. Cuando hablamos del sistema de educación superior, es un problema de saber leer a cada institución en el lugar en el que se desempeña. Al Balseiro entran 48 estudiantes por año y las exigencias son muy altas. Es cierto que es pública y nosotros privados, pero eso lo estamos contrarrestando con el programa de becas que tenemos», concluye.

“

ESTE AÑO HEMOS CREADO UN FONDO DE U$S 3,5 MILLONES PARA BECAS Y GRAN PARTE DE ESE DINERO PROVINO DE LOS APORTES DE LOS GRADUADOS.

**De acuerdo con los estudios de evaluación, en los últimos años ha habido un retroceso en el nivel medio de la educación argentina. ¿Cómo superan ese problema desde el ITBA?**

—

La discusión sobre cómo aprenden los alumnos de la educación media en materias como matemática, física, química o biología es a nivel mundial. Hay pocos países que pueden decir que no tienen un problema. En ese contexto, nosotros tenemos los nuestros. Creo que hay desafíos importantes, fundamentalmente en lo que tiene que ver con la motivación al estudio. Para mí no es tanto el problema de cuánto sabe sino de cuánto quiere saber. Porque si uno quiere saber, oportunidades de aprender va a haber. Y el ITBA es uno de esos lugares. Por eso tenemos cursos preparatorios de lo que vamos a enseñar. Pero lo que necesitamos es que los alumnos vengan con ganas de saber. Además, nos conectamos con las escuelas. Trabajamos con los maestros y profesores de primaria y secundaria para despertar su vocación en métodos de enseñanza.

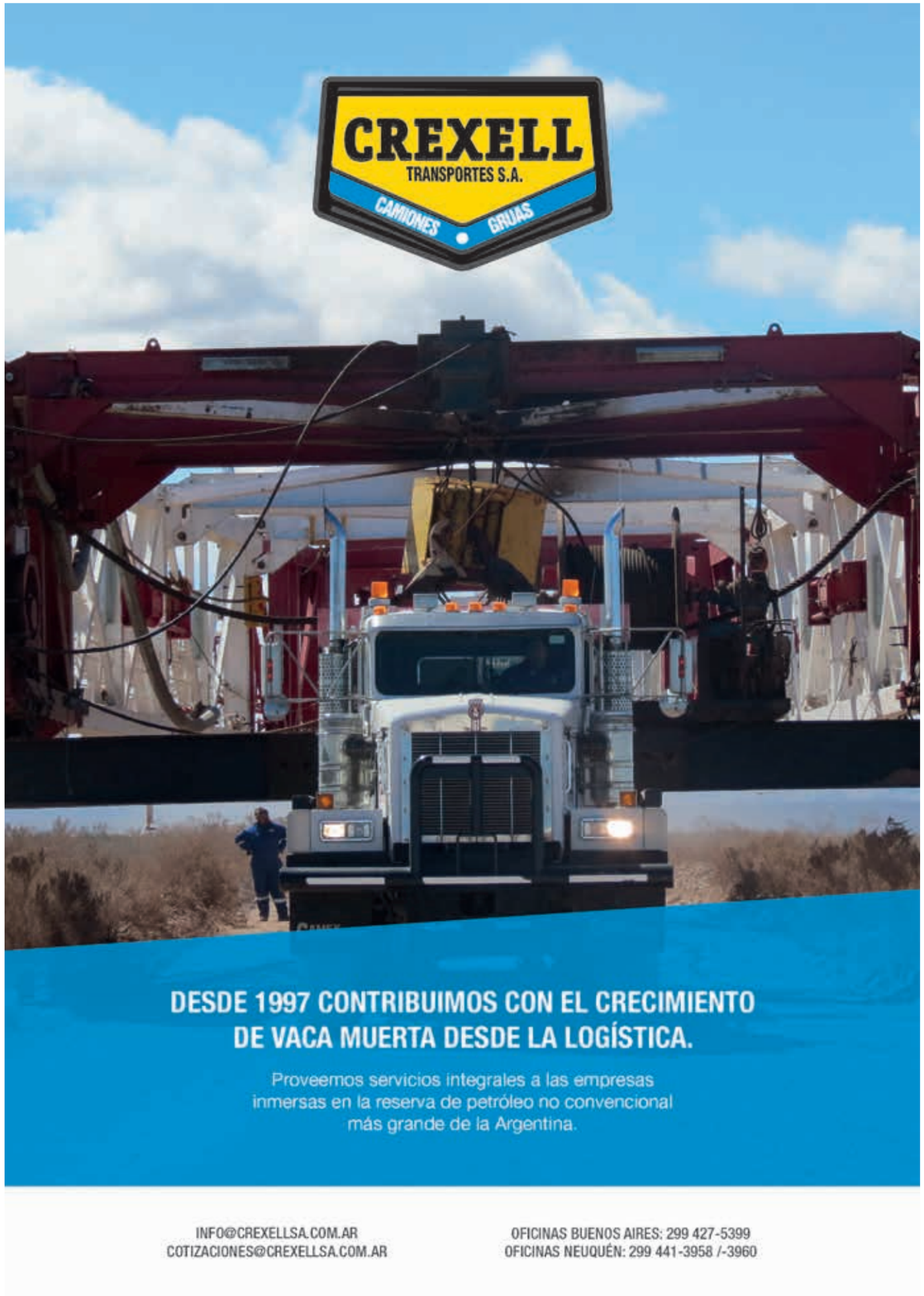
En los cursos preparatorios, para Física empezamos a desarrollar un método de aprendizaje que es completamente práctico, con experimentos de laboratorio durante toda la cursada.

No hay más teoría y práctica, sino una mesa con cinco alumnos, aparatos y objetos de todo tipo, y una computadora. Entonces los alumnos empiezan a hacer experimentos y aproximarse a la materia desde ese lugar. La idea es que, a partir de la observación y el cálculo y meterlo en un programa, el alumno empiece a descubrir la aceleración y la gravedad, por ejemplo. Esos son aportes que nosotros trasladamos a la secundaria a través de distintos programas. Si bien somos una universidad chica y nuestro impacto a veces es menor, estamos muy interesados y siempre pensando que podemos despertar la curiosidad y las ganas de saber de los chicos.

**¿Cómo es la relación del graduado del ITBA con la institución?**

—

Hay un vínculo de pertenencia muy fuerte entre los graduados y la institución. Una de las características de la formación en el ITBA, además de la excelencia y el prestigio, tiene que ver con que el estudiante atraviesa un proceso de vinculación no solo con la institución sino también con los propios compañeros, y es algo que queda para toda la vida. Históricamente hemos tenido un vínculo con los graduados, pero desde hace unos cinco años lo transformamos en algo mucho más orgánico, incorporando un Departamento de Graduados, que está teniendo un éxito rotundo. Desde nuestros graduados había muchas ganas de vincularse con la universidad, y nos está dando muchas satisfacciones. Evidencia de eso es que este año hemos creado un fondo de u$s 3,5 millones para becas y gran parte de ese dinero provino de los aportes de los graduados. Estamos creciendo en nuestra relación con los graduados y es una gran ayuda para la universidad. ×



IMPRONTA, EMPRESA DE CONFECCIÓN DE MAPAS INTELIGENTES

# EL AVANCE DE LOS ALGORITMOS EN EL NEGOCIO PETROLERO

LA FIRMA PROVEE SOLUCIONES TECNOLÓGICAS INNOVADORAS PARA LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y EL GAS, PERO CON EL FOCO PUESTO EN LOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA. CONFECCIONA MAPAS PARA EL SECTOR PETROLERO DESDE 2009 Y COMENZÓ A TRABAJAR SOBRE VACA MUERTA EN 2012.

Por Roberto Bellato

“

PARTIENDO DE LAS GRILLAS DE CONCENTRACIÓN DE HIDROCARBUROS, NUESTRO ALGORITMO UBICA LOS POZOS HORIZONTALES MAXIMIZANDO EL ÁREA DE DRENAJE.

**FALTABA POCO PARA EL CENSO DE 2010** y en la enorme provincia de Buenos Aires los encargados de organizar el relevamiento no tenían tiempo para diagramar el despliegue territorial de 230.000 censistas que debían cubrir 5 millones de viviendas. Era una tarea imposible de realizar de manera manual. Entonces un grupo de matemáticos elaboró un sistema que cambió todo. Poco tiempo después, la distribución de los censistas en el extenso territorio bonaerense estaba lista. El problema se había resuelto mediante algoritmos. Ese grupo de matemáticos pertenecía a la empresa Impronta, una firma que provee soluciones tecnológicas innovadoras para la industria del petróleo y el gas, pero con el foco puesto en los sistemas de información geográfica (GIS, por sus siglas en inglés). La compañía desarrolló un software en el cual un algoritmo permitió distribuir censistas en el territorio provincial. Lo mismo comenzó a hacer dos años más tarde con un sistema que permite planificar los desarrollos en los yacimientos de petróleo y gas no convencional en la Argentina. Diseñó un algoritmo para Vaca Muerta.

Si bien el 70% de su facturación proviene del sector petrolero, Impronta tiene oficinas en Buenos Aires, Neuquén y, desde hace dos años, en Concepción del Uruguay, provincia de Entre Ríos. Allí se nutre de los recursos humanos de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) que tiene la ciudad, que además cuenta con una materia específica sobre GIS, donde justamente se destaca Impronta. Comenzó con un staff de tres personas, pero hoy son un plantel de alrededor de 40 informáticos, geógrafos y matemáticos que trabajan diariamente con tecnología de clase mundial, según aseguró a *TRAMA* Fernando Aliaga, presidente de la compañía.

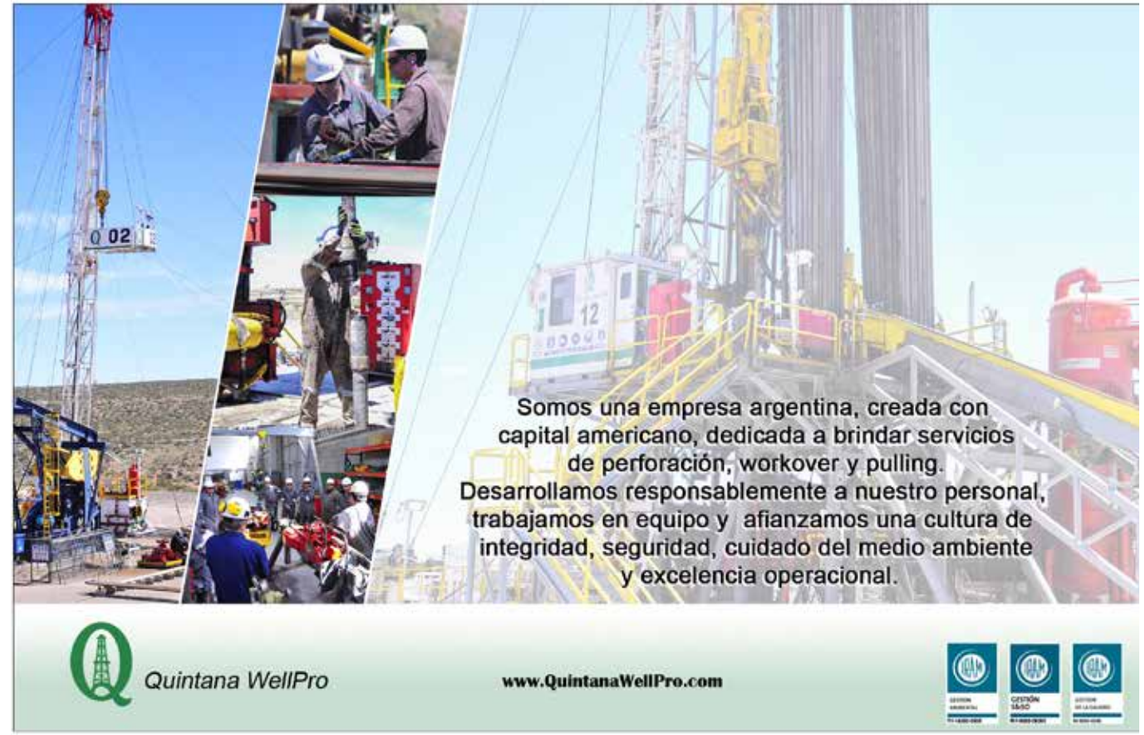
La empresa implementa sistemas de información geográfica para el sector petrolero desde 2009 y comenzó a trabajar sobre Vaca Muerta en 2012. Tiene como clientes a empresas como Pan American Energy, Tecpetrol, Total Austral e YPF. Ese salto hacia los «mapas inteligentes» es producto de 14.000 horas de trabajo de investigación y desarrollo de matemáticos e informáticos, según los cálculos de la propia firma.

«Básicamente lo que buscamos es que los ingenieros de *facilities* trabajen de manera coordinada con los ingenieros de reservorio, para que cuando una compañía haga su plan de desarrollo masivo, sea coherente desde el punto de vista del subsuelo y del suelo», indicó. Los directivos contaron, además, que el desafío de Impronta es exportar este sistema a Estados Unidos, donde este año ya abrieron oficinas y presentaron un *paper* sobre el algoritmo a la industria estadounidense.

