

TRAMA

VISIÓN DE PROTAGONISTAS

15

En expansión desde el sur

CON LA ADQUISICIÓN DE SINOPEC, CGC SE METIÓ DEFINITIVAMENTE EN EL LOTE DE LAS MAYORES PETROLERAS DEL PAÍS. HUGO EURNEKIAN, FACTÓTUM DEL RENACER DE LA EMPRESA, REPASA LOS HITOS DE UNA ESTRATEGIA DE CRECIMIENTO QUE COMENZÓ EN LA CUENCA AUSTRAL, UNA REGIÓN QUE ESTABA PRÁCTICAMENTE ABANDONADA.

Javier Riello
TotalEnergies

Ricardo Markous
Tecpetrol

Bettina Llapur
Naturgy

Diego Trabucco
Aconcagua Energía

Alberto Saggese
GyP



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



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

intertek
Total Quality. Assured.

La energía
se está reinventando,
Total evoluciona a
TotalEnergies.



SIDECO AMERICANA
DIVISIÓN ENERGÍA



Más de 60 años de trayectoria invirtiendo en
proyectos y empresas en el sector energético en
Argentina y en varios países de la región. Tenemos
la firme convicción de invertir en nuestra gente y
en nuestro país aportando compromiso y
responsabilidad en los negocios que desarrollamos.

NOS MUEVE LA ENERGÍA

www.sidecoenergia.com

5276-8600 / 8642



Energía es crecimiento

Enfrentamos el futuro con la solidez de nuestra trayectoria.
Utilizamos tecnología de avanzada y constante innovación
para generar la energía que el país necesita.

ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.

ExxonMobil

www.exxonmobil.com/argentina

facebook.com/ExxonMobilAr

twitter.com/ExxonMobilAr

 **TERRAMAR**

Siempre junto a la industria
petrolera, gasífera y minera.



GESTION
DE LA CALIDAD
RI 8000-848



Pedro Pablo Ortega 4216 - B° industrial - (9000) Comodoro Rivadavia - Chubut - Argentina
Tel.: (0297) 448-0552 / 448-3989 / contacto@terramar.com.ar - www.terramar.com.ar



EL FUTURO ES ENERGÍA

 pluspetrol



Aseguradora de Proyectos

Centro Comercial Online 0810-220-9411



Nº de inscripción en SSN
0329

Atención al asegurado
0800-666-8400

Organismo de control
www.argentina.gob.ar/ssn



SUPERINTENDENCIA DE
SEGUROS DE LA NACIÓN

Generamos soluciones innovadoras y sustentables para la industria de la Energía. El valor de nuestra gente, la tecnología y la transformación digital nos impulsan a seguir creciendo en la región.

Trabajamos proactivamente con nuestros clientes para determinar sus necesidades. Nos destacamos en operaciones integrales.

PECOM
GRUPO PEREZ COMPANC

Nuestro espíritu innovador nos impulsó a llevar adelante el nuevo diseño de nuestra página web. Te invitamos a navegarla en sus tres versiones (español, inglés y portugués) accediendo a www.pecomenergia.com. Esperamos tu visita.



UPSTREAM

Exploración y producción de hidrocarburos, líder en la Cuenca Austral.

CGC

MIDSTREAM

Transporte de gas en Argentina, conectando con Bolivia, Brasil y Chile.

www.cgc.com.ar



UNIDOS POR LA MISMA ENERGÍA

Así como vos te conectás con tu familia, tus amigos y tus seres queridos, nosotros también lo hacemos con más de 2 millones de usuarios, desde Buenos Aires hasta Tierra del Fuego.

Ser parte de esa conexión diaria entre miles de personas, sin importar distancias, climas o geografías, es nuestro compromiso.

f @ in
camuzzigas.com.ar

camuzzi
MÁS QUE ENERGÍA



SOULE S.A.C.e.I.
Materiales Eléctricos

CASA CENTRAL: Av. Montes de Oca 1879 • CABA (C1270ABF)
Alberto E. Vivaldi - Gerente de Ventas - Tel. (+54-11) 4302-0010/17/18
Mail: alberto@soule-electric.com.ar - Cel. (+54-11) 11-5866-9388

www.soule.com.ar



EXPRO

Well Intervention and Integrity

A safer and smarter well integrity and intervention solutions partner. Our well intervention solutions span across well integrity, EOR, production monitoring, perforation and unconventional, pipe recovery and slickline mechanical services.

We develop leading-edge technologies to optimize performance from your wells.

**Partner with us to
win the future.**



**Providing remediation
of well integrity issues**

**Octopoda™, the first
technology, allowing you to
directly access your annuli.**



**A new era
in well integrity**

**Distributed Fiber Optic Sensing
(DFOS) gives us the capability
to monitor your entire well.**

in t f @
expro.com

HUGO EURNEKIAN, PRESIDENTE DE CGC

«El contexto de precios internacionales altos puede ser un estímulo para la inversión»

EN MENOS DE UNA DÉCADA, CORPORACIÓN AMÉRICA SE CONSOLIDÓ COMO UNO DE LOS PLAYERS DE PESO EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS. TRAS LA COMPRA DE COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES (CGC) EN 2013, Y DE YACIMIENTOS DE PETROBRAS EN 2015, EL AÑO PASADO DIO OTRO GOLPE: SE QUEDÓ CON LOS ACTIVOS LOCALES DE LA CHINA SINOPEC. EN UNA ENTREVISTA EXCLUSIVA CON *TRAMA*, HUGO EURNEKIAN COMPARTIÓ SU VISIÓN SOBRE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA Y EXPLICA EL POR QUÉ DE LA APUESTA, HECHA CON LA MARCA DISTINTIVA DEL GRUPO FAMILIAR: ASTUCIA Y AUDACIA

Por Nicolás Gandini y Juan Manuel Compte



DE TENER UN ESCUDO DE ARMAS, el blasón de los Eurnekian debería ser una A. Por Armenia, obviamente, la patria madre de la familia. Por la Argentina, esa desconocida tierra de oportunidades a la que emigraron y, dos generaciones después, los tiene como uno de los linajes empresarios más influyentes y prestigiosos. Por América, el nombre con el que hace casi 30 años bautizaron a uno de los primeros multimedios del país –cimentado a partir de Cablevisión, la primera gran operadora de TV por cable del país– y, pese a que ya salieron hace dos décadas de ese glamoroso y complejo negocio, sigue identificando a Corporación América, uno de los contados grupos locales con proyección internacional. Y la A, también, por dos palabras: astucia y audacia. Dos virtudes que el actual patriarca del clan, Eduardo –quien este año cumplirá 90–, ostentó para convertir a la empresa textil que fundó su padre en un holding que, en el siglo XXI, va de la operación aeroportuaria –más de 35 terminales locales de Aeropuertos Argentina 2000 y otras 18, entre el Uruguay, Brasil, Ecuador, Italia y Armenia–, agronegocios (Bodega de Fin del Mundo, UnitecBio), infraestructura (Helistop y Cinc), servicios (ShopGallery y Conamer) y tecnología (UnitecBlue). No son los únicos. En la última década, Corporación América pisó fuerte en energía. Participa en la industria con cinco empresas: UnitecBio, COAM Servicios Petroleros... y Compañía General de Combustibles (CGC), por supuesto, a través de esta suma a TGN y GasAndes. Astucia y audacia, como

pregonó Nicolás Maquiavelo en El Príncipe. Astucia para ver lo que otros, cegados, ignoran o descartan; audacia, para avanzar en condiciones adversas, aquellas en las que la prudencia sugiere que hay mucho más por perder que ganar. Esta vez, quien desplegó los atributos familiares fue Hugo Eurnekian, actual presidente de CGC. Sobrino de Eduardo, el 4 de diciembre de 2012, día del cumpleaños 80 de su tío, lo acompañó a una cena en homenaje a Rafael Correa, entonces presidente del Ecuador, de visita en el país. Estaban invitados porque el grupo ya operaba los aeropuertos de Guayaquil y Galápagos. Fue en el hotel Alvear. Durante la gala, se les acercó Matías Brea, miembro de Sociedad Comercial del Plata.. “¿A ustedes les interesa?”, les preguntó. Hablaba de CGC, compañía que en ese momento le pertenecía mayoritariamente al fondo de inversión Southern Cross –del ex CEO de Quilmes Norberto Morita– y a Sociedad Comercial del Plata, todavía en manos de Santiago Soldati. Salieron de la cena, festejaron el cumpleaños y, al día siguiente, lo debatieron durante el almuerzo. Algo más de dos meses después, a fines de febrero, se anunció la compra del 81%, por unos u\$s 200 millones. SCP quedó como socio. Fue el primer gran golpe. El segundo llegó dos años después. En marzo de 2015, CGC le adquirió 26 áreas de petróleo y gas en Santa Cruz a la brasileña Petrobras, ya en imparable salida del país. El ticket fue de u\$s 101 millones. CGC dio el tercer golpe el año pasado. El 30 de junio, anunció la compra de los activos de otro gigante en retirada de la Argentina: la china Sinopec. Con esa

operación, la petrolera de Corporación América y SCP incrementó su operación a 50.000 barriles equivalentes diarios (boed). A fines de 2019, había alcanzado un volumen de 37.000 barriles, el triple de 2015. “Observamos que la producción (de Sinopec) venía en picada y tenía problemas con la provincia (Santa Cruz) y los sindicatos. Además, entre 2025 y 2027 les vencían las concesiones y no se las iban a renovar. Consideramos que teníamos que estar ahí porque había una oportunidad”, dice Eurnekian, sobre una presa a la que ya habían detectado a fines de 2017, cuando se inició su proceso de venta. El deal se dilató. Incluso, pese a que CGC participó de los primeros sondeos, a inicios de 2018, parecía que el ticket tenía otro nombre inscripto en la línea del comprador. Pero esa opción, finalmente, se frustró. “La operación fue y vino 20 veces. Les ofrecimos fusionar la compañía, comprarla, ir a China... Lo buscamos de todos los modos posibles”, agrega Eurnekian en su charla con TRAMA.