**¿Cómo fue el inicio en los no convencionales?**

—

Fue en 2012. La verdad es que recibimos un fuerte apoyo del Fondo Tecnológico Argentino (FONTAR), que nos financió la mitad del proyecto en investigación y desarrollo. Nos juntamos con un grupo de matemáticos de la Facultad de Ciencias Exactas de la UBA. Ellos hicieron la parte dura de los algoritmos y nosotros, el modelo de explotación no convencional y la ingeniería de software. De ahí salió lo que hoy es nuestro producto emblema, UFO, y que significa *Unconventional Field Optimizator*. Lo bautizamos así porque es una combinación de las palabras «*Optimizer*» y «*Terminator*». Es un algoritmo que usa programación lineal entera para maximizar una función objetivo, que es cómo dreno el subsuelo pero



evitando que las instalaciones, las *facilities* de superficie, estén en lugares prohibidos. Podemos analizar cómo lucen el subsuelo y el suelo de cualquier área de Vaca Muerta. Nuestro modelo de subsuelo consta de una grilla de concentración a un nivel estructural, que es algo que aporta el geólogo. El algoritmo ubica los pozos horizontales maximizando el área de drenaje.

**¿Qué información aporta?**

—

Podemos hacer un plan de desarrollo a 20 años calculado sintéticamente por un modelo matemático. En Impronta trabajamos con desarrollos principalmente elaborados en gabinete, que para nosotros es fundamental. Es decir, a los ingenieros en *facilities* podemos decirles cómo van a estar las locaciones en superficie y a los ingenieros de reservorios podemos decirles cómo va a drenar en subsuelo. Debemos tener en cuenta que son territorios con rutas existentes, problemas de erosión, cauces que con las lluvias pueden tener altísimos riesgos hidrológicos. Entonces, todo esto lo combinamos, generamos una capa de abstracción modelando todas las restricciones, y podemos decirle a una operadora de Vaca Muerta, por ejemplo, en qué lugares poner una locación y en qué lugares no, o si es un desarrollo permitido por la provincia. Ocurre que desde el punto de vista geológico puedo desarrollar todo el subsuelo, pero el ingeniero de *facilities* dice que no se pueden poner instalaciones en cualquier lado. Hoy las petroleras están trabajando para diseñar locaciones más seguras y nosotros podemos ayudarlos con herramientas de simulación y optimización, porque también hacemos toda la volumetría, el cálculo de remoción de suelos y el cómputo del riesgo hidrológico.

**¿Cómo funciona exactamente?**

—

Lo explico con un ejemplo. En la Argentina los pozos no convencionales se hacen con orientación norte-sur, pero en Estados Unidos eso varía. Si hago un pozo de 2.000 o 3.000 metros, puedo computar rápidamente el área de drenaje. Lo interesante de esta tecnología es que por ahí hoy una compañía en un bloque no puede hacer un pozo de –por ejemplo– 4.000 metros, pero sí podrá hacerlo en 10 años. Este algoritmo te dice dónde te conviene perforarlo y dónde no. Y después de eso, las operadoras pueden hacer un plan de desarrollo de reservas a 20 años.

**¿Cómo avanzó todo lo que involucra a la geofísica, captación de sísmica, sistemas, digitalización, en los últimos 10 o 15 años en este segmento?**

—

Podemos simplificar en dos los procesos de una petrolera: subsuelo y superficie. Unir los procesos de negocio vinculados con el subsuelo con el suelo es todo un desafío, porque en el subsuelo el geólogo, el geocientista, tiene la intención de encontrar reservas, poner un pozo, fracturar y estimular y después explotarlo. Pero para llevarlo a cabo es necesario construir múltiples instalaciones de superficie, ductos y caminos. Hay grandes desafíos de compatibilidad y de tiempos. Con los no convencionales esa problemática se multiplicó y la superficie pasó a tener un rol más determinante. Siempre digo que si en modo convencional una petrolera destinaba el 99,9% del presupuesto de IT al subsuelo y 0,1% al suelo, hoy, en no convencional, se gasta el 98% en el subsuelo y el 2% en el suelo. ¡Esto significa que el negocio GIS se multiplica por 20!

**LOCKWOOD**
**Committed to preventing energy loss.**

**27 años acompañando la Industria de Oil & Gas.**

**INTERNATIONAL WELL CONTROL SERVICES**

| PRESIONES y CAUDALES | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Psi | $m^3/h$ | l/min | GPM | BBl/min |
| 145 | 682 | 11.417 | 3.020 | 72 |
| 141 | 853 | 14.217 | 3.760 | 90 |
| 134 | 1.032 | 17.200 | 4.548 | 108 |

**APLICACIONES:**

- **Descontroles de Pozos**
- **Incendios de Pozos**
- **Incendios de Plantas**

**Seguimos invirtiendo en tecnología para su seguridad.**

Av. Ing. Luis A. Huergo 2914 – PIN Oeste
Q8302SJR – Neuquen – Argentina
Tel. +54-0299-4413782 / 4413785 / 4413855
FAX +54-0299-4413832
gabino@lockwood.com.ar
www.lockwood.cpom.ar

“

CREO QUE VACA MUERTA NOS VA A HACER CUADRUPLICAR LA OPERACIÓN EN LOS PRÓXIMOS TRES O CUATRO AÑOS.

**¿Ustedes suman valor ahí?**

—

Sí, agregamos valor en la estrategia de las compañías para desarrollar las áreas de manera planificada. Por ejemplo, y para salir de la formación Vaca Muerta, vayamos a la formación *shale* Marcellus en los Estados Unidos, al área Gamelands 044 de la *Game Comission* del estado de Pennsylvania. El parque tiene una forma geográfica muy extraña, básicamente es un lugar de caza donde hoy se hace desarrollo no convencional. Desde el punto de vista de la geomecánica, los pozos horizontales deben tener una orientación de 30 grados con respecto al norte. Pero en la superficie existen múltiples restricciones: edificaciones, caminos, ríos y otras zonas protegidas donde nunca se va a poder hacer un *pad* o instalar una locación. Nosotros, con el algoritmo de UFO, estamos ubicando de manera óptima los pozos horizontales respetando las restricciones. En esto sumamos valor: aumentamos 20% el área de drenaje de un plan de desarrollo concebido de manera manual.

**¿Qué base de datos utilizan?**

—

Para los trabajos en Estados Unidos estamos usando estudios de concentración de carbono orgánico total, estructurales y cartografía general. Lo que tiene Estados Unidos es que la mayoría de esta información es pública. Aunque cada estado tiene una política distinta, hay una política general de datos abiertos.

**¿Eso es porque el mercado es tan competitivo que la información la tiene todo el mundo, entonces directamente la abrieron?**

—

Yo creo que es al revés. Los norteamericanos son tan eficientes, que saben que publicando los datos todas las compañías pueden estudiar y bajar su percepción de riesgo e invertir más. Para mí no hay duda de esto. En Texas la información tiene un costo bajo, en Dakota del Norte está todo abierto. Aunque con sus variantes, los norteamericanos piensan así.

**¿Cómo es esto en la Argentina?**

—

Aquí todo es más limitado. En estos momentos hay nuevamente iniciativas de datos abiertos. Neuquén hizo un gran trabajo en lo que a información geográfica se refiere. De todos modos, es probable que necesitemos que todo sea más público aún.

**¿Toda la base de datos que trabajan en Estados Unidos la hicieron por pedidos de empresas locales?**

—

Lo que hicimos fue estudiar cómo nuestra propuesta de valor en Vaca Muerta, que está orientada a grandes áreas de concesión, es aplicada al modelo norteamericano, donde el propietario de la tierra tiene los derechos de explotación del subsuelo. Esto significa que, en lugar de tener grandes zonas de explotación, está todo fragmentado y con áreas irregulares. Hemos detectado gran interés por nuestro algoritmo en estas condiciones.

**Es decir, cómo ubicar pozos horizontales y locaciones en bloques que no son un rectángulo o un cuadrado como Vaca Muerta.**

—

Exactamente. Encontramos muchas áreas con geometría compleja que además tienen un nivel de restricción en superficie que alcanza el 30% y hasta 40%, impidiendo construir las locaciones necesarias para perforar los pozos horizontales necesarios para drenar el reservorio. Nuestro algoritmo tiene la capacidad de encontrar un plan de locaciones y pozos horizontales que maximice el drenaje del área.

**¿Cómo ven este segmento particular del mercado en la Argentina en los próximos años?**

—

Creo que Vaca Muerta nos va a hacer cuadruplicar la operación en los próximos tres o cuatro años. Estamos trabajando para eso, estamos invirtiendo, incorporando tecnología. La industria está muy acostumbrada a tercerizar servicios como la perforación de pozos y la construcción de instalaciones, creo hay una oportunidad para que también tercerice la gestión de la información técnica de manera integral. Y nosotros podemos hacerlo. ×

—
Juan Francisco Linares

**JUAN FRANCISCO LINARES, GERENTE DE DESARROLLO DE NEGOCIOS DEL PUERTO DE BAHÍA BLANCA**

# VACA MUERTA TAMBIÉN PUEDE DESARROLLAR BAHÍA BLANCA Y SU REGIÓN

—

EL EJECUTIVO SOSTUVO QUE EL GRAN OBJETIVO ES AMPLIAR LA CAPACIDAD DEL PUERTO PARA QUE LAS EMPRESAS PETROLERAS CUENTEN CON INSTALACIONES QUE FACILITEN EL INGRESO DE INSUMOS PARA LA PRODUCCIÓN Y PLANTAS QUE PERMITAN LA EXPORTACIÓN DE LO QUE PRODUZCA VACA MUERTA.

Por Pablo Galand

“

SI BIEN EL PROYECTO DEL GASODUCTO SE POSTERGÓ POR LA COYUNTURA POLÍTICA, ENTENDEMOS QUE TARDE O TEMPRANO SERÁ UNA REALIDAD.

**MÁS ALLÁ DE LAS CONSECUENCIAS** que provocó el reciente congelamiento del precio del crudo, es innegable que Vaca Muerta está provocando un cambio rotundo en la provincia de Neuquén. La ola expansiva de esta gran formación no convencional llega a otras latitudes. Concretamente, a la ciudad de Bahía Blanca. Desde el consorcio del puerto de esta ciudad, hace dos años que vienen desarrollando el proyecto Vista Portuaria Bahía Blanca 2040, que apunta a generar la infraestructura adecuada que demande el desarrollo de Vaca Muerta. El gran objetivo es ampliar la capacidad del puerto para que las empresas petroleras cuenten con instalaciones que faciliten el ingreso de insumos para la producción y plantas que permitan la exportación de lo que produzca Vaca Muerta. Juan Francisco Linares, gerente de Desarrollo de Negocios del consorcio, asegura que el desafío es que el puerto aporte competitividad al sector y que a su vez sea un motor de desarrollo para la región.

**¿La puesta en marcha del proyecto Vista Portuaria 2040 está pensada para anticiparse a lo que pueda ser el desarrollo pleno de Vaca Muerta?**

—

Sí, claramente. Estamos enfocados en dos acciones. Por un lado, lo que representa el puerto como ingreso de insumos para Vaca Muerta y, por otro, lo que es egreso y monetización de la producción de sus yacimientos. Tenemos dos estrategias bien diferenciadas. Con respecto a los insumos, estamos trabajando para dotar el puerto de un nuevo muelle multipropósito. Actualmente contamos con dos y ya tenemos avanzados los pliegos para empezar a encarar la edificación de este tercer muelle el año que viene. Eso es por el lado de darle infraestructura al insumo que tiene que ingresar por el puerto de Bahía Blanca hacia Vaca Muerta. También pensamos en el aporte a la conectividad que el puerto puede hacer y que está estrechamente relacionado con la competitividad del transporte. Por eso fue que participamos en la licitación por transporte de carga que se lanzó para el Tren Norpatagónico, ofreciendo 500.000 toneladas. Lo hicimos pensando en poder venderles el peaje a aquellas petroleras que no ofertaron y también a otros productos y cargas que hay a lo largo de la línea del Norpatagónico. Nuestra intención es que Vaca Muerta genere infraestructura de logística pero que también potencie la región.

**¿Este objetivo de desarrollar la región tiene que ver con el lugar estratégico que ocupa Bahía Blanca, no solo con su puerto sino también con respecto a la red energética de la Argentina?**

—

Exactamente. Bahía Blanca es un puerto de aguas profundas pero que, a diferencia de lo que sucede con otros de este tipo, es un puerto de aguas profundas abrigadas. Esto quiere decir que nosotros no damos al mar directamente sino que estamos dentro de una ría, con lo cual no tenemos días de mal tiempo. No hay olas en nuestro canal de navegación. Eso es muy importante en la

“

ESTAMOS LICUEFACCIONANDO GAS Y TAMBIÉN ESTAMOS EXPORTANDO *SHALE OIL* DE VACA MUERTA, DOS ACTIVIDADES QUE TIENEN QUE TOMAR MÁS ENVERGADURA.

actividad portuaria, porque garantiza estabilidad en las operaciones durante todo el año. Es decir que, entre las ventajas que ofrece el puerto de Bahía Blanca, están la profundidad y el buen tiempo. A eso hay que sumar la accesibilidad vial y ferroviaria que puede estar potenciada por el Tren Norpatagónico. Y por el otro lado está la cuestión energética. Por el puerto de Bahía Blanca pasan la red de gasoductos Neuba 1, Neuba 2 y el Gasoducto General San Martín. También está el poliducto de Mega y el oleoducto del Valle. Tenemos, a su vez, las termoeléctricas Guillermo Brown y Central Luis Piedrabuena, que garantizan energía eléctrica de alta y media tensión en cualquier desarrollo de industria. Hay muchos elementos que posicionan el puerto.

**¿Y cuáles son las iniciativas que viene llevando adelante el puerto para impulsar y acompañar este desarrollo?**

—

El primer paso fue la incorporación de tierras. Muchas veces sucede que los puertos quedan imposibilitados de expandirse porque están insertos en grandes ciudades. No es lo que sucede con el de Bahía Blanca, que se encuentra apartado de la ciudad. Es por eso que a lo largo del año pasado incorporamos unas 2.500 hectáreas adicionales, pensando en el desarrollo portuario de los próximos años. El puerto es un ente público; con lo cual, lo que hacemos nosotros es comprar nuevas tierras e incorporarlas al dominio provincial. A lo largo de todo este año estuvimos haciendo estudios de base, de sedimentología, de vientos, de mareas, de corrientes. También lo que tiene que ver con los permisos ambientales y las autorizaciones de dominio. Todo esto, para que el año que viene podamos largar la licitación de relleno de tierras y así tener el suelo disponible para las inversiones. Nosotros debemos anticiparnos al requerimiento de la industria porque tenemos un proceso más largo. Necesitamos por lo menos dos años para acondicionar un lugar. Tuvimos un año de estudios, que fue 2019. Un año de ejecución, que será 2020, y para mitad de 2021 esperamos empezar a tener muevas tierras disponibles para monetizar la producción de Vaca Muerta. No obstante, ahora tenemos espacios disponibles. Pero estamos pensando en algo grande.

**¿Las postergaciones que vienen dándose con la licitación del gasoducto de Vaca Muerta les generaron alguna alteración en los proyectos de inversiones en el puerto?**

—

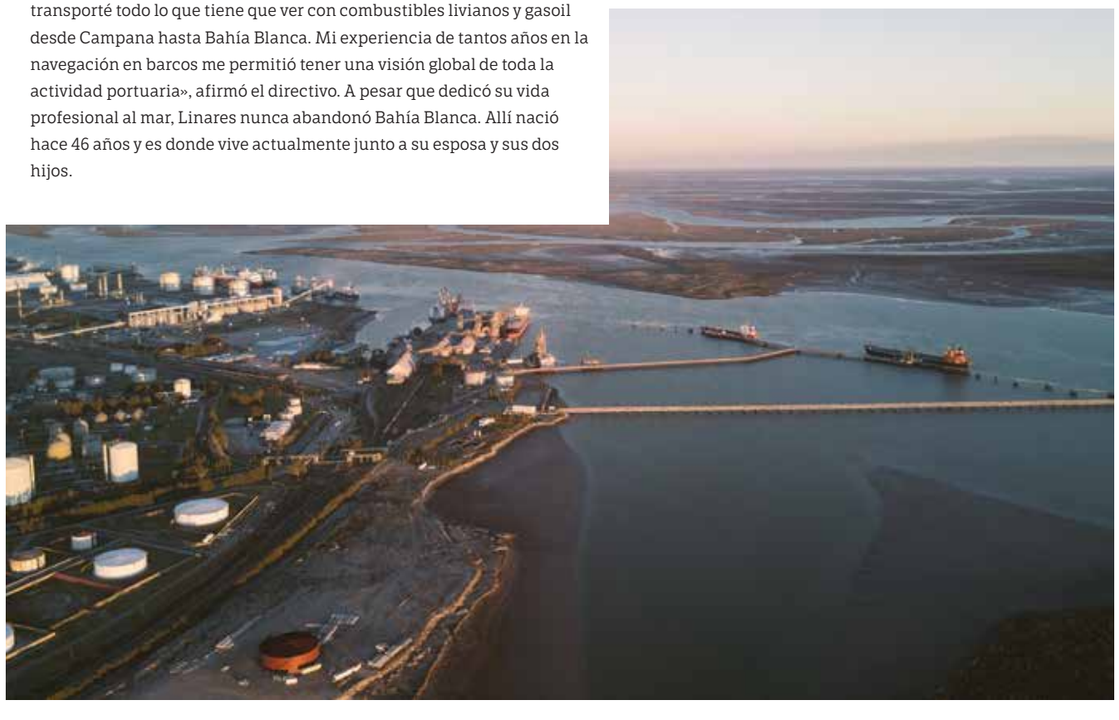
Como política portuaria propia, no nos afecta porque tenemos otros proyectos. Estamos licuefaccionando gas y también estamos exportando *shale oil* de Vaca Muerta a través de las rías de Bahía Blanca. Las dos actividades igualmente se vienen desarrollando y tienen que tomar más envergadura. Si bien el proyecto del gasoducto se postergó por la coyuntura política, entendemos que tarde o temprano será una realidad. Y la verdad es que una postergación de este tipo para nosotros no es mucho tiempo. Acondicionar las tierras y dejarlas óptimas para las

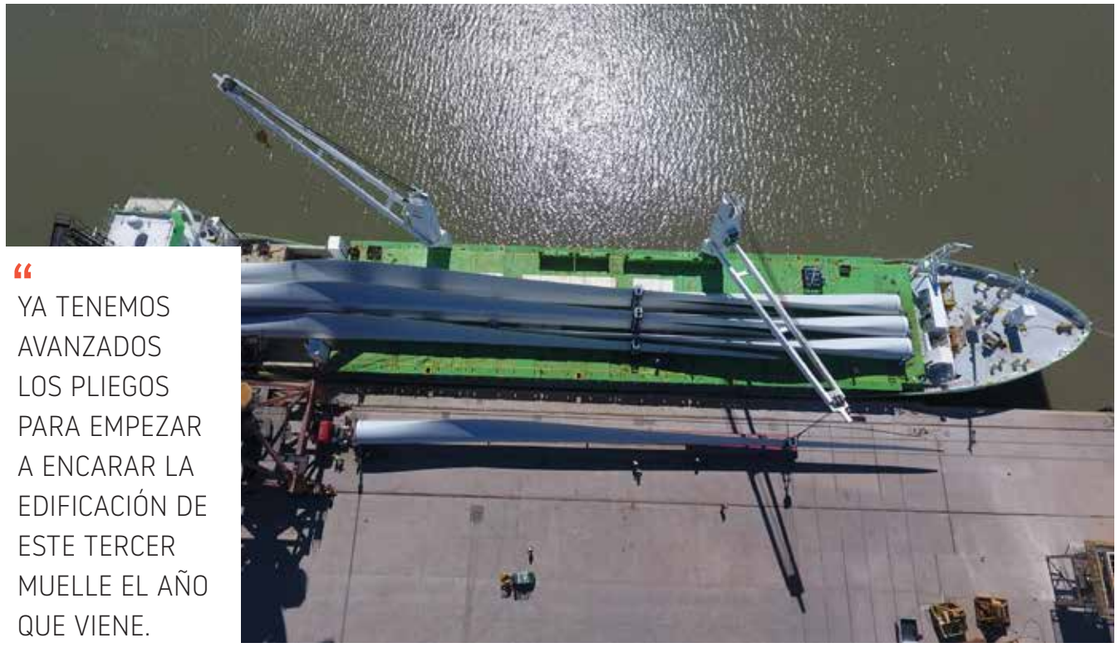
+

Toda la vida en Bahía Blanca

**Hombre de puerto y ultramar**

Juan Francisco Linares sabe de qué habla cuando se refiere a la actividad portuaria. Lleva 21 años trabajando en el puerto de Bahía Blanca y durante ese lapso recorrió todo el escalafón: ingresó como supervisor de tráfico marítimo, luego pasó a ser jefe de ese sector, continuó como gerente de operaciones y de ahí pasó a ocupar el actual cargo de gerente de Desarrollo de Negocios. Pero su vida profesional no solo estuvo ligada a la parte «terrenal» de la actividad, sino que con anterioridad se desempeñó como capitán de ultramar. «Durante mucho tiempo navegué barcos petroleros, transportando crudo desde las caletas de Chubut y Santa Cruz hasta las rías de Bahía Blanca. También transporté todo lo que tiene que ver con combustibles livianos y gasoil desde Campana hasta Bahía Blanca. Mi experiencia de tantos años en la navegación en barcos me permitió tener una visión global de toda la actividad portuaria», afirmó el directivo. A pesar que dedicó su vida profesional al mar, Linares nunca abandonó Bahía Blanca. Allí nació hace 46 años y es donde vive actualmente junto a su esposa y sus dos hijos.





“ YA TENEMOS AVANZADOS LOS PLIEGOS PARA EMPEZAR A ENCARAR LA EDIFICACIÓN DE ESTE TERCER MUELLE EL AÑO QUE VIENE.

grandes áreas de desarrollo industrial lleva todo un proceso. Estimamos que culminará hacia mediados de 2021. Con lo cual, nosotros no podemos demorar ese proceso ni atarlo a la suerte de otros proyectos. En el peor de los casos, tendremos más tiempo para que se vayan asentando las tierras hasta que lleguen las nuevas inversiones, lo que no es un mal escenario. Nuestra finalidad es acondicionar tierras para la industria. Después, si esa industria tarda tres o cinco años más, será un tema del mercado y de la disponibilidad de producción. Pero nosotros no queremos que el puerto sea un cuello de botella.

En noviembre pasado, YPF llevó adelante la primera exportación de gas licuado desde el puerto de Bahía Blanca con destino a Salvador de Bahía. Fueron 50.000 metros cúbicos de GNL, cuyo material provino de Vaca Muerta y se licuefaccionó en el mismo puerto, en el muelle de la compañía Mega. La petrolera tiene previsto realizar varias cargas como esta hasta mediados de 2020, cuando por cuestiones estacionales deba reorientar la producción de gas a la demanda doméstica.
A su vez, Vista Oil & Gas, la compañía de Miguel Galuccio, exportó en junio pasado, también desde el puerto de Bahía Blanca, 15.000 metros cúbicos de *shale oil* con destino a Estados Unidos.
Linares considera que estos dos casos no son más que la punta de lanza de nuevas inversiones que llevarán adelante las petroleras que operan en el país. «Si bien no podemos dar detalles por acuerdo de confidencialidad, sí podemos asegurar que el 80% de las petroleras que están explotando en Vaca Muerta se encuentran en negociaciones con nosotros en lo que tiene que ver con el espacio para instalar plantas de licuefacción y el canal que garantice que la navegación de los barcos sea segura», afirmó.

**¿El impulso que tomó hasta ahora Vaca Muerta produjo un salto en cuanto a la actividad y facturación del puerto o todavía es marginal?**
—
Donde vemos un cambio más profundo es en el sentido de la carga. Vayamos al caso del gas licuado. El puerto trabajaba con este material pero era por importación. Cuando lo queremos monetizar para el puerto, es lo mismo. Pero para la economía del país significa un cambio trascendental que, en lugar de que se importe gas licuado, se comience a exportar. En el caso del crudo pasa lo mismo.
Si vemos las estadísticas, antes eran importaciones de combustible y ahora lo estamos exportando.
En la licuefacción y en el petróleo no tenemos un cambio en lo que es facturación del puerto, pero sí en lo que representa para la actividad económica del país.


NORDEX acciona Windpower

TECNOLOGÍA PUNTA
HASTA 4,8 MW

Benefíciese de la fuerza de un líder mundial en energía eólica y su compromiso de reducir el costo de la energía.

Ofrecemos una tecnología versátil para un rendimiento óptimo:
- Desde 1,5 MW hasta 4,8 MW de potencia nominal
- Torres de acero u hormigón con alturas de buje de entre 84 y 137,5 metros
- Diámetros de rotor desde 116 hasta 149 metros
- Más de 4,5 GW contratados en Latinoamérica

**» Más información: www.nordex-online.com**
**» Contacto: SalesLatam@nordex-online.com**

**¿Y en lo que tiene que ver con los insumos?**

—

Ahí sí hubo un crecimiento notorio y por eso es que encaramos la construcción del tercer muelle multipropósito. Por esa vía están ingresando arena para Vaca Muerta, ductos, cañerías y equipos para las torres de perforación. Además, estamos trabajando mucho con lo que es la energía eólica. Eso también es un rubro muy importante para el puerto. Más del 50% de los parques eólicos del país ingresaron por Bahía Blanca, lo que nos dio un desarrollo importante para el puerto en lo que es carga y consolidación.

A la hora de fijarse un rumbo, las autoridades del consorcio del puerto de Bahía Blanca toman como paradigma lo que sucedió en Permian, la reserva de *shale* que revolucionó la industria hidrocarburífera en Estados Unidos. En lo que tiene que ver con la actividad portuaria de esa región, a partir de la explotación de no convencionales, en seis años pasó de exportar 4 a 43 toneladas anuales. Fue por eso que, el año pasado, parte del directorio del puerto argentino viajó a Estados Unidos y comprobó de primera mano los efectos que puede generar el desarrollo de esta actividad. «Nos reunimos con el alcalde de Houston y con autoridades del puerto para ver cómo asimilaron ellos este crecimiento tan grande y en tan poco tiempo. Porque seis años en la actividad portuaria es nada. Se requiere un proceso para poner en marcha las obras. Si en seis años se pueden dar cambios tan grandes, hay que saber asimilarlos. Son ciudades que se dan vuelta», sostuvo Linares.