¿Siempre estuvieron con el foco en Sinopec?

— En las reuniones de directorio, nos preguntábamos acerca de qué más podíamos hacer. Mirábamos Vaca Muerta, muchas cosas fuera de la Argentina... Pero el número uno en el ranking era Sinopec. Fue una historia parecida a la de Petrobras: siempre pensando en ir a buscarlo.

¿Cómo lograron que salga esa operación?

— Igual que Petrobras. A ellos les ofrecimos

todo: el asociarnos, la compra de una parte o de la totalidad, hacer un *sole risk*.... Buscamos todos los caminos posibles. Lo de Sinopec fue lo mismo. -Siendo un jugador de gas y con los activos de Sinopec, ¿cómo diseñan un plan para tratar de recuperar ese activo que estaba caído y ponerlo nuevamente en valor? -Teníamos una visión basada en nuestro análisis por la cual esos activos rankeaban primero y otros no. Si uno mira todas las áreas del Golfo San Jorge, y lo que habían hecho los operadores, se daba cuenta de que habían efectuado todo lo contrario a lo realizado por Sinopec. Es decir, todos los demás incrementaron su producción de fluido bruto, incrementaron sus cortes de agua y mantuvieron la producción de petróleo. Sinopec bajó en bruta. Bajó, incluso, en la producción de agua, en la inyección de agua. Hay cuestiones conceptuales muy importantes. Acá hay que producir mucha más bruta e incrementar la inyección. Y darle vuelta eso. Ahora, a esa visión, hay que traducirla

a detalles y a programas de inversión que, de a poco, vamos haciendo.

¿Están en eso ahora?

— Ahora estamos levantando áreas en las que no se perfora desde hace más de cinco años. Próximamente, vamos a empezar a perforar con un equipo y, antes de fin de año, tendremos dos, perforando permanentemente. Todo esto es algo muy importante. Y no sólo la bruta; eso es un ejemplo. Hay que analizar por qué no hay una mayor producción de gas. Hay mucho para desarrollar también de primaria y, obviamente, de terciaria, que se está empezando a probar con algún grado de éxito. Por lo cual, vamos a buscar todo eso, con el mismo ímpetu y fieles a nuestra cultura (del grupo), que venimos aplicando en la Cuenca Austral. Lo haremos en el Golfo. Creemos en el recurso y el potencial está. Nos costará un poco más, un poco menos. Pero lo vamos a ir a buscar.

¿Hubo que armar un equipo *ad-hoc* para ese activo?

— Sí. Tenemos que crecer mucho. Pero lo interesante es ver la comparativa de lo que fue cuando adquirimos Petrobras. Éramos una estructura mucho más pequeña. A modo de ejemplo, recuerdo que cuando cerramos la adquisición yo mismo fui a medir los tanques de petróleo de Punta Loyola en Santa Cruz. Y, ahora, sentimos que tenemos un equipo profesional súper potente, de los mejores técnicos, de los mejores equipos. Fue absolutamente distinto el proceso de Sinopec, desde la negociación y la compra hasta el *take-over*. Sentimos que hemos madurado como organización. Cuando miramos esos dos casos, nuestro crecimiento es espectacular.

Están produciendo un crudo como el Cañadón Seco, que balancea bien con lo que es la producción de crudo liviano de



“

FUIMOS A PERFORAR UN ÚLTIMO POZO DE 2015 EN OTRO YACIMIENTO, DOS HERMANOS. CASI LO PERDEMOS PORQUE QUEDÓ VARIAS VECES UNA HERRAMIENTA ATRAPADA. PERO EL POZO TERMINÓ PRODUCIENDO 200 M3 AL DÍA SIGUIENTE Y NOS SALVÓ. PROBABLEMENTE, SIN ESE POZO, HOY NO ESTARÍAMOS EN DONDE ESTAMOS. FUE MILAGROSO.

Vaca Muerta. ¿Miran eso como un activo? ¿Creen que puede funcionar a largo plazo?

—

No sé si a largo plazo porque, realmente, si algo es difícil de proyectar, son los precios de la energía y del petróleo. Cuando compramos CGC, el crudo pesado tenía un descuento, era el más castigado. Hoy, eso se dio vuelta, tanto en la Argentina como en el mundo. Los pesados empezaron a ser más demandados. Bajó la oferta y subió la demanda. Ocurre lo contrario para los livianos. Antes, era al revés.

¿Fijaron algún objetivo de producción para 2022?

—

Apuntamos a que la producción de Sinopec crezca entre un 20% y un 30% este año.

DIVIDE E INTEGRARÁS

Durante su más de una hora de diálogo con TRAMA, Eurnekian refuerza sus respuestas con gráficos: charts con

evolución de la deuda de CGC, su ebitda, precios y volúmenes de producción. Está en su oficina, en el emblemático edificio de Honduras y Bonpland, que antaño albergara a El Cronista Comercial en el primer piso –todavía hay alguna calcomanía que lo recuerda-, la radio América en su planta baja y las oficinas centrales del grupo, en su planta superior. Hoy, allí se concentran los actuales negocios del grupo. De hecho, se está haciendo lugar para modernizar las instalaciones, absorber a la incorporación más reciente. “Vamos a concentrar todo acá. Las personas que estaban en Buenos Aires ahora pasarán a ser el doble que antes”, cuenta el titular de CGC. “La vuelta a la oficina será híbrida. A esto, se le suma el cambio de estructura, de la cantidad de personas. Toda esta conjunción de cosas nos hace rediseñar todo el espacio físico”, amplía.

En términos de estructura, ¿duplicar personal genera un desafío en todo lo que son los ejecutivos intermedios: el equipo, su funcionamiento? Eso, sumado a amalgamar

las culturas de quienes vienen de Sinopec.

—

Ese es el desafío más grande. Nos llevó mucho esfuerzo en el nuevo diseño de estructura. Creamos la figura de directores de unidades de negocio, con el objetivo de que cada unidad, un área geográfica que operamos, tenga un mini-CEO: un líder, cuyo objetivo sea evitar la pérdida del foco porque el riesgo de crecer puede derivar en eso. Entonces, toda la estructura está detrás de las cosas más importantes. Pero, cuando se da el salto de escala, como hicimos nosotros, algunas cosas que no resultaban tan relevantes se vuelven importantes. Y, hoy, no podemos darnos el lujo de descuidar nada.

¿Cómo quedó armada la compañía?

—

Tiene siete unidades de negocio: dos de la Cuenca Austral, cuatro del Golfo y una de Mendoza. Cada líder tiene a su cargo la producción, la superficie y el subsuelo, a fin de analizar el negocio completo y estar dedicado a él las 24 horas, para

poder determinar cómo maximizar el potencial de su zona.

¿Cómo hace para montar una estructura transversal, que atraviesa a esa estructura de siete directores de unidad de negocios?

—

Antes teníamos una estructura que manejaba el subsuelo, otra para la superficie de operación, producción, mantenimiento y todas las otras áreas. Ahora, cada uno tiene su equipo. Pero, a su vez, hay una que observa el subsuelo y la exploración, que posee una mirada transversal a las unidades de negocio y que es quien prioriza. Cada unidad pelea por tener cierta cantidad de pozos, de recursos y ahí aparece el área central, que hace esa priorización. También hay una revisión de calidad y de estandarización, y de llevar las buenas prácticas de un lugar para el otro. Pero, al mismo tiempo, jerárquicamente, reportan a un director de unidad de negocio que ve todo. Lo mismo ocurre con la parte de superficie o la estandarización de las obras. No es que una unidad de negocio

piense en su infraestructura olvidándose de lo que pasa en las otras. Hay que tener a alguien que mire el todo y que optimice desde esa perspectiva. Esto es la consecuencia de empezar a tener una estructura matricial que, antes, no teníamos. Es más difícil funcionar matricialmente. Pero se logra algo que no se obtiene de otra manera: el foco. Tener a cada grupo observando su metro cuadrado. Con esto, se evita perder el objetivo de crecimiento.

En esas siete unidades, ¿designó personal que ya estaba en la empresa? ¿O sumó gente nueva para hacer un mix?

—

Las dos cosas. Hay cinco que vinieron de CGC, uno de Sinopec, y contratamos una persona fuera de la organización.

837
MILLONES

DE DÓLARES EN INGRESOS
(REVENUE).

—

50,2
Mboe/día

PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.

—

30
POZOS
PERFORADOS

EN EL AÑO.

—

650

EMPLEADOS.

—

Al ser una empresa de un grupo que está en distintos negocios, ¿tomaron el conocimiento que tienen de allí? ¿O buscaron asesoramiento externo?

—

Conformamos un equipo interdisciplinario con gente de la interna del grupo y de afuera. Buscamos benchmarks de otras petroleras de la Argentina, de América del Sur, del mundo. Hicimos un trabajo muy profundo. También, pensamos en qué se adecuaba más a la cultura que aspirábamos a tener todos los días, por los valores que queríamos que preponderaran, el estilo que deseábamos y que esto se viviera en toda la organización. El desafío de la cultura fue central porque, para mí, es la manera más eficiente de transmitirle a la persona de qué manera trabajar. Es algo que se vive y, a la vez, permite saber lo que está bien o mal. Ahí está el foco más importante: una organización que responde a una cultura.

¿Cuál es esa cultura?

—

Ser ágiles, flexibles. No volvernos



“

DE LO QUE ESTAMOS SEGUROS ES QUE EL TABLERO INTERNACIONAL SE MOVIÓ Y LAS COSAS NO VOLVERÁN A SER COMO ERAN HASTA AHORA. SON MOVIMIENTOS MUY FUERTES A NIVEL INTERNACIONAL. EL EQUILIBRIO ENTRE LA OFERTA Y LA DEMANDA DE ENERGÍA SE ROMPIÓ.

burocráticos. Mantener el espíritu de una compañía chica con hambre, en búsqueda de todo.

PETROLERO POCO CONVENCIONAL

La trayectoria de los Eurnekian en la industria energética no es la convencional en una petrolera. A diferencia de otros players nacionales –como los Bulgheroni o Miguel Galuccio; incluso los Perez Companc o el clan Rocca-, no tenían una historia previa con el sector. En términos concretos, su gran salto a los campos gasíferos y petroleros, donde ya están consolidados como uno de los mayores operadores del país, se produjo hace poco más de una década. Casi nada, para una industria en la que, en el mundo, quienes todavía dictan la mayoría de las reglas del oro negro son corporaciones centenarias. Fue Hugo, que en 2021 cumplió 39 años, quien lideró el desembarco. Lo hizo con el respaldo del grupo, pero con amplios grados de autonomía en la toma de decisiones y un pequeño equipo de personas de confianza integrado por Juan Pablo Freijo, hoy managing director de CGC y Daniel Kokogian, un reconocido especialista en Oil&Gas que condujo varias petroleras norteamericanas y hoy conforma el Directorio de la empresa. A ese núcleo podría sumarse a Rubén Patriitti, otro histórico de YPF que también es miembro del board de CGC. “Empezamos a invertir en petróleo en 2010. En esa época, me dedicaba al biodiesel. Creamos Unitec Energy. Firmamos un par de contratos con Arpetrol, una canadiense que buscaba socio para explorar en dos áreas de Río Negro. No funcionó. Después, entramos en la de Mendoza y tampoco funcionó”, reseña Eurnekian. “Luego, tuvimos nuestra primera operación (2011/12): un contrato con YPF, en un área del golfo San Jorge que se llama Sarmiento. Invertimos para realizar unos cuantos pozos que no funcionaron”, avanza. “Pero sabíamos que estos traspies eran parte de una industria de alto riesgo, y decidimos continuar con los pasos siguientes, siempre con el objetivo de convertirnos en un jugador relevante en la industria energética.”

Fue, precisamente, por esos primeros pasos frustrantes que decidieron armar un equipo chico que controle la toma de decisiones. Fue entonces, en 2012, cuando se produjo aquella gala en el Alvear, en la que, como inesperado postre, terminaron la cena deleitándose con la propuesta para comprar CGC. “En el recorrido previo, habíamos identificado a la Cuenca Austral como algo interesante. Sabíamos que era una cuenca predominantemente gasífera y la Argentina tenía el problema de los faltantes de gas. Entonces, veíamos una oportunidad. CGC nos atraía por eso. Al día siguiente, empezamos a estudiarla y, en febrero de 2013, firmamos el acuerdo de compra-venta. Entramos en abril”, recuerda. Sin embargo, no fue un camino allanado. “Cuando ejecutamos la adquisición de CGC, consideramos que tendríamos dos desafíos grandes. El primero era Petrobras. CGC no era operadora, sino socio en estas áreas de la Cuenca Austral. Además, Petrobras quería irse del país y nosotros, hacer y crecer. Nos encontramos en la situación de conflicto, crecer con un socio que estaba de salida y sin voluntad de invertir. Ese fue el primer desafío porque ingresamos buscando hacer lo contrario a lo que el socio operador quería”, explica. El segundo desafío, apunta, era el sindical. “En esa época, la zona donde operaba Petrobras era muy mal vista, y la relación de Petrobras con los sindicatos se encontraba deteriorada. Muchos nos decían que era un lugar muy difícil para operar. Fue bastante jugado, pero en definitiva fueron riesgos que medimos y decidimos correr”, agrega.

Cuando ingresaron, ¿lo hicieron con la intención de comprarle la operación de las áreas a Petrobras?

— Tomamos posesión de la compañía en abril. Llegamos el primer día y nos presentamos a toda la estructura organizacional de CGC. Más allá de que Corporación América era un grupo renombrado, lo que pasó es que en el mundo petrolero entramos nosotros, que éramos unos chicos. Me acuerdo de las

caras y de mi sensación de adrenalina en ese momento. Y allí comenzó un cambio de impronta en la relación entre CGC y Petrobras. Antes de nuestra llegada, se trataba de ir derrotados a las reuniones con Petrobras. A partir de ese momento, nosotros nos sentíamos operadores y, para ellos, sólo éramos el socio no operador. A pesar de eso, íbamos a las reuniones de socios con planes. Y cada vez nos respondían que no podíamos proponer. Aun así, planteamos lo que queríamos hacer y empujamos hacia algo que parecía imposible. Íbamos por ejemplo a desafiar sus diseños de pozos, entre tantas otras cosas.

¿En ese momento supieron que debían comprarle los activos?

— No: eso lo sabíamos antes de comprar CGC. Si había algo en lo que confiábamos era en la visión de la Cuenca Austral. En que había un enorme potencial sobre todo para gas. Para desarrollar eso que teníamos en mente, necesitábamos dos cosas: ser operadores y lograr que la situación con el sindicato fluyera.

¿Abordaron ese tema de inmediato?

— Sí, lo hicimos. Tanto es así que eso fue también un gran desafío al llegar a CGC: que el sindicato quisiera hablar con alguien que no operaba porque el diálogo era con Petrobras. Pero, como con ellos la relación se encontraba desgastada, nosotros podíamos hacer una interlocución. Sentarnos con el presidente de Petrobras, plantear el problema que había con el sindicato y la manera de resolverlo.

¿Esa relación empezó a fluir en algún momento o siempre fue igual hasta que compraron ustedes?

— Fue siempre igual. En paralelo, nosotros empezamos ese diálogo. Les planteamos que nos vendan, que nos dejen operar. Se negaban. Pero, ante tanta insistencia, nos dieron una reunión en Brasil. Así que fuimos para Río de Janeiro sólo tres personas: Juan Pablo (N.d.R.): Freijo,

actual managing director de CGC), “Koko” (N.d.R.: Daniel Kokogian, integrante del directorio de CGC y principal asesor de Hugo Eurnekian en temas petroleros) y yo.

¿Cómo lo lograron?

— La clave fue cuando hicimos un *sole risk*. Los contratos de UTE petroleras tienen una cláusula de *sole risk*, por la cual, si un socio quiere hacer algo pero el otro no, puede realizarlo a su solo riesgo. Es decir, paga el pozo solo. Hablé con todos los técnicos y me plantearon que eso no se podía hacer porque, más allá de que si lo hacíamos y lo pagábamos nosotros, lo operaría Petrobras, te pueden hacer las mil y una para complicarte la operación. Nosotros dijimos “*sole risk*” y fuimos para adelante. Eso fue en agosto de 2014. Y, cuando les enviamos la carta informando que queríamos hacer el pozo y que aplicaríamos la cláusula, pagándolo nosotros, quisieron frenarlo.

¿Cuándo consiguieron que acepten venderles?

— Después de hacer el *sole risk*, se planteó un proceso de venta, que arrancó ahí, en agosto de 2014. Nosotros teníamos el first refusal y convocaron a un banco grande para organizar el proceso. Habíamos avanzado bastante en eso y, en diciembre, apareció el tema Lava Jato: cambió la presidencia de Petrobras Brasil y no sabíamos en qué decantaría la situación.

¿Cómo consiguieron hacer ese *closing*?

— Fue un proceso arduo de reuniones con directivos de Petrobras tanto en Argentina como en Brasil. Hubo un lapso de dos meses en los que todo quedó paralizado. Se reanudó en febrero, y las negociaciones fueron difíciles. El 1º de abril de 2015 cerramos la transacción y compramos todos los activos de Petrobras de la Cuenca Austral. Ahí, nos convertimos en operadores. Fue otro

salto discreto y enorme para nosotros, similar a cuando compramos CGC.

VIRTUD Y FORTUNA

Eduardo, el patriarca, sigue siendo el frontman. Presidente de Corporación América, fue distinguido con la Orden del Imperio Británico (apenas un puñado de argentinos, entre los que se encuentran Jorge I. Borges y Daniel Barenboim también la recibieron) y como Héroe Nacional de Armenia y, asimismo, condecoración otorgada por el Gobierno de ese país a quienes hayan forjado logros significativos en diversos ámbitos, entre ellos, el desarrollo económico de Armenia y la cooperación tecnológica, económica y cultural con otras naciones. Hoy, cada uno de los negocios está liderado por sus sobrinos. Hugo es el petrolero, en tanto que Martín Eurnekian está a cargo de Aeropuertos Argentina 2000 y Juliana Del Águila Eurnekian preside la Bodega del Fin del Mundo, por citar los ejemplos más relevantes.