**¿Toda esta innovación puede venir acompañada de una gran demanda de mano de obra para la región de Bahía Blanca?**

—

Sí, por supuesto. Por un lado, estamos viendo proyectos de mucha envergadura que tienen un período de construcción de tres años, y donde hay miles de personas trabajando. Y seguramente, si esto arranca, se va a terminar con una obra y se va a empezar con otra. Después tenemos la mano de obra que va a trabajar en estas industrias en el día a día. La actividad en el puerto va a demandar empleo no solo en la región sino también en el país, para acompañar este crecimiento. Hoy ya tenemos un polo petroquímico bastante desarrollado y los recursos vienen de toda la Argentina. Imaginémonos si esto se multiplica. Las perspectivas son realmente muy buenas. ×


phoenix GLOBAL RESOURCES

Trabajando por el desarrollo energético argentino

MONTAJES INTERACERO S.A.

FABRICACIÓN | MONTAJES | MANTENIMIENTO

- Fabricación, reparación y montaje de cañerías: acero al carbono, acero inoxidable y aceros aleados.
- Fabricación, reparación y montaje de estructuras metálicas.
- Fabricación, reparación y montajes de tanques API.
- Fabricación y reparación de recipientes con estampa asme.
- Reparación y montaje de hornos y calderas.
- Reparación de recipientes a presión (torres de destilación y acumuladores).

INGENIERÍA · ANDAMIOS · ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS · TRATAMIENTO TÉRMICO · ENSAYOS DE PMI · ENSAYOS DE GAMMAGRAFÍA

Tel: 03489-424256 / 468988 / 468480
info@montajesinteracero.com.ar
www.minteracero.com.ar

ES LA MAYOR FABRICANTE ARGENTINA DE ESTRUCTURAS METÁLICAS

# CINTER, UNA COMPAÑÍA QUE INCORPORÓ LA ROBÓTICA PARA SU FUTURO

—

CINTER PASÓ DE SER UNA EMPRESA FAMILIAR A CONVERTIRSE EN EL MAYOR FABRICANTE DE ESTRUCTURAS METÁLICAS DE LA ARGENTINA. HOY, DESPLEGADA EN DIVERSOS SEGMENTOS INDUSTRIALES DEL PAÍS COMO EL PETRÓLEO Y EL GAS, EMPRESAS ENERGÉTICAS, MINERÍA Y EL AUTOMOTOR, ACABA DE INCURSIONAR EN UNA LÍNEA ROBÓTICA EN SU PLANTA DE SANTA FE.

Por Roberto Bellato

“

EN ESTADOS UNIDOS O EUROPA TIENEN EXACTAMENTE LA MISMA TECNOLOGÍA QUE TENEMOS NOSOTROS. ESTAMOS EN UN DESARROLLO INDUSTRIAL DE PRIMER NIVEL INTERNACIONAL.

**CINTER NACIÓ EN 1973** como una empresa familiar y en 46 años se convirtió en el mayor fabricante argentino de estructuras metálicas y uno de los más importantes de la región. Con el tiempo se ganó un lugar significativo en la industria argentina. Sus plantas, ubicadas en las provincias de Santa Fe y San Juan, cuentan con tecnología de nivel internacional.
Hace dos años incorporó una línea de pintura íntegra para estructuras de acero que trabaja como lo hacen las automotrices cuando pintan las carrocerías de los vehículos. Este año sumó una línea nueva robotizada para su planta de Santa Fe. Un detalle no menor, ya que es la única industria de su tipo en el país en tener ambas líneas en sus instalaciones.
«En Estados Unidos o Europa tienen exactamente la misma tecnología que tenemos nosotros. Estamos en un desarrollo industrial de primer nivel internacional», subrayó Juan Carlos Vincencini (h), gerente general de Cinter, en diálogo con *TRAMA*. Su padre fue el fundador de la firma, que nació como una empresa de ingeniería y que aún hoy es su principal característica. «La ingeniería es el rasgo de competitividad de nuestros proyectos», reforzó.
La economía cíclica de la Argentina a lo largo del tiempo tuvo su impacto en la empresa, aunque el directivo remarcó que la diversificación del mercado, que da cuenta de los diferentes proyectos que puede diseñar y llevar a cabo Cinter, le permitió a esta firma poder «surfear» esos vaivenes. Los proyectos en donde hoy se apoya tienen que ver con la industria del petróleo y el gas, las compañías energéticas, las automotrices y la minería. En esta línea, Cinter estuvo a cargo de todas las estructuras nuevas de la planta de coque en la refinería de Ensenada de YPF, de la ampliación de la refinería de Axion y de las instalaciones de Tecpetrol en la formación Vaca Muerta.

Según Vincencini, la clave para que esta empresa de origen familiar sea lo que es hoy pasa por no estancarse y diversificarse a tiempo por los distintos rubros de la industria.

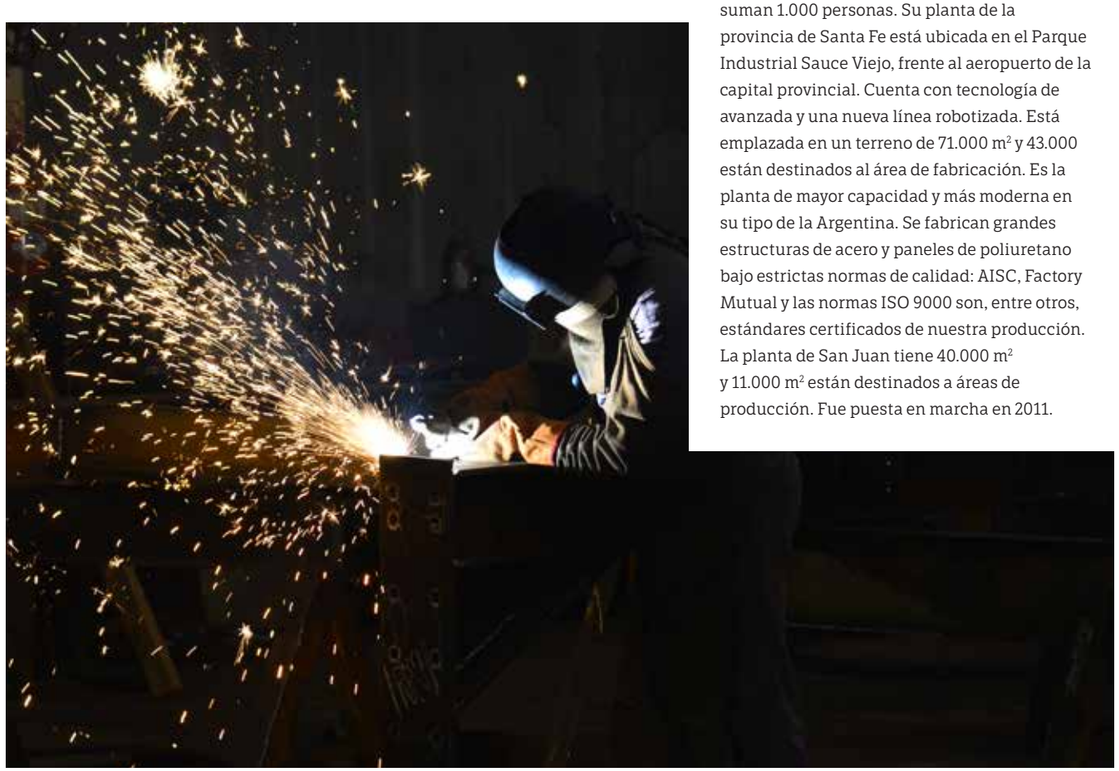
**¿Cuál es la principal característica de Cinter?**
—
Somos especialistas en encontrar soluciones en ingeniería que, a su vez, es donde se buscan las optimizaciones económicas de los proyectos industriales.

**Si bien se destacan en varios segmentos, ¿cuál es el área central de Cinter?**
—
Depende de la coyuntura. Hace algunos años atrás quizá era un área, pero en dos o tres años para adelante hay un sector que estaba latente y de golpe aparece. En este momento, los rubros petróleo y gas, energéticas, minería y automotriz concentran la mayor cantidad de obras de nuestra empresa. Pero hubo años en los que el sector central fue el de la industria alimenticia, donde hemos hecho proyectos importantes. En estos momentos, ese sector no es el central.

**¿Qué hito se destaca de la compañía en los últimos años?**
—
En el rubro petróleo y gas, participamos en las ampliaciones de la refinería de YPF en Ensenada. Todas las estructuras de acero de la planta nueva de coque fueron suministradas por nosotros. Recuerdo que demandaron alrededor de 7.000 toneladas de acero. También en la refinería de Axion de Campana hicimos trabajos importantes. En el rubro automotriz, en este momento tenemos una obra muy importante, ya que somos proveedores para la firma Volkswagen en el proyecto de ampliación de su planta de Pacheco. Participamos

+
Santa Fe y San Juan
**Las plantas industriales en números**

En Cinter trabajan 350 personas y más de 100 son profesionales, principalmente ingenieros y arquitectos. Entre empleos directos e indirectos suman 1.000 personas. Su planta de la provincia de Santa Fe está ubicada en el Parque Industrial Sauce Viejo, frente al aeropuerto de la capital provincial. Cuenta con tecnología de avanzada y una nueva línea robotizada. Está emplazada en un terreno de 71.000 m² y 43.000 están destinados al área de fabricación. Es la planta de mayor capacidad y más moderna en su tipo de la Argentina. Se fabrican grandes estructuras de acero y paneles de poliuretano bajo estrictas normas de calidad: AISC, Factory Mutual y las normas ISO 9000 son, entre otros, estándares certificados de nuestra producción. La planta de San Juan tiene 40.000 m² y 11.000 m² están destinados a áreas de producción. Fue puesta en marcha en 2011.



“

HACEMOS ESTRUCTURAS METÁLICAS Y OBRAS COMPLETAS PERO LES SUMINISTRAMOS A ESOS PROYECTOS INGENIERÍA Y ESTRUCTURA DE FABRICACIÓN PROPIA.

en el proceso de las nuevas líneas de camionetas de Nissan. También hicimos grandes proyectos para la compañía General Motors.

**¿En la refinería de YPF también trabajaron con estructuras de hormigón?**

—

No, fueron todas estructuras de acero. Si bien realizamos trabajos con hormigón, nuestro rasgo distintivo es el acero. Somos el mayor fabricante argentino de estructuras metálicas. Nosotros hacemos estructuras y obras completas pero les suministramos a esos proyectos ingeniería y estructura de fabricación propia. Tenemos una planta industrial de 71.000 metros cuadrados en la ciudad de Santa Fe, donde contamos con tecnología de avanzada. Este año hicimos una inversión grande en esa planta con una línea nueva robotizada. Es la primera planta en el país, y casi seguro en la región, que incorpora una línea de fabricación robotizada en estructuras metálicas. Ganamos en calidad y en producción.

**¿Está integralmente robotizada?**

—

No. Hasta este momento en Cinter teníamos todos los procesos de fabricación con máquinas controladas por software. Pero el armado final de la estructura terminaba siendo con operarios soldando y cortando, es decir, con el funcionamiento tradicional. Esa línea va a seguir funcionando de ese modo pero para proyectos especiales, que no son susceptibles de pasar por una línea robotizada. Para aquellos proyectos donde los componentes son un poco más estándar, utilizamos la línea de robotización. Por ejemplo, un *pipe rack* (estructura de acero donde se apilan las tuberías) que utiliza una refinería va a ser fabricado íntegramente mediante una línea robotizada.

**¿Cómo fue trabajar en la refinería de Axion, que es muy grande y que no detuvo su producción?, ¿técnicamente esto tuvo un condicionamiento adicional?**

—

Trabajar con una refinería funcionando siempre es más difícil y complejo. Requiere una coordinación entre la operación, llevada adelante por el cliente, y nosotros, que tenemos que hacer nuestro trabajo. Por ejemplo, y esto no tiene que ver solo con Axion, sino en general, en una refinería hay determinadas condiciones operativas. Los controles de seguridad se maximizan al extremo y por eso las tareas son mucho más coordinadas y más costosas también, porque se requieren rendimientos que no son los mismos que en otras instalaciones. De todos modos, nada que no podamos resolver como empresa, porque ya estamos habituados a realizar estos trabajos.

**¿Cómo fue el proyecto de la nueva línea robotizada?**

—

La inversión de esta planta robotizada en realidad constituye la segunda parte de la ampliación de la planta que venimos haciendo hace algunos años. La hicimos en la planta de Santa Fe. Hace dos años, invertimos en equipamiento alrededor de 2 millones de euros. Ahora, con la línea robotizada, la inversión fue de 3 millones de euros.

**¿Cómo ves la economía del país para 2020?**

—

La economía está delicada y la negociación con los acreedores la coloca en un lugar de incertidumbre. Esto se lo asigno a una situación estructural, no por un color político. Hay que ver cómo se transita ese proceso, pero mientras tanto nadie puede estar tranquilo. Ahora bien, soy optimista. La Argentina va a atravesar un próximo año difícil, pero creo que vamos a encontrar una solución a estos problemas. Somos un país que tiene buenas universidades, recursos humanos y recursos naturales. Tenemos muchas condiciones para arrancar un proceso de recuperación económica.

**Siendo el mayor fabricante de estructuras metálicas del país, ¿cómo hacen para darle continuidad a los proyectos con una economía cíclica como la argentina?**

—

Es difícil, hay que saber asumir esos desafíos. La clave tiene que ver con la diversificación de los mercados. Cuando algún sector está inactivo, normalmente ocurre que otro sector está invirtiendo. Hay sectores donde vemos malas noticias en los diarios porque su producción cayó, pero al mismo tiempo ese sector está invirtiendo porque son compañías que planifican a largo plazo. Esto pasa mucho en el sector automotriz, donde un año puede bajar su producción, pero al mismo tiempo una empresa está planificando invertir porque su expectativa de crecimiento del negocio a largo plazo continúa. Esta característica de la industria más la diversificación del mercado que desarrollamos nosotros en Cinter es lo que nos permitió surfear los ciclos económicos del país. Lo cual no quita que no sintamos las crisis. Siempre los movimientos a nivel nacional repercuten en la empresa. Pero aún en los períodos de crisis podemos firmar contratos en sectores donde la actividad económica es planificada mirando varios años hacia adelante.

**¿Tuvieron que implementar alguna iniciativa particular en la organización?**

—

No tuvimos una receta particular, pero sí algunas claves. Una de ellas tuvo que ver con que nosotros estamos muy encima del negocio mirando cada contrato, cada escenario, cada situación, evaluando los riesgos, tratando de tomar decisiones acertadas. Estamos encima en todos los frentes, en lo comercial, en lo financiero, lo productivo y en las distintas obras. Somos una empresa donde la

dirección está muy involucrada con el desarrollo integral de los proyectos.

**Luego de incorporar la línea de pintura y de robótica, ¿qué es lo que viene en materia de tecnología?**

—

Si nosotros miráramos la línea actual, podríamos no haber invertido, sobre todo en el área robotizada porque es una apuesta a futuro. Yo comparo la incorporación de la tecnología robotizada a cuando en ingeniería se pasó del papel a los diseños asistidos por computadoras. Al principio, quienes siguieron con el papel lo hacían más rápido porque los que estaban con la computadora estaban aprendiendo. Pero el que no dio el paso, se quedó. Esta inversión en la línea robotizada tiene que ver con el futuro. Cinter no necesita esa inversión para la demanda actual del mercado porque con lo que teníamos era suficiente. Sin embargo, decidimos invertir utilidades en este tipo de tecnologías porque entendemos que tiene que ver con el futuro. Y para estar presentes en el futuro, hay que anticiparse. Esa es la visión estratégica y el valor central que tenemos.

**¿Qué máquina tienen en la planta a nivel internacional?**

—

Contamos con electrosoldadoras de perfiles, línea de medición de control numérico, entre otras varias máquinas. Son todas muy modernas, ninguna tiene más de 10 años. Pero lo realmente novedoso de Cinter es la nueva línea en pintura y robótica. No conozco ninguna otra empresa en la Argentina que tenga las dos. La línea de pintura es fundamental porque sustituye el sistema de pintado manual tradicional por uno al estilo de como pintan las automotrices las carrocerías de los autos. La pintura tiene una calidad y performance altísima. En cuanto a la línea de robotización, es lo que se viene, y estamos dando los primeros pasos.

**¿Tienen algún proyecto en Vaca Muerta o en *upstream*?**

—

Estamos procurando incrementar nuestro desarrollo en Vaca Muerta. En este momento estamos haciendo estructuras para las nuevas oficinas corporativas de Tecpetrol. Estamos teniendo desarrollo en estructuras y *piping* (tuberías) y eso es clave en Vaca Muerta por la velocidad. Hay grandes concentraciones de trabajo. Entonces, una empresa que pueda disponer de obras preingenierizadas, es decir, prefabricadas y premontadas, y finalizar los trabajos en el sitio, es una empresa que hace ganar tiempo y dinero a los clientes. A eso apuntamos.

**¿En relación con ell *piping*, pueden hacer gasoductos?**

—

Tenemos muchos kilómetros de *piping* dentro de las refinerías con tuberías de combustibles, de gas, vapor, tuberías de todo tipo. ×

—
Gabriel Güerzoni

GABRIEL GÜERZONI, PRESIDENTE DE LA DIVISIÓN PROYECTO EN ALTIUS ARGENTINA

# EL HECHO DE PENSAR DE FORMA CREATIVA ES LO QUE NOS PERMITE COMPETIR

—

PRESENTE EN LOS SECTORES DE PETRÓLEO Y GAS, RENOVABLES, INGENIERÍA CIVIL Y MINERÍA, ENTRE OTROS, LA FIRMA PERTENECIENTE AL GRUPO DAVILA OFRECE SERVICIOS CREATIVOS PARA LA GESTIÓN DE *SUPPLY CHAIN* O CADENA DE SUMINISTRO EN SUS DIFERENTES DIMENSIONES.

Por Antonella Liborio

“

HAY QUE SER RÁPIDO, MINIMIZAR LOS COSTOS, MINIMIZAR LOS PROBLEMAS Y AGRANDAR LAS GANANCIAS.

**ALTIUS ES UNA EMPRESA ESPAÑOLA** referente en el mercado de la logística y el transporte internacional especializado. Presente en los sectores de petróleo y gas, energías renovables, ingeniería civil, minería y proyectos industriales, entre otros, la firma perteneciente al Grupo Davila, fundado en 1917, ofrece servicios creativos para la gestión de *supply chain* o cadena de suministro en sus diferentes dimensiones: *Forwarding* (logística y transporte), Aduanas y Proyectos. Además, tiene sedes en numerosos países como Argentina, Bolivia, Perú, México, Chile, Estados Unidos y Cuba. Gabriel Güerzoni es el actual presidente de la división Proyecto de Altius Argentina. En su oficina de San Isidro, Güerzoni recibió a *TRAMA* y definió en una extensa charla en qué consiste el cargo que ejerce en esta división. Desde su amplia experiencia –trabajó anteriormente en DB Schenker y en la compañía danesa DSV– analizó el mercado energético y sus características actuales, y reflexionó sobre el valor que la logística aporta a la industria.
Haciendo de la creatividad una herramienta indispensable para conseguir clientes y sostener la confianza a largo plazo, el directivo de Altius asegura que «en Argentina se replica la tipología de trabajo de la casa matriz en España», y destaca el contacto directo que mantiene tanto con el dueño del Grupo Davila como con el CEO de las 30 subsidiarias de la firma, Jaime Mauriño. «Si tuviera que definir la empresa en pocas palabras, diría que Altius es una Pyme gigante».

**¿Cómo define la división Proyecto?**
—
Llamamos división Proyecto a todo lo que es carga no convencional. Si bien un parque fotovoltaico o solar viene en contenedores, la mentalidad del cliente es un proyecto. Porque tiene un comienzo y un final, hay que hacerlo en determinada cantidad de tiempo, de una forma concreta y se terminó. En cambio la carga general, incluso la estacional, como la fruta, tiene una frecuencia durante todo el año. El proyecto es ahora y hay que liquidarlo. Hay que ser rápido, minimizar los costos, minimizar los problemas y agrandar las ganancias. Eso hace que sea no convencional, a eso lo llamamos proyecto. Contamos con servicios de logística y almacenaje para la industria, para empresas de alimentación seca, perecedero y automoción, entre otras. Damos soporte técnico previo a los procedimientos de licitación, controlamos en tiempo real las etapas de implementación, introducimos el equipo técnico correspondiente para cada proyecto, optimizamos los costos y tenemos una estrecha colaboración con los clientes en la fase de diseño de logística del proyecto.

**¿Cuál es la especificidad del servicio en sí mismo?**
—
Respondo con un ejemplo. Altius Argentina empezó a funcionar en diciembre de 2010. Yo ingresé dos meses después, en febrero de 2011. Por ese entonces éramos dos personas y tomamos

“
CONTAMOS CON SERVICIOS DE LOGÍSTICA Y ALMACENAJE PARA LA INDUSTRIA, PARA EMPRESAS DE ALIMENTACIÓN SECA, PERECEDERO Y AUTOMOCIÓN.

un primer proyecto para la metalúrgica Desmet. La idea era crear una planta de biodiesel en el medio de la selva Mato Grosso (Brasil). Tuvimos que sentarnos a pensar: ¿cómo ganamos un proyecto en medio del pantanal? Otras cinco o seis empresas peleaban la licitación, pero ocurrió que todas cotizaron terrestre en el medio de la selva. Nadie pensó en la hidrovía, nadie pensó en el agua. Empezamos a hablar con los barcaceros y nos contaron que se dedicaban al transporte de azúcar, carbón, mineral de hierro, etc. Les explicamos que nuestro producto es lo más limpio que hay, lo pensaron y no sabían cómo cotizarnos, les fuimos diciendo nosotros. Inventamos un camino y nos fuimos por la hidrovía. La cotización terrestre implicaba u$s 4 millones y nosotros cotizamos u$s 2,5 millones. Ganamos el proyecto así, por meterle cabeza. Entonces, la especificidad de Altius es la creatividad. Si no sos creativo, quedás afuera. Esto implica estar todo el tiempo inventando y pensando cosas, todo el tiempo pensando *out of the box*. El pensamiento lateral es lo que prima.

**¿Qué ventajas tiene Altius en comparación con las firmas multinacionales?**

—

Altius es una empresa muy enfocada, pero es chica. En el mundo no tenemos más de 500 empleados. Hay 12 oficinas en España y Argentina fue la primera sede que tuvimos en el exterior, y funciona como la oficina regional para Latinoamérica. Después se abrieron Chile, Bolivia, Perú y México. Altius es una Pyme gigante. Tenemos todo lo que tienen los grandes, pero aggiornado a nuestra medida. Hoy la división Proyecto es muy importante en Argentina y somos fuertes en eso.

**¿Cómo alcanzó el cargo de presidente?**

—

El CEO de las 30 empresas de Davila, Jaime Mauriño, me propuso abrir el departamento aéreo en Altius. Sabían que cuando arranqué, en 1989, me formé en el sector aéreo. Sé cómo funciona esa actividad de la A a la Z, pero no lo pienso hacer. También me ofrecieron el puesto de gerente general, pero no acepté porque implicaba alejarme de lo que me gusta para entrar en un mundo mucho más corporativo que no es de mi interés ni conozco bien. Luego apareció la oportunidad de presidir la división Proyecto y allí encontré mi lugar en el mundo. Me metí de lleno en el universo del súper pesado, del *heavy holder*, de las grúas, de las grandes turbinas y los generadores de 300 toneladas. Ahora me siento bueno en lo mío y lo disfruto.

**¿Qué oportunidades pueden dar los sectores de *Oil & Gas* o petroquímica a una empresa como Altius? ¿Cómo ve ese mercado?**

—

Somos muy fuertes en energía, tanto en convencional –es decir, centrales termoeléctricas, represas hidráulicas– como en las nucleares y las no convencionales o renovables (la eólica y fotovoltaica). Nos fuimos haciendo fuertes en cada caso. Altius tiene algo que la diferencia mucho del resto: un departamento de ingeniería de transporte propio. En Madrid contamos con cuatro ingenieros de transporte, dos navales y dos aeronáuticos. Y trabajan todo el tiempo pensando soluciones distintas. Entre 2018 y 2019 cerré cinco licitaciones muy grandes con AESA y embarcamos las cosas más extrañas de los lugares más extraños. Hay muchas anécdotas. Por ejemplo, en Tailandia teníamos una serie de estructuras metálicas que no podían apilarse y el *packing* que me dieron para cotizar difirió 100% de la mercadería que pusieron en el puerto. Yo había contratado un buque y el paquete no entraba, así que tuve que poner dos. Enviamos a un ingeniero que estudió la carga, hizo planos, mandó fotos y finalmente pedimos autorización para apilar tal y cual equipo. Al tiempo se comprobó que no había peligro y la autorización llegó. Lo hicimos y cerramos un buque. Gané esa licitación, y la segunda, la tercera, la cuarta y la quinta. Porque le ponemos esa cabeza. Eso es lo que nos diferencia de los grandes: brindamos soluciones hechas a mano.

**Si viajamos dos décadas atrás, ¿la logística aportaba al cliente el mismo valor que aporta hoy?**

—

Dos décadas atrás, la influencia del valor flete sobre el valor mercadería no era tan grande. Hoy por hoy te miran el centavo porque hay una incidencia brutal de la logística sobre el valor de la mercadería. Cuando yo empecé, hace 30 años, era algo despreciable, no importaba el costo del flete. Hace 20 años ya no era tan despreciable, pero era menor. Hoy es vital; es más, estamos cotejando traer arena para el *fracking* en Vaca Muerta y la incidencia del flete puede ser del 50%.