Todos, bajo la tutela del “Tío Eduardo”. Y las enseñanzas de ese viejo as de los negocios, una de las personas a cuya sagacidad rindió honores Carlos Menem –cultor de la osadía y la picardía como pocos– en alguna charla privada. Una de esas lecciones de los Eurnekian es desdramatizar la existencia de acreedores: “Las deudas son para tenerlas”. “Acá fue el primer endeudamiento importante de CGC, cuando la compra de las áreas de Petrobras se realizó enteramente con deuda”, ilustra el sobrino Hugo, con un chart con una curva explosivamente ascendente. “Desde 2015 en adelante CGC ha emitido dos bonos internacionales (ley New York) y quince bonos locales (ley argentina) y ha estructurado cinco préstamos sindicados con sus principales bancos (ICBC, Citi, Santander y Galicia, entre otros). CGC tiene uno de los mejores ratios de cobertura de intereses de la industria y el ratio de endeudamiento más bajo”. “Fueron nuestros bancos de relación, los que nos apoyaron para llevar a cabo estas decisiones”, enfatiza.

¿Qué decisiones?

— En esa época, el campo que se estaba desarrollando era uno llamado Estancia Agua Fresca. Era un campo petrolero muy prolífico. Nuestro plan, luego de haberlo analizado como socio no operador, fue apostar por él y perforar 20 pozos. Lo hicimos, pensando en que los pozos producirían entre 60 y 100 metros cúbicos (m³) diarios cada uno. Pero no sucedió, nos fue muy mal. Frente a esto, fuimos a perforar un pozo en otro yacimiento, Dos Hermanos. Fue el último pozo de diciembre de 2015. Casi perdemos el pozo porque quedó varias veces una herramienta atrapada. Tuvimos que hacer la maniobra ‘tijera’ para soltarla y, así, la rescatamos. Este pozo arrancó produciendo 200 m³ diarios y cambió completamente nuestras perspectivas. Nos salvó la campaña del 2015. Probablemente, sin ese pozo, la historia hubiera sido distinta.

¿Qué pasó después?

— En diciembre, gana Macri. En 2016, el precio del petróleo empezaba a derrumbarse. Nos preguntábamos cuál sería la política del nuevo gobierno, si sería de libre mercado. Perforamos en esa época el último pozo de la campaña, con el que nos había ido bien, y decidimos cambiar el equipo de perforación. Teníamos un equipo extremadamente antiguo y costoso. Era triple, preparado, para perforar pozos de 4000 metros, aproximadamente. Teníamos un portafolio de perforar casi todo en el rango de 1500 a 2000 metros.

¿Entonces qué hicieron?

— Decidimos contratar un nuevo equipo de perforación con la última tecnología, más eficiente y seguro que el anterior. El equipo anterior tardaba entre siete y 10 días para hacer un DTM. Es decir, el transporte del mismo de una locación a otra, lo más ineficiente del mundo. Con el



< NDT

“

LO QUE NOS DEBEMOS COMO INDUSTRIA, GOBIERNO, EMPRESAS, SINDICATOS Y TODAS LAS PARTES INTERESADAS ES REDISCUTIR NUESTROS MARCOS REGULATORIOS. LOS QUE TENEMOS SE HICIERON EN LA DÉCADA DEL ’90, EN CONTEXTOS ABSOLUTAMENTE DISTINTOS A LA SITUACIÓN ACTUAL.



nuevo equipo, redujimos a tres días de DTM. Esa eficiencia, sumada a un nuevo diseño de pozo y a las otras mejoras operativas, cambiaron todo el costo de los pozos. Redujimos el costo del pozo a la mitad. Sin embargo, al volver a perforar en el yacimiento Dos Hermanos, tardamos casi 4 meses en perforar un pozo que debía demorar días.

¿Por qué?

Tuvimos muchos problemas operativos, y estuvimos varias veces cerca de perder el pozo. El costo final fue de US\$ 20 millones, cuando nos tendría que haber costado US\$ 5 millones. Dejamos de perforar ahí y, en 2017, arrancamos en Campo Indio. Conocíamos el yacimiento gasífero, y teníamos comprobada la existencia de hidrocarburos. Pero desconocíamos si era económico. Porque era tight; y hasta la fecha, no se había podido desarrollar debido a las fracturas. Había que probar si ese reservorio tight podía producir a un precio razonable. Lo que hicimos fue arrancar en 2017 con las primeras fracturas grandes, que Petrobras nunca había hecho acá.

¿Cómo llegó CGC a ese momento?

En 2013, cuando adquirimos CGC, el Ebitda fue de US\$ 39 millones y producíamos cerca de 10.000 barriles de petróleo equivalente por día. En esa época, arrancó el Plan Gas 1. Pero en 2014 hubo un hito: nuestro ingreso en el Plan Gas 2. Una decisión muy importante y osada a la vez.

¿Por qué un hito?

En el Plan Gas 1, las operadoras grandes negociaban su curva de declinación. Y todo lo que estaba por esa curva acordada estaba por encima de US\$ 7,5. El Plan Gas 2 era para las empresas más chicas. Era una cosa más estándar, que te tomaba un volumen de gas histórico. En lugar de ser una curva customizada para cada empresa, para las chicas, estandarizaron. Era como una escalera: una curva flat y, el 31 de diciembre, tu producción declinaba 15%. Había una primera banda, que era tu mínimo: si estabas por debajo, había que pagar una multa; si estabas por arriba, tenías una primera banda de US\$ 4; otra de US\$ 5; otra de US\$ 6; y una de US\$ 7,50. Se vencía el plazo para inscribirse y

nosotros no éramos operadores. Habíamos hecho todo para crecer y el Plan Gas era fundamental. Nuestra competitividad relativa se hubiese visto afectada enormemente de no entrar al Plan Gas.

¿Cómo lo resolvieron?

Nos inscribimos sin ser operadores y ahí estuvo la osadía ya que apostamos a una producción que esperábamos desarrollar, pero sin certezas por no coincidir con nuestro socio operador. En definitiva, confiábamos en nuestra capacidad para convertirnos en operadores y crecer.

¿Pudieron paliar eso en el primer año?

En 2015, compramos las áreas de Petrobras y comenzamos con nuestros planes de inversión.

HACIENDO HISTORIA

MODELO

EXPLORER

CALZADO DE SEGURIDAD

SOLES BY

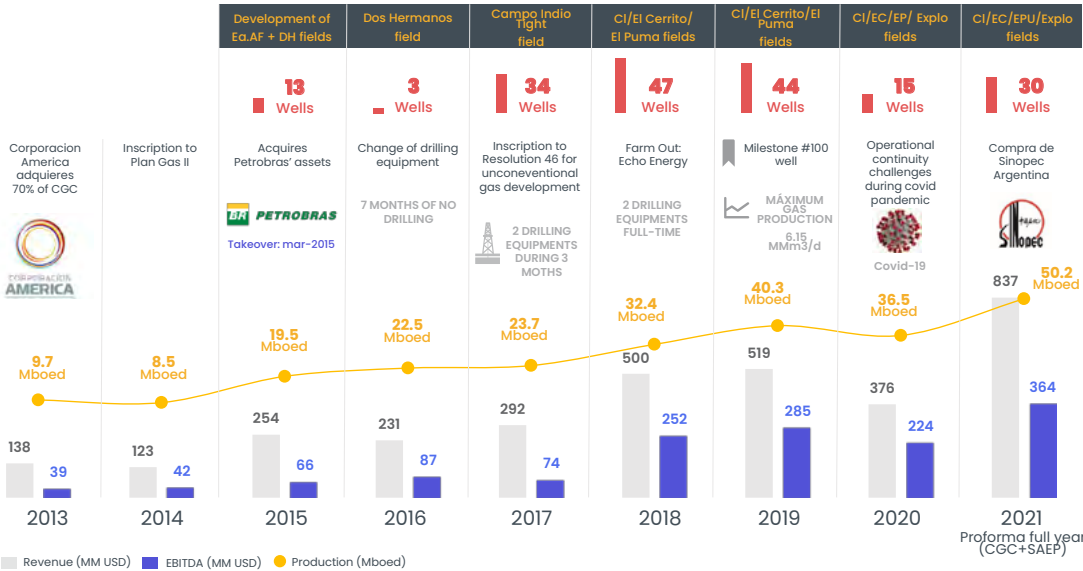


MICHELIN





Highlights Since Corporacion America Acquired CGC (2013-2021)



Entraron a un Plan Gas sin ser operadores. ¿Mantuvieron eso entre ustedes? ¿Cómo hicieron para tomar esa decisión?

Lo decidimos los cinco que estábamos ahí. Sopesamos los riesgos y avanzamos. Eso también está en la cultura de Corporación América. Para mí, es un legado, un espíritu que transmite la forma de hacer negocios de mi tío: tomar riesgos e ir a buscar las cosas.

Y lograron una mejora de precios porque subieron en la curva del Plan Gas...