**¿Eso lo trae de China?**

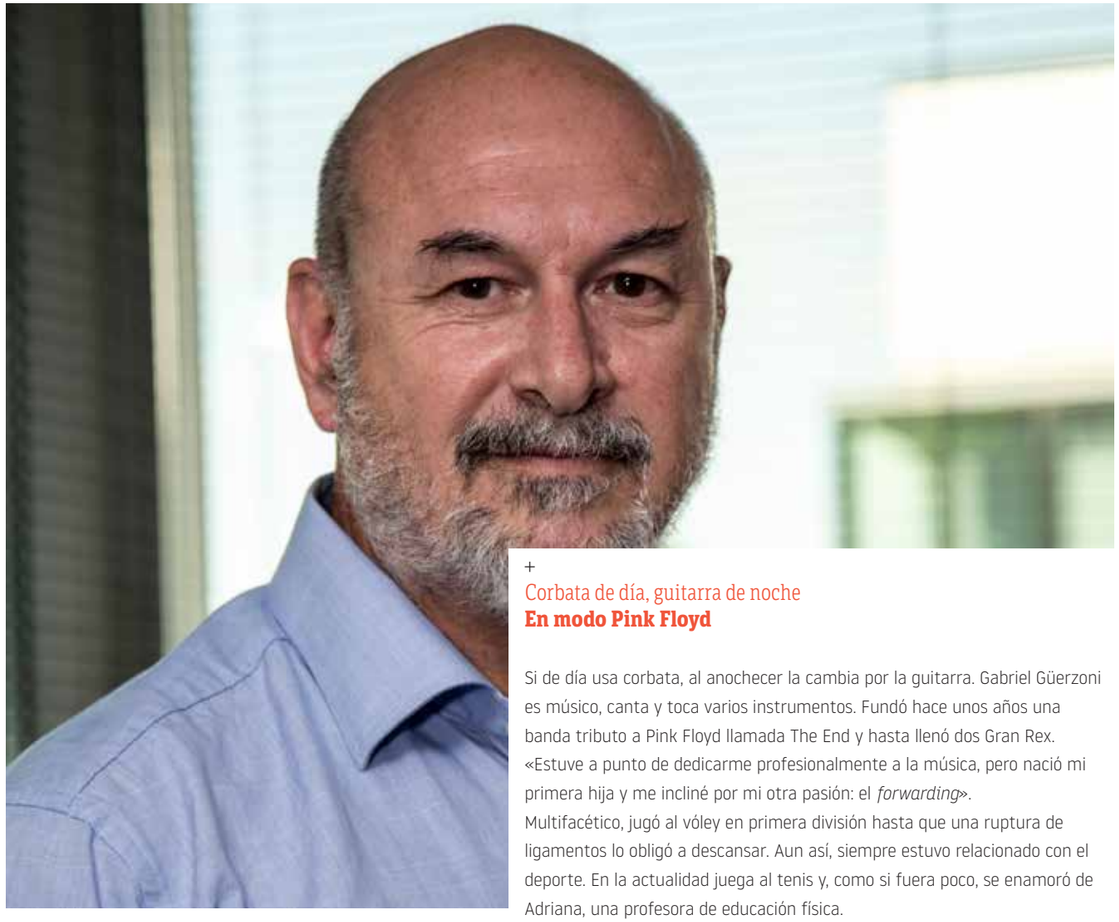
—

Eso viene de China o de Europa. En este caso, nosotros vamos a traerlo de una cantera en Valladolid (España) para YPF. Estamos haciendo todo el estudio. Primero posicionamos los camiones, después llevamos los bolsones y nos embolsan la arena ahí. Ahora estamos evaluando si nos conviene utilizar un contenedor, un granel o un mix. Nos están pidiendo 8.000 toneladas por pozo. Vamos a tener que hacer un mix entre contenedores y granel. Una vez más, el hecho de pensar de forma creativa es lo que nos permite competir. Haciendo lo tradicional siempre vamos a encontrar a uno más fuerte que nosotros.

**¿Qué balance hace del posicionamiento en el sector en los últimos cinco años?**

—

En nuestro caso, fue clave capitalizar los errores. Tanto el dueño del Grupo Davila como el CEO de las compañías no echan a la gente porque se equivoca. Son tipos que te dejan trabajar tranquilo. Te dan oportunidades y te preguntan si necesitás capacitarte o hacer cursos, y creo que eso nos



+

Corbata de día, guitarra de noche

## En modo Pink Floyd

Si de día usa corbata, al anochecer la cambia por la guitarra. Gabriel Güerzoni es músico, canta y toca varios instrumentos. Fundó hace unos años una banda tributo a Pink Floyd llamada The End y hasta llenó dos Gran Rex. «Estuve a punto de dedicarme profesionalmente a la música, pero nació mi primera hija y me incliné por mi otra pasión: el *forwarding*».

Multifacético, jugó al vóley en primera división hasta que una ruptura de ligamentos lo obligó a descansar. Aun así, siempre estuvo relacionado con el deporte. En la actualidad juega al tenis y, como si fuera poco, se enamoró de Adriana, una profesora de educación física.

«En total tengo cinco hijos, tres míos y dos de mi mujer», dice orgulloso. Recientemente uno de ellos decidió que quiere estudiar comercio exterior y Gabriel está feliz: «Estoy más que contento, creo que el estudio es fundamental. Aun así yo aprendí en la universidad de la calle y les inculco a mis hijos que no pierdan de vista el hecho de formarse más allá de la academia, porque a fin de cuentas ahí radica muchas veces la clave del éxito.

> DOS DÉCADAS ATRÁS, LA INFLUENCIA DEL VALOR FLETE SOBRE EL VALOR MERCADERÍA NO ERA TAN GRANDE.

permite a todos trabajar tranquilos y sin presión. Si cometí un error, trabajo con la tranquilidad de saber que voy a tener otra oportunidad. Dentro de la energía fuimos girando la brújula hasta encontrar dónde somos realmente expertos, que es en estas soluciones atípicas. Porque el transportar una turbina lo puede hacer cualquiera de los grandes. Pensamos constantemente cómo meternos en ciertos lugares y descartar otros. Por ejemplo, la energía eólica para nosotros está vedada. Acá opera Vestas y es una empresa que se autogestiona en todo. El año pasado me pidieron más de 15 cotizaciones y no obtuvimos ninguna. Con respeto les dije que no pidan más, porque es algo que pueden hacer por sí mismos. Entonces la eólica la sacamos del espectro. Es algo que nos quita tiempo para enfocarnos de lleno en los ámbitos en los que sí podemos incidir. Altius empezó a ganar más proyectos en la medida en que se prestaba cada vez más atención a los detalles y donde más contención (hasta emocional) se brindaba al cliente. Ganamos licitaciones por valores intangibles. A mí me han dicho: «Ustedes no son los más baratos, pero vimos lo que hicieron en Tailandia, así que decidimos adjudicarlos de nuevo. Por supuesto también hay que considerar no pasarse de vivos. Si cobrás por demás lo hacés una vez, la segunda quedás afuera. Nuestra *expertise* pasa por la comprensión de la necesidad del cliente.

**Hace 30 años que trabaja en el negocio de la logística, ¿qué balance hace de su carrera profesional? ¿Sigue teniendo desafíos?**

—

Siempre estoy afilando el cuchillo. Mi mujer es profesora de educación física y ella sabe, por ejemplo, cuántos alumnos tiene este año, cuántos va a tener el año que viene y planifica sus clases constantemente. Su mundo es más ordenado. Mi trabajo es distinto y eso es en gran medida lo que me atrae, el hecho de tener desafíos permanentes. Uno trabaja porque lo necesita. Pero podés trabajar a gusto o por obligación. Yo trabajo a gusto. Me gusta viajar, cuando estoy más de 15 días acá me empiezo a sentir encerrado, necesito ir a un puerto o una barcaza.

**¿Cuál es su reflexión respecto de la coyuntura?**

—

Tenemos una coyuntura complicada como país y como mercado porque se conjugan dos cosas, una es el cambio de gobierno y sus implicancias. Argentina históricamente es un país imprevisible en materia económica y eso afecta de manera directa las inversiones extranjeras. Por ejemplo, sos alemán y querés saber qué va a pasar con la plata de acá a cinco años, y en este país no sabés qué va a pasar siquiera en los próximos cinco meses.

Yo no soy macrista ni mucho menos, pero vi un cambio de dirección y un asentamiento en cuanto a las bases para atraer capitales. Se reformuló la imagen en el exterior y hubo una ley que acompañó. No sé qué dirección va a tomar el nuevo gobierno. Hay una historia de borrar todo lo que hizo el anterior. El argentino es caudillista, va atrás de un hombre y no atrás de una idea. Los españoles del Grupo se preguntan cómo sobreviven los argentinos. En 2018 y 2019 ganamos mucha plata y, dadas las condiciones de nuestro país, en España no lo podían creer. ×

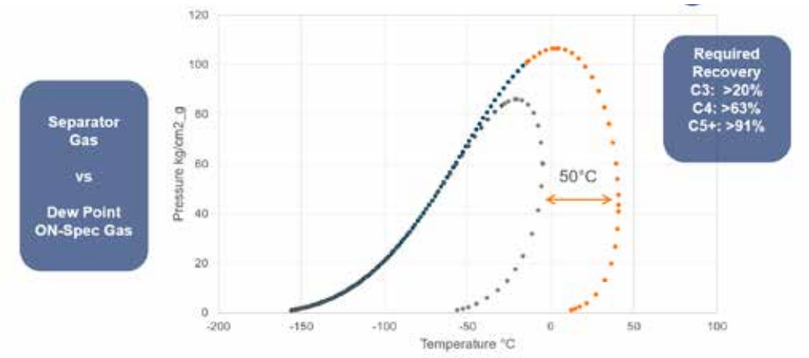
DISEÑO CONJUNTO DE WÄRTSILÄ Y TRANSEPARATION

# SOLUCIÓN TECNOLÓGICA PARA EL TRATAMIENTO DE GAS QUE ACOMPAÑA EL *SHALE OIL*

—

TRANSEPARATION DISEÑÓ UN CONCEPTO PARA EL TRATAMIENTO DE LOS CONDENSADOS Y SU REUTILIZACIÓN, CON EL FIN DE INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, GENERAR ENERGÍA DIRECTAMENTE EN EL CAMPO UTILIZANDO CONDENSADOS EN MOTORES WÄRTSILÄ E INYECTAR AL GASODUCTO EL GAS EN ESPECIFICACIÓN.

**EM >**




**LAS ALTAS PRODUCTIVIDADES** de los pozos de *shale gas* y *shale oil* perforados durante los últimos dos años en Vaca Muerta despejaron las dudas alrededor de la rentabilidad económica de esos proyectos. Con perforaciones horizontales que arrancan con una producción superior a los 500.000 metros cúbicos diarios ($m^3/d$) del hidrocarburo, las empresas productoras redujeron agresivamente los costos de desarrollo en el *play* no convencional de la Cuenca Neuquina. Sin embargo, aún resta lograr una mayor eficiencia de la operación de esos campos. En esa clave, las empresas Wärtsilä y Transeparation desarrollaron en conjunto una solución tecnológica que agrega valor a los gases asociados y pesados que acompañan el *shale oil* que producen los campos ubicados en la ventana de gas húmedo de Vaca Muerta.

En los hechos, la presencia de hidrocarburos pesados asociados al gas muchas veces termina afectando el régimen productivo de ese tipo de reservorios porque altera los parámetros operativos de las instalaciones de tratamiento de gas. En esos casos, su alto contenido de líquidos impide que el gas cumpla con las especificaciones que exigen las transportistas para inyectar el gas en la red troncal de gasoductos.

Transeparation ha diseñado un concepto para el tratamiento de los condensados (propano, butano, y gasolinas) y su reutilización, con el que busca obtener tres beneficios: incrementar la producción de petróleo, generar energía directamente en el campo utilizando condensados en motores Wärtsilä e inyectar al gasoducto el gas en especificación. Según cálculos de los tecnólogos, la opción puede significar considerables aumentos de rentabilidad para las operadoras que explotan esos yacimientos.

En la ventana de gas rico de Vaca Muerta existen yacimientos con un ratio de gas y petróleo (GOR, por sus siglas en inglés) superior a los 140 $Sm^3/m^3$, con más de 390 $m^3/MMm^3$ de LPG y 60 $m^3/MMm^3$ de condensados. La producción de yacimientos de esta clase contrae costos adicionales, porque es necesario contar con unidades específicas de refrigeración y de reacondicionamiento del gas; también, grandes instalaciones de almacenaje de LPG y una compleja y cara logística comercial para manipular esos combustibles líquidos, lo que incrementa el CAPEX en *facilities* para las instalaciones de superficie.

La solución desarrollada por Wärtsilä y Transeparation –que combina la instancia de tratamiento de gas rico con la opción de generación energía eléctrica a partir de los condensados asociados al metano– permite: a) una optimización de la capacidad de compresión instalada en superficie mediante la utilización de compresores eléctricos; b) una eficientización del control de flujo y de temperaturas en las *facilities*; c) una reducción del costo de potencia de compresión medida en HP; d) menores niveles de ruido; y e) una menor huella de carbono del proyecto.

La solución es un vehículo que permite monetizar condensados que, por su elevado costo de tratamiento y almacenaje, posibilita la generación de energía *in situ* y permite electrificar los yacimientos con alta eficiencia y bajo costo de combustible. Además, por un mejor aprovechamiento de los condensados se puede incrementar la producción neta de petróleo y optimizar la calidad del gas; asimismo, reducir los costos de operación en boca de pozo, obtener beneficios ambientales (reducir las emisiones de $CO_2$, COV y ruido) y garantizar una muy alta flexibilidad operativa, incrementando la seguridad de las personas que intervienen en la operación. ×

—
Alberto Carlocchia

ALBERTO CARLOCCHIA, PRESIDENTE DE LA CÁMARA ARGENTINA DE EMPRESARIOS MINEROS

# SI SEGUIMOS COMO ESTAMOS, NOS VAMOS A QUEDAR SIN MINERÍA

—

ALBERTO FERNÁNDEZ ANTICIPÓ QUE EL SECTOR DEL PETRÓLEO, EL MINERO Y EL DEL CAMPO «TENDRÁN QUE HACER UN ESFUERZO». EL DIRECTIVO ENTIENDE QUE LAS RETENCIONES PUEDEN AYUDAR AL PAÍS EN UNA COYUNTURA DIFÍCIL, PERO DEJÓ EN CLARO QUE LO IMPORTANTE ES TENER UN PLAN PARA DESARROLLAR EL POTENCIAL MINERO.