Empezamos a perforar. Eso funcionó. Con el primer yacimiento que comenzamos a perforar bien, levantamos la producción consistentemente, gracias a un nuevo diseño de pozo y fractura.

¿Ahí ya habían sumado a Pablo Chebli, que hoy es COO de CGC?

Pablo se sumó a mediados de 2016. También fue otro momento super importante. En esa época empezamos a sumar gente muy talentosa que hoy son pilares fundamentales de la organización (además de Pablo Chebli, Emilio Na-

dra – Comercial y Adrián Meszaros CFO) y responsables también de haber podido llegar a donde llegamos. Con la era Macri, se abrieron los mercados. Hicimos la emisión de nuestro primer bono grande internacional en noviembre de ese año luego de un roadshow que hicimos Pablo y yo. A fines de 2017, levantamos el segundo equipo. Con esto, mejoramos los niveles de producción y, también, el precio del gas. Pero lo cierto es que estábamos recién arrancando nuestro desarrollo y se terminaba el Plan Gas. Para ese entonces, el gobierno se encontraba en proceso de lanzar la resolución 46 para yacimientos no convencionales, pero teníamos un gran desafío para ingresar ya que originalmente se había discutido con productores de Vaca Muerta.

¿Por qué?

Aranguren nos decía: "Si ustedes consiguen lo mismo que conseguimos para Neuquén, pueden aplicar". Pero eso lo había conseguido el conjunto de las fuerzas públicas y privadas: los sindicatos, gobierno provincial, todas las empresas, YPF... La resolución funcionaba con cuatro patas: los sindicatos firmaban una

adenda en la que aceptaban una mejora en las condiciones operativas, mucho más eficiente; la provincia otorgaba una concesión no convencional; el Estado Nacional, la resolución que daba el diferencial de precio; y la empresa ponía el compromiso de inversión. Para mí, esa era nuestra hoja de ruta.

¿Qué fue lo más difícil en Santa Cruz?

La adenda con los sindicatos fue lo más complicado, debido a que en la Cuenca Austral existen dos sindicatos de base con los que negociar: el sindicato de Petroleros Privados, que hoy dirige Claudio Vidal, y el de Cuenca Austral liderado por Marcelo Turchetti. Lograr cerrar acuerdos con el consenso de ambos, fue lo más desafiante. Sin embargo, luego de un intenso proceso de negociaciones llegamos a un acuerdo, y desde ese entonces hemos trabajado muy bien tanto con los sindicatos de base como con el sindicato que agrupa al personal jerárquico (liderado por José Llugdar), y con todos los gremios con los que trabajamos día a día en nuestras operaciones.

RAPTOR
EXTENDED REACH TOOL

EXTIENDE
LOS LÍMITES
EN VACA MUERTA

Robusta, confiable, flexible.

RAPTOR es nuestra herramienta de alcance extendido, especialmente adaptada para los desafíos particulares que ofrece la región.



wildcatmedia.net

PROSHALE

Our team. Reaching further.

proshale.us/raptor

linkedin.com/company/proshale



¿En 2018 ya levantaron la producción?

— A fines de 2016, producíamos 2 millones de m³ diarios de gas. En 2017, terminamos arriba de 3 millones. Para 2018, llegamos arriba de los 4 millones de m³ y alcanzamos los 6 millones diarios en 2019. Durante todo 2018 perforamos con dos equipos porque, al final de 2017, levantamos los dos. También en 2019. Ese año llegamos al hito del pozo 100 desde que nos convertimos en operadores en 2015.

Acá, ya estaban posicionados como jugador de peso en gas. Ya, a las puertas de la compra de Sinopec.

— Siempre pensamos en la Cuenca Austral. En el potencial, en las cosas que se podían hacer. En que había gas. Hicimos registración sísmica en 3D. Muchas cosas exploratorias salieron mal, y muchas nos salieron bien. Siempre mantuvimos y mantenemos un perfil altamente explorador. Así fue que ganamos la concesión de Tapi Aike, que es todo el oeste, toda una zona de la cuenca para desarrollar. No está explorada porque los últimos pozos, míticos, habían sido los de Cancha Carrera. Son pozos perforados en los '70 y en los que se encontró mucha presencia de gas y fuertes indicios de reservorios de grandes espesores. Y

respecto de Sinopec, desde 2017 que representaba nuestra prioridad la adquisición, que llegó 4 años después.

¿Qué visión tienen del escenario actual del gas y de los precios del LNG?

— No debemos olvidar que, con la pandemia, hubo algo que funcionó y fue bastante inteligente: el Plan Gas.Ar. Se logró contractualizar a toda la industria y obtener ese zócalo de 100 millones de m³ diarios a precios muy competitivos para el mercado interno y sostener un ritmo de inversión. Hacia adelante, lo que me parece lógico sería buscar contractualizar por arriba de esos 100 millones, logrando un proceso competitivo.

¿Por ejemplo?

— Se podría ejecutar un proceso competitivo para contractualizar gas de invierno con precios que pueden ser referenciados a los precios de importación internacional de LNG. Si bien los altos precios internacionales son una amenaza, la oportunidad está en utilizarlos para incentivar la producción local. En la Argentina, tendríamos que apuntar a ser un gran exportador neto de energía. Con los recursos que tenemos, el contexto de precios internacionales altos puede ser un ancla, o un estímulo, para incentivar la inversión en la industria, sin que el Estado

tenga un costo adicional. Todo lo contrario, se puede lograr incentivar la industria y que el estado tenga un ahorro en sus importaciones de gas.

¿De qué manera?

— Una forma sería pagando a los productores locales un precio que tenga un descuento respecto del LNG en invierno porque eso significaría por un lado un ahorro para el Estado y por el otro una referencia objetiva para los productores. Después, que decida el Gobierno si lo quiere trasladar o no al consumidor. Ese es otro tema. Lo que quiero decir es que hay que pagarlo. Si aparece localmente ese gas, es trabajo local, es un impuesto local y es un ahorro seguro. Entonces, se tiene un benchmark, un precio con el cual se puede incentivar a la industria, ahorrando dinero. Tenemos que aprovechar eso.

¿Se hablan estas ideas con otras empresas para darle sentido?

— Creo que todo el mundo lo tiene en mente. Estas cosas requieren su tiempo de maduración. No me cabe duda que, si estos precios internacionales se mantienen, esto, de alguna u otra manera, se materializará. Porque le conviene a todo el mundo.

VOLVO

NUEVOS VOLVO
FM, FH Y FMX.

Evolucionamos por vos.

>
TRAMA
Nº 15 MAR. 2022
Registro de la Propiedad
Intelectual: 53669687

Director Editorial
Nicolás Gandini

Directora
Marcela González

Diseño Editorial
Estudio ÁgredaDG
lea.agreda@icloud.com

Escriben
Juan Manuel Compte
Fernando Krakowiak
Roberto Bellato
Antonella Liborio
Pablo Galand
Nicolás Deza

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»
+54911 3062 6232

¿Cómo va a ser este invierno en términos de abastecimiento?

—
Lo que yo veo como oportunidad, aparece como amenaza. Obviamente, vamos a tener que importar LNG y los precios estarán muy altos. Será desafiante. Si bien hay cosas que se pueden hacer, no se va a reescribir la historia en seis meses.

Por la situación que existe con Bolivia, en cuanto a la reducción del volumen, este año habrá menos gas disponible que en el invierno pasado. El Gobierno lanzó la licitación de gasoducto Tratayén-Salliqueló y también se exploró la ampliación del sistema centro-oeste para reemplazar con gas de Neuquén la producción que llegaba del país vecino. ¿Es un proyecto al que se debería apostar?

—
Sí, sin lugar a dudas. Sin el dato de la reducción de oferta de volumen y sólo con la información sobre el potencial de Vaca Muerta, para mí, eso era un objetivo a buscar. Con la situación de Bolivia, obligadamente vamos a terminar suplantando ese volumen que venía desde allí con uno de Vaca Muerta. Los sistemas de transporte se tendrán que adecuar a eso. Y es algo que sucederá más lento, más rápido, mejor o peor. Pero tenemos que ir hacia ahí. E incluso existe la oportunidad de realizar otras obras de ampliaciones menos costosas que permitan compensar la declinación de Bolivia y utilizar infraestructura existente. No obstante, como también existe capacidad de transporte sub-utilizada de algunas cuencas, a los efectos de completar el abastecimiento de la demanda, (y el reemplazo de importaciones) el gas incremental es tan importante como la expansión que se está proyectando para Neuquén (y probablemente más rápido).

¿Cómo lo impacta la invasión militar de Rusia a Ucrania, tanto en términos de la compañía como en lo personal?

—
En lo personal, obviamente, ver una guerra en vivo es impactante. No puede causar otra cosa que mucha tristeza. Desde el punto de vista más estratégico, del mundo de la energía, es una

situación que cambia cuestiones muy profundas del tablero internacional. Sin lugar a dudas. Rusia es un jugador súper relevante. Todos sabemos su rol, su relación con Europa. Y esto, evidentemente, cambia muchas de esas variables. Ya lo estamos viendo, como es el caso de Alemania, que salió a instalar con urgencia dos plantas de regasificación de LNG. Hay que ver qué pasa con la energía nuclear. De lo que estamos seguros es que el tablero se movió y las cosas no volverán a ser como eran hasta ahora. Son movimientos muy fuertes a nivel internacional. El equilibrio entre la oferta y la demanda de energía se rompió.