Por Sabrina Pont



**APENAS UN MES DESPUÉS DE LAS PASO,** Alberto Carlocchia asumió como presidente de la Cámara Argentina de Empresarios Mineros (CAEM), en medio de una profunda crisis económica y de un contexto político inesperado y atípico para el país. «Me preguntaron si era optimista. Y la verdad es que, si no fuese optimista, no estaría acá», aseguró a *TRAMA* casi tres meses después, en el bar de un hotel donde se desarrollaba un extenso seminario sobre minería argentina a metros del Obelisco.

El visible cansancio –potenciado por el trajín de un fin de año teñido con una transición de gobierno con poca pretensión de ser pacífica, al menos en lo declarativo–, más una apretada agenda, no alcanzan para opacar el entusiasmo que Carlocchia mantiene por comandar la entidad empresaria minera hasta la primavera de 2021. Aunque no dejó de mostrarse preocupado por algunas definiciones de Alberto Fernández sobre la actividad y advirtió acerca de la necesidad de «salir de la eterna ley de emergencia económica».

«Yo no veo que el presidente electo o los miembros de su equipo quieran que sigamos en la pobreza. Así como te hablan de retenciones, también te hablan de producción y exportación. Un país que quiere salir adelante no puede castigar a su producción gravando su exportación. Si es circunstancial, lo entiendo. Pero no podemos vivir eternamente en ese esquema», sostuvo el titular de la CAEM, quien es también gerente de Relaciones Institucionales y Sustentabilidad de Patagonia Gold, una metalífera nacional del empresario Carlos Miguens.

«Habló de producción y de exportación. Habló de ser socios para el desarrollo del país, de generación de divisas y de las inversiones que necesitamos para salir de la crisis. Si esa es la visión, ¿quién puede estar en desacuerdo? Ahora tenemos que ver, dada la coyuntura en que vivimos, como podemos implementar eso», sostuvo Carlocchia, resumiendo los dos encuentros que tuvieron los mineros con Alberto Fernández cuando todavía era candidato antes de las elecciones de octubre.

Días después, a dos semanas de su asunción, Fernández anticipó que el sector del petróleo, el minero y el del campo «tendrán que hacer un esfuerzo», y que si bien le «encantaría no cobrar retenciones», con los 5 o 6 puntos de déficit fiscal que deja Macri no lo puede hacer.

Al respecto, Carlocchia dijo que entiende «que esas medidas tengan cierta continuidad en el tiempo, dada la situación de endeudamiento en la que estamos». «Hay que generar una recaudación determinada para hacer frente a los compromisos. Entiendo, pero también desafío a que tengamos ideas superadoras para el futuro. Cómo hacemos entre todos, con las provincias y con la sociedad, que es un actor fundamental de su propio desarrollo», señaló el directivo, que cuenta con más de 20 años de trabajo en la industria minera nacional.

«En dos años, tres a lo sumo, tenemos los primeros proyectos metalíferos que ya deberían estar factibilizados o factibilizando, esencialmente en cobre, litio, plata, y en oro tenemos proyectos de ampliaciones. ¿Cómo hacemos para que eso ocurra? Esa es la discusión que hay que dar. Hoy podemos aguantar la coyuntura y la crisis con lo que tenemos, pero si no mejoramos las condiciones para adelante, no va a haber 2030 para la minería», sentenció el conductor de la primera Comisión Directiva de la CAEM, que integra en la toma de decisiones a dos mujeres (María Eugenia Sampalione, de Newmont Goldcorp, como vicepresidente segunda, y Carina Zini, de Minera Don Nicolás, como vocal).

Para Carlocchia, la minería necesita tiempo, bajo condiciones de potencial desarrollo, que sean estables. «Hay otras cuestiones, además de las retenciones, que son muy puntuales de la industria, pero la carga tributaria no es solo de la minería; en la Argentina es pesada para todos los sectores», estimó y puntualizó que la minería de primera categoría, que es la metalífera y la de litio, destina toda su producción a la exportación. «No tengo mercado interno como a lo mejor sí tienen otras industrias exportadoras; es fundamental evaluar cada caso», agregó.

**¿Qué tomaría de la industria del petróleo y del gas que se pueda aplicar en minería?, preguntamos a Carlocchia.**

—

Creo que lo que debemos trabajar con el sector del petróleo y del gas son las sinergias que tenemos para el desarrollo regional. Son industrias, las dos extractivas; muy distintas, con distintas historias. Pero así como se están pensando condiciones para desarrollar Vaca Muerta hacia adelante, tenemos que pensar condiciones para desarrollar el potencial minero hacia adelante. Si seguimos como estamos, nos vamos a quedar sin minería. Lo que buscamos es trabajar en la posibilidad de generar políticas públicas que acompañen el desarrollo de nuevas inversiones, que por el solo hecho de desarrollarse van a dejar mucho más que la retención que puede dejar hoy lo que estamos

> “ASÍ COMO SE ESTÁN PENSANDO CONDICIONES PARA DESARROLLAR VACA MUERTA HACIA ADELANTE, TENEMOS QUE PENSAR CONDICIONES PARA DESARROLLAR EL POTENCIAL MINERO HACIA ADELANTE.

“

HOY LOS PROYECTOS DE COBRE SON LOS QUE ESTÁN PRIORIZADOS FRENTE A CUALQUIER OTRO PROYECTO DE ORO EN LA ARGENTINA.

produciendo. Si logramos balancear eso, entendiendo la coyuntura de hoy pero legislando para el futuro, yo creo que de acá a un año podemos llegar a poner en marcha las posibilidades de desarrollo de la industria minera en distintos focos de la Argentina, incluyendo aquellas provincias que hoy no están aceptando la industria. El sector del petróleo y del gas tiene un centenar de años; ha evolucionado y ha desarrollado poblaciones, y ha hecho resurgir localidades y regiones. Un sector con mucho peso específico por su historia y por lo que representa. La minería tiene 25 años de desarrollo; somos nuevos como jugadores pero podemos generar tanto de acá para adelante en la medida en que podamos sentarnos y plantear nuestro escenario. Queremos generar ideas que se traduzcan en proyectos superadores de esa idea rentista que se tiene de la minería.

**¿Cuál es la visión del sector gremial minero en ese sentido?**

—

El trabajo con el gremio siempre ha sido, es y será lo más importante para el sector; no solo es una estrategia, sino que es la única manera de hacer minería. Personalmente, pienso que AOMA (Asociación Obrera Minera Argentina) es un gremio muy moderno que entiende de la competitividad que necesita el sector y de la responsabilidad de hacer un trabajo seguro. Y siempre ha alzado la voz en ese sentido. En esa línea, el mejor aliado recíproco que tenemos es el gremio que también está pensando como nosotros, en cómo generar inversiones que le den alternativas de desarrollo y crecimiento a la gente, y en cómo colaborar para que se generen políticas públicas en pos de este objetivo, con una visión ampliada que no se limita solo a los mineros sino que apunta al beneficio de toda la ciudadanía.

**¿Cuáles son los emprendimientos que pueden cambiar la matriz productiva minera en la Argentina?**

—

Los proyectos de cobre y de litio. En esos mercados tenemos ventanas de oportunidades; si no las aprovechamos, puede que esto que estamos hablando ahora desaparezca. Si podemos plantear nuestro escenario y demostrar la ventana de oportunidades que se nos está abriendo, logramos los consensos necesarios para desarrollar la industria. Hoy los proyectos de cobre son los que están priorizados frente a cualquier otro proyecto de oro en la Argentina. Pero tampoco podemos desarrollar todos nuestros proyectos de cobre mañana, porque no están maduros y no tenemos los recursos humanos ni la provisión de bienes y servicios apropiados para poder desarrollar ese segmento ya mismo. Tenemos tres años para preparar el terreno, siempre y cuando hoy se tomen las decisiones adecuadas porque, si no, esos tres años están corriendo la línea de largada cada vez más adelante. Si los proyectos de cobre no empiezan a factibilizarse en tres años, perdemos el tren. ¿Qué pasó con el potasio? Potasio Río Colorado perdió absolutamente todo. Hoy sigue siendo el mismo proyecto, pero veo muy difícil que se haga, porque ya no tiene el precio que tenía, no tiene la demanda que tenía. Se perdió una oportunidad muy grande.

**¿Cuáles son esos proyectos?**

—

Filo del sol, Pachón, Josemaría, en la provincia de San Juan; Taca Taca en Salta; Agua Rica en Catamarca son los emprendimientos de cobre grandes que están más cerca del punto de largada. También tenemos el proyecto de plata Navidad, que aguarda definiciones en Chubut, y también es muy importante. Y en menor escala, se están desarrollando proyectos que, aunque no son grandes en volumen de inversión, también dinamizan regiones. Como los de oro Lindero en Salta, que está a punto de iniciar su producción, o Calcatreu en Río Negro, que está por entrar en factibilidad el año que viene. Tenemos que ver si dan los números, primero hay que hacer un estudio preliminar.

**¿La ley de glaciares es un impedimento?**

—

Creo que hoy es un tema a resolver que debería ser parte de la agenda pública en caso de que veamos este escenario de inversión hacia futuro y no de cerrarnos hacia el futuro. No todos los proyectos tienen ese problema, pero sí es un tema a considerar y tiene que haber una comunión en el trabajo del sector público nacional y el provincial que genere una regulación que te permita analizar proyecto por proyecto con una línea de base previa razonable. Nadie quiere destruir un glaciar, y tampoco tengamos la idea de que todos los glaciares son como el Perito Moreno. Nadie mejor que los especialistas en estos temas para tomar las consideraciones técnicas apropiadas de las cuales me excluyo y deberían excluirse aquellos que no entienden pero opinan.

ARAUCARIA ENERGY

Av. Del Libertador 498, 15th floor, Buenos Aires, Argentina - T +54 11 52520303 - Ext 9258

“

QUEREMOS GENERAR IDEAS QUE SE TRADUZCAN EN PROYECTOS SUPERADORES DE ESA IDEA RENTISTA QUE SE TIENE DE LA MINERÍA.

**¿Qué falta para que cambien las leyes que prohíben la minería en Chubut y Mendoza?**

—

Son decisiones provinciales, pero creo que las dos están traccionando para abrirse a la minería, porque también tienen proyectos y oportunidades, y también tienen necesidades. En estos casos, vemos que a veces se avanza por convicción, pero otras, por necesidad. Sea cual fuese, hay que ayudar para que se haga bien, porque tampoco sirve hacer minería por imposición. La CAEM acompaña a las cámaras provinciales. La Cámara de Empresarios Mendocinos ha generado una matriz de trabajo con otras instituciones intermedias, otras industrias, que le han dado un importante apoyo para revertir esta situación. Es muy significativo el acompañamiento que han tenido. No todo el mundo está en contra. Tenemos que analizar seriamente, a nivel regional y como país, cómo diversificar la matriz productiva de nuestras provincias para poder generar alternativas a la gente. En Chubut, se acaba de asociar a la CAEM la Cámara de Servicios y Empresarios Mineros, y después hay otras cámaras. Recientemente se creó una nueva entidad en Esquel, y que en esa localidad haya habitantes que quieran desarrollar minería es interesante, marca sin dudas que hay un cambio.

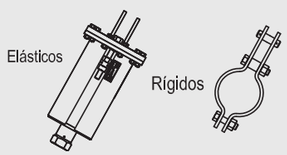
**Y para el desarrollo del litio, ¿cuáles son los desafíos?**

—

Se ha creado una mesa de litio, que es un muy buen instrumento que hay que seguir potenciando: tiene que ser inclusiva y tiene que marcar determinadas pautas de cómo se hace ese trabajo conjunto. El litio no tiene un mercado externo regulado, como lo tienen los demás metales, pero en líneas generales la inversión y el desarrollo que generan requieren de igual modo una infraestructura determinada. Está en una instancia en la que hay demanda y creo que va a evolucionar en la medida en que la industria que lo requiere crezca. Tiene un potencial muy grande, pero al igual que los demás *commodities* requiere un mercado. Entonces, ¿cuál es tu ventana de oportunidad? Hoy el mercado necesita producción. Antes de hacer baterías de litio, pienso en cómo tener litio. En el futuro se verá si podemos hacer baterías. ×


PUERTO®
BAHÍA BLANCA
CONSORCIO DE GESTIÓN
DEL PUERTO DE BAHÍA BLANCA

ITECO SRL
Más de 50 años creciendo con la industria




ITESOP ® Soportes para tuberías
Ver amplia variedad de tipos y dimensiones en catálogo ITESOP - www.iteco.com.ar

**Ventas:** J.Ferrari 315 - CABA (+5411) 48557092 - ventas@iteco.com.ar
**Fábrica:** Ucrania 2734 - Lanús Oeste - Buenos Aires (+5411) 56487231/2 - 42092071

Carlos Echagüe.

LA REGIÓN PERDIÓ PROTAGONISMO FRENTE AL AVANCE AUSTRALIANO

# LITIO: CON EL INICIO DE DOS PROYECTOS, EL PAÍS LOGRARÍA REPOSICIONARSE EN 2021

CON EL INICIO DE LOS PROYECTOS CAUCHARI-OLAROZ EN JUJUY Y CENTENARIO-RATONES EN SALTA, LA ARGENTINA SUPERARÍA EL DOBLE DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACTUAL. VARIAS EMPRESAS AGUARDAN SEÑALES DEL NUEVO GOBIERNO PARA SOSTENER LAS INVERSIONES. EL PRECIO DEL LITIO Y EL MERCADO FINANCIERO «CADA VEZ MÁS ESTRICTO» TAMBIÉN RETARDAN DEFINICIONES.

Por Sabrina Pont

“ CENTENARIO-RATONES EN SALTA ES LLEVADO ADELANTE POR ERAMINE Y CONTARÁ CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 24.000 TONELADAS POR AÑO.

**DE LOS MÁS DE 50 POTENCIALES** proyectos de litio que están distribuidos en 23 salares de Jujuy, Salta y Catamarca, solo dos iniciaron su fase de construcción y prevén empezar a producir en 2021: Cauchari-Olaroz en Jujuy y Centenario-Ratones en Salta. El primero es desarrollado por Minera Exar y podría alcanzar una capacidad para producir 40.000 toneladas anuales de mineral blanco con una vida útil de 40 años; el segundo proyecto, en tanto, es llevado adelante por Eramine y contará con una capacidad instalada de 24.000 toneladas por año.

Para la puesta en marcha de Cauchari-Olaroz, que se ubica en el salar homónimo –el segundo recurso más grande del mundo después del de Atacama–, está prevista una inversión de u$s 565 millones. Según detalló Gabriel Rubacha, presidente para Sudamérica de Lithium Americas Corp. –la empresa canadiense que comparte el emprendimiento con la china Ganfeng–, u$s 230 millones ya están comprometidos y algo más de u$s 130 millones ya fueron erogados.

«Estamos totalmente financiados y con capital disponible para la ejecución del proyecto. Los equipos críticos ya fueron comprados y los contratos involucrados ya fueron adjudicados o están en proceso», señaló el directivo en el Congreso y Exposición «Lithium Latin America», que se llevó a cabo a principios de diciembre en un hotel porteño a metros del Obelisco. «El proyecto reforzó en gran medida su avance con la entrada en el negocio de la china Ganfeng», añadió Rubacha.

Por su parte, Daniel Chávez Díaz, director ejecutivo de Eramine Sudamericana –subsidiaria del grupo francés Eramet–, dijo que tras casi nueve años de exploración, se dio paso a la construcción del proyecto en 2018. «Hasta el momento, llevamos invertidos unos u$s 80 millones en esta última etapa; los desembolsos totales que incluyen la exploración están muy por encima de esa cifra», describió el ejecutivo a *TRAMA*.

Para completar el proyecto, la compañía deberá invertir unos u$s 600 millones; de ahí una porción son fondos propios de Eramet y otra se cubrirá con organismos multilaterales, bancos y fondos. «Este año el proyecto se desarrolló con normalidad. Formalmente, el directorio del grupo proveyó la primera autorización para lo que se llama la inversión inicial y está pendiente la autorización para la inversión definitiva del proyecto.

Esa autorización tendrá que llegar en algún momento a comienzos del año próximo», estimó Chávez Díaz y apuntó que «influye mucho el contexto país en el sentido de que para el grupo es esencial disponer del flujo de fondos».

Al respecto, el directivo puntualizó que «lo que necesitamos es que el gobierno que viene nos dé señales de que podemos seguir invirtiendo con seguridad en este proyecto». «Creemos que sí, que el sector minero es un sector que el gobierno que viene siempre apoyó, por lo menos la gente que gobernó en el período anterior apoyó la minería y por lo tanto pensamos que así va a ser en el gobierno de Fernández», completó.

**OTROS EMPRENDIMIENTOS**

En paralelo, otros emprendimientos están en prueba de factibilidad de proceso; otros en fase de evaluación económica previa; y algunos se encuentran en exploración avanzada.

El proyecto Sal de Vida, en Catamarca, está a cargo de la empresa australiana Galaxy Lithium, que recientemente vendió otras propiedades a la coreana Posco y logró una buena posición financiera en pos de encarar las inversiones para la construcción, que se estima se va a iniciar a mediados de 2020.

«Tenemos los fondos para hacerlo y estaríamos avanzando el año que viene para luego dar inicio a la producción a principios de 2022, que en una primera fase será de 10.000 toneladas anuales», sostuvo el gerente general en Argentina de Galaxy Lithium, Guillermo Caló, en diálogo con *TRAMA*.

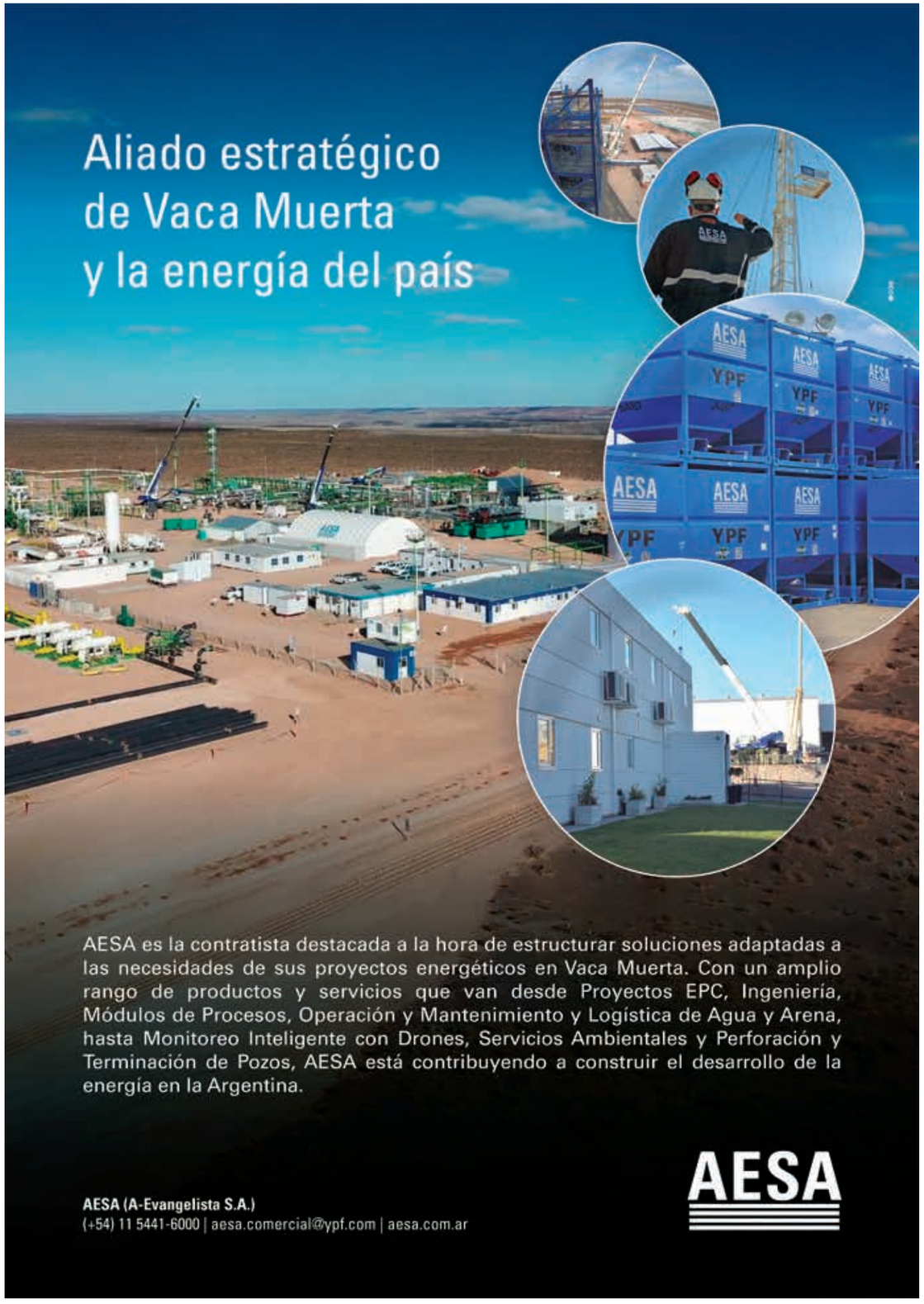
«Aún no podemos anunciar el monto de inversión porque está en análisis», aclaró y dijo que tienen la factibilidad aprobada en mayo de 2018, pero que está en proceso de actualización.

A decir del directivo, el proyecto posee 40 años de vida útil, lo que implica que «vamos a pasar muchos cambios de gobierno y por eso no queremos condicionar nada». «Los recursos son provinciales y vienen manteniendo una política bastante coherente y consistente en los últimos 20 años; van a seguir en esa línea, la consideran una industria estratégica», sostuvo.

También en Catamarca está el Proyecto Tres Quebradas, de la empresa Liex. Según el presidente de la firma, Tomas de Pablo, ya se finalizó la etapa exploratoria y se avanza en la factibilidad. «Tendrá una vida útil de 35 años, con una capacidad instalada de 20.000 toneladas anuales de litio», agregó. Sobre la inversión, dijo que precisan unos u$s 320 millones y que están en negociaciones para conseguir ese monto, que permitirá construir la planta y empezar a producir.

«Estamos en búsqueda de un socio estratégico, si la coyuntura política acompaña vamos a tener el proyecto muy avanzado para poder comenzar con la construcción el año próximo», afirmó De Pablo, e indicó que ya cuentan con una planta piloto y se han invertido unos u$s 38 millones.

El proyecto Salar del Rincón, en Salta, también busca financiamiento. De acuerdo con Alejandro



**MN >**

Guillermo Calo. Tomás de Pablos. Gabriel Rubacha. Alejandro Moro. Daniel Chávez.

Moro, gerente general de la empresa a cargo, Rincón Mining, actualmente buscan inversores para poder dar inicio a la construcción del emprendimiento, en el que ya llevan más de 10 años de estudios. «Tenemos una capacidad instalada de 25.000 toneladas de litio anuales y una vida útil de 30 años. Pero para eso se precisan unos u$s 600 millones», expresó Moro. «Entramos en un estadio de 'aguantar y ver cómo viene la mano'; el precio del litio sigue en baja, el mercado financiero está cada vez más estricto. Estamos evaluando nuestras oportunidades», resumió.
Solo con la puesta en marcha del proyecto de Minera Exar en toda su extensión se duplicaría la producción total que el país tiene hoy, que con únicamente dos empresas en actividad alcanza a 40.000 toneladas anuales (lo que representa casi el 16% de la demanda mundial). Se trata de la firma Fénix de la estadounidense Livent (ex FMC), ubicada en el Salar del Hombre Muerto, que se puso en marcha a fines de la década del 90 en Catamarca, y de Sales de Jujuy, de la minera australiana Orocobre, con el Proyecto Olaroz, que entró en su fase productiva en 2014. Ambas tienen, además, planes de expansión para alcanzar la capacidad instalada de 40.000 toneladas de litio cada una.
Hoy, la ecuación favorece a los que se producen en roca en Australia: los datos de 2018 revelaron que un 55% del litio que se consume en el mundo viene de ahí. ×

>
TRAMA

Nº 9 DIC. 2019
Registro de la Propiedad Intelectual: 53669687

Nicolás Gandini
***Director Editorial***

Marcela Gonzalez
***Directora***

***Diseño Editorial***
Estudio ÁgredaDG
lea.agreda@icloud.com

***Escriben***
Juan Manuel Compte
Fernando Krakowiak
Juliana Monferrán
Roberto Bellato
Antonella Liborio
Andrea Durán
Lucas Lufrano

***Fotografía en Buenos Aires***
Daniela Demelio
daniela.damelio.fotografia@gmail.com

***en Neuquén***
Fabián Ceballos
Fotosnqn@gmail.com

***Corrección***
Pablo Valle

***Comercialización***
econojournal@econojournal.com.ar

***Impresión***
New Press Grupo Impresor S.A.
Paraguay 264 (1870)
Avellaneda, Bs.As.
+54 11 42089767

**REVISTA TRAMA**
es una producción de
**Econo Journal SRL**
Viamonte 825 PB "A"
+5411 4764 5313

**La energía más poderosa es la que compartimos.**

Somos Pampa, una empresa argentina de energía que invierte y participa en la generación, transmisión y distribución de electricidad; la exploración y producción de hidrocarburos, la elaboración de productos petroquímicos y el transporte de gas. Brindamos la mejor energía con el mayor respeto por el medioambiente.

**Confiar, invertir, crecer.**

**pampaenergia.com** -

Pampa energía

# Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas

Somos la primera compañía privada integrada de energía de la región. Desde hace más de 20 años invertimos, trabajamos y crecemos haciendo que otros crezcan.

Pan American ENERGY