¿Qué lectura hace del crudo arriba de u\$s 100? ¿Cómo debería pararse el Gobierno?

—
Argentina tiene una enorme oportunidad para poner en valor los enormes recursos energéticos con los que cuenta. Para ello, debe construir nuevos marcos regulatorios. Lo más relevante es no pensarlo mientras está sucediendo. Lo que nos debemos como industria, gobierno, empresas, sindicatos y todas las partes interesadas es rediscutir nuestros marcos regulatorios. Los que tenemos se hicieron en la década del '90, en contextos absolutamente distintos a la situación actual. Y aplicarlos, muchas veces, parece difícil. Lo mejor que podemos tener son reglas predecibles, ya que esta no será la primera ni la última vez que tengamos volatilidad en los precios de la energía. Debemos darnos esa discusión y saber, de antemano, cómo vamos a manejarnos. Por ejemplo, puede ocurrir que, en dos años, tengamos el petróleo en u\$s 20. No sería bueno que estemos preguntándonos qué hacer, sino saber que puede llegar a pasar y conocer qué marco regulatorio tendremos y que, a su vez, nos permita contar con las herramientas para atravesar eso. Obviamente, uno no puede salirse de un esquema de alineamiento con precios internacionales. Ahora, la pregunta es: ¿cómo diseñar herramientas para transitar estos momentos? Hay infinitas formas sobre cómo hacerlo. Lo bueno sería pensarlas y diseñarlas para el largo plazo. Como dije: lo importante es que haya un marco regulatorio claro que nos permita, al conjunto de las partes, transitar estas situaciones. ✕



Desarrollamos soluciones logísticas integrales para el segmento Energía

Minería | Oil & Gas | Energías Renovables



- ▲ Capilaridad y cercanía a los yacimientos y cuencas
- ▲ Warehouse sistematizado
- ▲ Trazabilidad *end to end*
- ▲ Digitalización de los procesos logísticos
- ▲ Gestión de las emisiones asociadas al servicio



Llegamos a cada rincón del país de forma simple, segura y sustentable.



Llevamos lo que te importa.



SUBSIDIOS SIN FRENO

LA GUERRA EN UCRANIA DISPARA LOS PRECIOS Y COMPLICA EL ABASTECIMIENTO LOCAL

EL AUMENTO DEL PRECIO DEL LNG, LA NECESIDAD DE IMPORTAR MÁS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS PARA COMPENSAR LA DISMINUCIÓN DEL GAS IMPORTADO DE BOLIVIA Y EL ATRASO TARIFARIO GENERAN UN COMBO EXPLOSIVO DE CARA AL PRÓXIMO INVIERNO.

Por Fernando Krakowiak

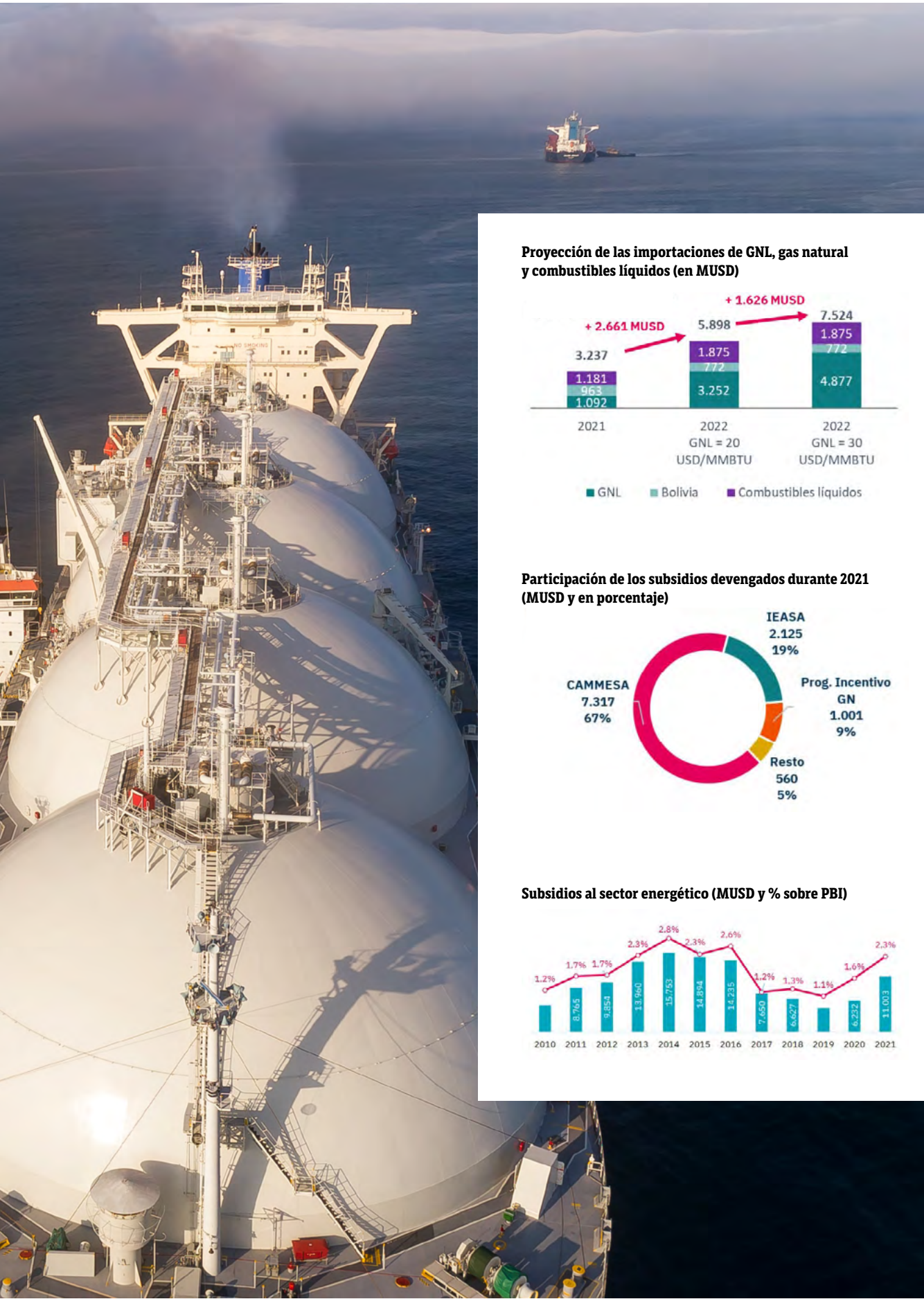
“
LUEGO DEL
ESTALLIDO DE
LA GUERRA EN
UCRANIA LA
COTIZACIÓN
ALCANZÓ UN PICO
DE 100 DÓLARES
POR MILLÓN DE
BTU EL 7 DE
MARZO.

LA INVASIÓN DE LAS TROPAS RUSAS a Ucrania impactó de lleno en los precios de la energía, complicando al extremo un escenario que ya se presentaba difícil para la Argentina. La consultora Economía y Energía había proyectado en febrero que los subsidios podían llegar a crecer de 11.000 a 14.000 millones de dólares en 2022 por la combinación de una serie de factores como el aumento del precio del Gas Natural Licuado (LNG, según su sigla en inglés), la disminución del gas importado de Bolivia, una mayor depreciación del peso, la no recuperación de la oferta hidráulica por la persistencia de la sequía y un incremento de la demanda energética en un contexto de reactivación económica. Esa proyección tenía como supuesto una suba promedio de tarifas de luz y gas de solo 20%, aunque finalmente el ajuste será mayor, pero la cotización del LNG estaba estimada en 20 dólares por millón de BTU y también se quedó corta. Luego del estallido de la guerra en Ucrania la cotización alcanzó un pico de 100 dólares por millón de BTU el 7 de marzo. Economía y Energía precisó entonces que por cada 10 dólares por millón de BTU que aumente el costo de importación del LNG los subsidios a la energía se elevarán en 1626 millones de dólares. No obstante, más allá del impacto en el déficit, lo que no está claro es de donde saldrán los dólares para que el gobierno pueda garantizar el abastecimiento de gas durante el invierno.

LA CUENTA DEL LNG

Argentina importó el año pasado 56 buques de LNG para garantizar el abastecimiento de gas en el invierno a un precio promedio de 8,33 dólares por millón de BTU. La factura por esas compras se acercó a los 1100 millones de dólares. En diciembre del año pasado, en el inicio del invierno boreal, los precios del LNG se dispararon hasta un pico de 60 dólares por millón de BTU por las tensiones entre Rusia y Europa Occidental en torno a Ucrania y por la mayor demanda proveniente de Asia. Esa disparada encendió todas las alarmas dentro de la estatal IEASA.

La mayor producción de gas de Vaca Muerta todavía no permite sustituir importaciones porque los gasoductos que transportan el fluido hacia los grandes centros urbanos están operando a pleno. Una solución podría haber sido la construcción temprana del gasoducto Néstor Kirchner, pero la licitación recién se lanzó en febrero de 2022, pese a que el gobierno venía prometiendo una obra de esas características desde hace al menos un año. A raíz de la demora, la obra con suerte estará lista para el invierno de 2023. Por lo tanto, las importaciones de LNG siguen siendo indispensables para garantizar el abastecimiento de gas en el invierno. A fines de enero, IEASA decidió licitar un solo barco para tantear los precios del mercado y lo terminó pagando a 27 dólares por millón de BTU, el valor estaba muy por encima de los 6,5 dólares por millón de BTU desembolsados en marzo del año pasado. Por lo tanto, se decidió esperar un poco más antes de comprar más barcos con la expectativa de que los precios bajaran. Esa decisión terminó siendo un error porque la invasión a Ucrania lo llevó a 64 dólares por millón de BTU el 1 de marzo. Economía y Energía estimó que con un precio del LNG de 40 dólares por millón de BTU, lo que el año pasado costó casi 1000 millones de dólares este año llegaría a costar 6500 millones de dólares y aclaró que por cada 10 dólares por millón de BTU que aumente ese costo el desembolso adicional será de 1626 millones de dólares. El cálculo no contempla un incremento en las cantidades importadas, pero en el gobierno estaban previendo a comienzos de año adquirir 74 cargamentos de LNG, 18 más que en 2021, debido al incremento de la demanda, aunque en este contexto es difícil prever que es lo que terminará haciendo IEASA. Algunos analistas afirman que el valor del LNG tendrá un piso de 30 dólares por el millón de BTU debido al conflicto en Ucrania y hay quienes no descartan que se estabilice en 40 dólares. Eso es porque varios países europeos buscan dejar de depender del gas de Rusia, país que el año pasado proporcionó el 31 por ciento de todas las importaciones de gas natural del viejo continente, según



GAS >



+

USD 8,33

POR MILLÓN DE BTU FUE EL PRECIO PROMEDIO AL QUE SE IMPORTÓ LNG EN 2021, PERO ESTE AÑO LA COTIZACIÓN ALCANZÓ PICOS DE 100 DÓLARES.

6500 MILLONES

DE DÓLARES DEMANDARÁ LA IMPORTACIÓN DEL LNG SI EL PRECIO SE ESTABILIZA EN 40 DÓLARES POR MILLÓN DE BTU Y LAS CANTIDADES PERMANECEN SIN CAMBIOS RESPECTO DE 2021.

1626 MILLONES

DE DÓLARES SERÁ EL COSTO ADICIONAL DE IMPORTAR LNG POR CADA 10 DÓLARES POR MILLÓN DE BTU QUE SUBA SU COTIZACIÓN.

USD 7,3

POR MILLÓN DE BTU CUESTA EL GAS QUE SE IMPORTA DE BOLIVIA, PERO EL GOBIERNO DE LUIS ARCE ANTICIPÓ QUE NO PODRÁ GARANTIZAR LAS MISMAS EXPORTACIONES HACIA ARGENTINA QUE EN 2021.

1875 MILLONES

DE DÓLARES PODRÍA DEMANDAR LA IMPORTACIÓN DE GASOIL Y FUELOIL DURANTE 2022.

21,36%

SERÁ EL TECHO DEL AUMENTO TARIFARIO DE LUZ Y GAS PARA LOS BENEFICIARIOS DE LA TARIFA SOCIAL.

42,72%

SERÁ EL TECHO DEL AUMENTO TARIFARIO PARA LOS QUE NO SON BENEFICIARIOS DE LA TARIFA SOCIAL NI SE UBICAN DENTRO DEL 10% DE MAYOR PODER ADQUISITIVO.

10%

DE LOS USUARIOS DE LUZ Y GAS TENDRÁN UN AUMENTO CERCANO AL 200% YA QUE DEBERÁN PAGAR LA TARIFA PLENA SIN SUBSIDIOS.

el Instituto de Estudios Energéticos de Oxford (OIES). Si eso ocurre, la demanda de LNG crecerá todavía más, pero en el corto plazo no hay capacidad productiva para hacerle frente. Estados Unidos, Qatar y Rusia proporcionaron casi el 70 por ciento de las importaciones de LNG de Europa el año pasado, según la Administración de Información de Energética de Estados Unidos. Sólo Estados Unidos se convirtió en el mayor proveedor de Europa en 2021, aportando el 26% de todo el LNG importado por la Unión Europea y en Enero de este año ese porcentaje trepó al 50%. Sin embargo, la principal potencia mundial no está en condiciones ahora de garantizar un mayor abastecimiento porque sus plantas de exportación están operando a pleno. En ese contexto, los países puján por los cargamentos disponibles y elevan los precios a valores exorbitantes. El principal problema para Argentina no es el impacto que pueda tener en el déficit sino de donde va a sacar los dólares para pagar esas importaciones, en un contexto donde las arcas del Banco Central languidecen, pues no hay posibilidad de financiar esos cargamentos. Los proveedores solo concretan la descarga si el pago fue realizado.

MÁS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

La declinación de la producción de gas de Bolivia abrió otro frente de conflicto que terminará encareciendo todavía más importaciones de energía. En diciembre de 2021, IEASA e YPF Bolivia firmaron la quinta adenda al contrato original de 2006 de compra-venta de gas natural. En esa acta, que estuvo vigente durante todo 2021, Bolivia se comprometió a exportar a Argentina 10 millones de m³ diarios de gas entre enero y abril, 13 MMm³/día en mayo y septiembre, 14 MMm³/día en el trimestre que va de junio a agosto y 8 MMm³/día en el trimestre que va de octubre a diciembre.

El problema es que el gobierno de Luis Arce ya anticipó que no va a poder cumplir con esos envíos durante este año. Inicialmente dejaron trascender que solo podrían garantizar 9 MMm³/día durante el invierno, un 35% menos que en el invierno pasado. Argentina apuesta a que por lo menos se le garanticen 12 MMm³/día. La negociación ahora

CRUCE SUBFLUVIAL DEL RIO NEUQUEN - EXPANSION YACIMIENTO EL MANGRULLO
Vaca Muerta, Provincia Neuquén, Argentina

Construimos Infraestructura Construimos Crecimiento

Somos SACDE.
Una empresa argentina líder de ingeniería, construcción y servicios, comprometida con el desarrollo de nuestro país.

ENERGÍA | GAS Y PETRÓLEO | INFRAESTRUCTURA Y SANEAMIENTO | ARQUITECTURA

f i y in
sacde.com.ar

 **sacde**

GAS >

entró en un cuarto intermedio hasta fines de marzo, pero lo cierto es que este año llegará menos gas proveniente de Bolivia. Los combustibles líquidos que deberán importarse para sustituir el gas boliviano son sustancialmente más caros. El gas de Bolivia cuesta unos 7,3 dólares por millón de BTU y el año pasado el gobierno argentino desembolsó unos 960 millones de dólares para pagar esa factura. Economía y Energía estimó que por los menores envíos este año se terminaría desembolsando solo 772 millones por el gas boliviano, pero la factura por la compra de gasoil y el fueloil se elevaría de 1181 a 1875 millones de dólares. El supuesto que está detrás de este último cálculo es un gasoil a 618 dólares por m³ y un fueloil a 600 dólares la tonelada, pero si el precio del crudo Brent se mantiene por encima de 100 dólares por barril esos valores terminarán siendo mayores y ya hay quienes estiman que esas importaciones de ambos combustibles líquidos podrían demandar en conjunto más de 2000 millones de dólares este año.

TARIFAS

Una opción para desacelerar la suba de los subsidios es avanzar con el aumento de las tarifas de luz y gas. A fines del año pasado, el cristinismo se apresuró a instalar en los medios de comunicación que este año la suba iba a ser del 20%. Cerca de la vicepresidenta tenían claro que el ministro de Economía, Martín Guzmán, consideraba insuficiente ese ajuste frente a una inflación proyectada del 50%, pero estaban convencidos de que una vez que la cifra se hiciera pública sería difícil para el funcionario desmentirla porque se exponía a una desautorización similar a la que enfrentó cuando el año pasado quiso desplazar al subsecretario de Energía Eléctrica que reporta a Cristina Fernández de Kichner y no pudo hacerlo, dejando expuesta su debilidad ante la opinión pública. Guzmán efectivamente dejó trascender que la suba había sido consensuada para evitar la confrontación interna, pero siguió trabajando en un esquema alternativo que incluyera un aumento adicional. Finalmente, al filo de la negociación con el Fondo Monetario Internacional se anunció un incremento mayor al previsto. Los beneficiarios de la tarifa social tendrán un aumento equivalente al 40% del

Coefficiente de Variación Salarial (CVS) del año anterior, mientras que para el resto de los usuarios la suba será equivalente al 80% del CVS del año anterior, con excepción del 10% de mayor poder adquisitivo a quien directamente se le dejará de subsidiar el consumo. En 2021 el CVS subió 53,4%. Por lo tanto, para los que tengan tarifa social la suba será del 21,36% y para el resto trepará al 42,72%, salvo el 10% de mayor poder adquisitivo que deberá afrontar un incremento cercano al 200%. Lo insólito es que el gobierno ya había convalidado el aumento del 20% en audiencias públicas e incluso había publicado nuevos cuadros tarifarios días antes de que se anunciaran los cambios. Por lo tanto, se comunicó que a fines de abril habrá nuevas audiencias públicas para avalar este esquema que regirá durante 2022 y 2023. Para justificar el giro en la política tarifaria se citó la ley 27443 que Cristina Fernández de Kirchner había impulsado en 2018 para ponerles un techo a los aumentos tarifarios del gobierno de Mauricio Macri, aunque la iniciativa fue vetada por el entonces presidente. Aquel texto hacía referencia a que las tarifas no podían aumentar por encima de la suba de los salarios, discurso que ahora hizo propio Alberto Fernández. Al apelar a esa ley buscan que los cristinistas no puedan cuestionar lo que ellos mismos votaron en 2018, aunque entonces el contexto era otro. La ley se había impulsado para frenar los aumentos y ahora se recupera para justificar una suba que más que duplicará la anunciada inicialmente para la mayoría de los usuarios, aunque es cierto que permanecerán por debajo de la inflación y de la suba de salarios. De este modo, no se reducirán los subsidios, pero al menos se atenuará la suba de los mismos. Economía y Energía había proyectado que los subsidios energéticos equivaldrían este año al 2,4% del PBI, luego de haber tocado un piso de 1,1% en 2019. El cálculo tomaba como supuesto una suba de tarifas de solo 20%, pero precios de la energía muy por debajo de los que se consolidaron luego del estallido de la guerra en Ucrania. El 2,4% todavía permanece por debajo del record de 2,8% alcanzado en 2014, pero en el corto plazo el problema principal no es el costo fiscal sino la falta de dólares para pagar la cuenta de la importación y garantizar el abastecimiento en el invierno. ✕



1

EN RENOVABLES

Durante 2021 lideramos nuevamente la generación de energías renovables en el país y mantenemos nuestra posición dentro del Top Ten de generadoras de energías limpias de Sudamérica.

Estamos en constante generación.

GenNeia



JAVIER RIELO, DIRECTOR DE CONO SUR DE TOTAL ENERGIES

«ESTA REALIDAD DEL MERCADO ES UN BALDE DE AGUA FRÍA QUE NOS HA DESPERTADO»

—

EL NUEVO DIRECTOR PARA EL CONO SUR DE TOTAL ENERGIES, QUE REGRESA AL PAÍS TRAS PASAR 10 AÑOS EN EL EXTERIOR, SE MOSTRÓ CONFIADO EN ENCONTRAR SOLUCIONES PARA PODER, INCLUSO DENTRO DE LA DELICADA COYUNTURA ECONÓMICA, TRACCIONAR NUEVAS INVERSIONES EN EL ÁREA ENERGÉTICA. LA BÚSQUEDA DE INSTRUMENTOS QUE GENEREN CERTIDUMBRE CAMBIARIA, LA NECESIDAD DE DISEÑAR UN PLAN INTEGRAL ENTRE TODOS LOS ACTORES DE LA CADENA Y LA APUESTA POR LAS RENOVABLES EN UNA ENTREVISTA A FONDO.

EN >

< EN

“

SOY ESPAÑOL, PERO HE VIVIDO TODA MI VIDA EN ARGENTINA, SALVO LOS ÚLTIMOS DIEZ AÑOS QUE ESTUVE EN EL EXTERIOR. SI ESTOY ACÁ ES PORQUE CREO QUE HAY SOLUCIONES Y LAS VINE A APORTAR.

JAVIER RIELO SE RADICÓ EN FEBRERO EN BUENOS AIRES por segunda vez en su vida. De la primera casi no tiene recuerdo. Arribó con sus padres desde su España natal cuando era muy chico. Casi toda su historia transcurrió en la Argentina. Su formación como contador público, sus primeros años como auditor de Deloitte en coincidencia con el regreso de la democracia a principios de los '80 y buena parte de su fructífera carrera en la industria petrolera, primero en Bidas, la nave insignia del grupo Bulgheroni, y luego en la francesa Total, donde el año que viene cumplirá 25 años, se escribieron en el país. Podría haber vuelto algunos años antes. En 2016 su nombre sonó con fuerza para conducir las riendas de YPF, la petrolera controlada por el Estado. Llegó incluso a algún contacto concretos con funcionarios que reportaban a Mauricio Macri, pero finalmente declinó del ofrecimiento.

Su regreso se concretó este año después de pasar los últimos diez en París, donde tuvo responsabilidades sobre la actividad de la empresa en el este de África, y en Singapur, donde se desempeñó como vicepresidente de E&P para Asia pacífico. A su regreso retoma el lugar que dejó a fines de 2013: ser el máximo representante de Total en el país, aunque esta vez conjuga los cargos de director de la empresa en el Cono Sur y country chair para la Argentina, Bolivia, Chile, Uruguay, Paraguay y Perú.

La entrevista con TRAMA se concretó en una de las salas de reuniones del piso 17 del edificio de Total sobre la calle Moreno en el barrio porteño de Monserrat.

Rielo acababa de volver de Houston tras participar del Cera Week, el mayor evento de la industria petrolera de EE.UU., que este año tuvo como elemento novedoso el viaje del ministro de Economía, Martín Guzmán, que llegó a EE.UU. para sondear de primera mano qué medidas debería aplicar el gobierno para traccionar la llegada de nuevas inversiones a Vaca Muerta. Su estilo directo, desadornado y sin rodeos se percibe con nitidez. La crisis del país le preocupa, pero no lo asusta. No será

la primera y casi con seguridad, tampoco la última, que haya que enfrentar una crisis. «Estamos desde 1978 y hemos pasado épocas extremadamente difíciles, con hiperinflaciones en el medio, renacionalizaciones y siempre hemos estado a la altura», repasa. Por eso, advierte que pese a la complejidad del escenario, existen ventanas de oportunidad para trabajar sobre una agenda de mejoras. «Sin duda se pueden encontrar soluciones. Si no, no estaría acá», refuerza con un rasgo que lo define: el pragmatismo.

Durante los últimos diez años ocupó distintas posiciones dentro de Total Energies, incluso en diferentes continentes, ¿qué balance realiza de ese proceso?

— El horizonte y el objetivo siempre fueron los mismos, lo que cambia es cómo lograrlo. Tuve la oportunidad de hacer cosas en África, en Uganda, por ejemplo. Allí el petróleo es muy difícil y para producirlo tenemos lidiar con un crudo pesado o parafínico, en el medio de un parque nacional con un montón de temas sociales, y eso es extremadamente complejo. Entonces, el cómo hacerlo es lo que puede cambiar. Y en Asia pasa exactamente lo mismo. Hay muchas cosas parecidas en el Pacífico, donde en algunos lugares se produce un gas totalmente ácido que es muy difícil extraer. Fijémonos en Australia, uno de los países más contaminantes del mundo, porque un desarrollo industrial conlleva eso, pero es uno de los grandes países que ponemos como ejemplo, y es a su vez uno de los grandes consumidores de carbón. Entonces todo esto lleva a una situación en donde uno se pregunta cómo lograr satisfacer la demanda energética a nivel mundial, lo cual es muy difícil, y cómo hacerlo de manera que sea aceptable, es aún más difícil. Así que considero que el cómo lograrlo es la cuestión. Nuestro gran objetivo hoy en día es producir más energía, y que esta sea menos contaminante.

Javier Rielo

TotalEnergies en Argentina



“

NECESITAMOS QUE QUIENES QUIERAN INVERTIR PUEDAN LLEVARSE SU CAPITAL DE VUELTA CUANDO QUIERAN.

Durante su primera etapa a cargo de la dirección en Total, en 2013, se diseñó el Plan Gas I, que fue el primer plan de estímulo a Vaca Muerta. Desde entonces, las empresas avanzaron muchísimo y hoy logran productividades y eficiencias en los pozos de *shale* gas que eran impensadas. ¿Qué mensajes daría sobre ese punto?

—

Total tuvo una trayectoria un poco atípica en la industria porque iniciamos en Tierra de Fuego, primero con el offshore, cosa que no había hecho nadie en la Argentina y fuimos bastante exitosos en ese sentido. Y después nos movimos a Neuquén y allí comenzamos con el desarrollo de un yacimiento de *tight* gas que no producían. Lo recibimos y empezamos con la explotación a partir de pozos verticales con fracturación y después nos movimos a zonas más *tight* y después nos movimos al *shale*. Fuimos los primeros que empezamos a perforar pozos horizontales en Neuquén. Todo eso tuvo una curva de aprendizaje. Cuando empezamos tardábamos tres meses en cada perforación. Luego terminamos colocando un pozo en un lapso de 10 días. El mejoramiento de los costos fue una realidad, optimizamos la eficiencia. Hoy, la pregunta es: ¿qué se precisa para desarrollar las reservas que tenemos en Vaca Muerta? Para eso, necesitamos invertir y dar confianza, lo cual deviene en la necesidad de que las reglas se aclaren y se respeten. Necesitamos que quienes quieran invertir puedan llevarse su capital de vuelta cuando quieran y que los precios repaguen esa inversión. Precisamos, además, contratistas que se interesen en venir a Argentina. Si nos ponemos a pensar en cómo podemos aumentar la producción en Vaca Muerta, una de las respuestas es traer más equipos. ¿Cómo alguien decide invertir en Argentina y no invertir en Estados Unidos? La respuesta es que Argentina tiene que tener mejores condiciones, una mejor competitividad, entonces, como dije, hay que cambiar estas reglas para atraer a la gente, sino vamos a seguir desarrollando

Vaca Muerta como lo hacemos ahora, es decir, manteniendo la producción o un declino razonable. El requerimiento primario, para todo país, es tener los recursos, que la geología acompañe. Nosotros los tenemos con el offshore, con Vaca Muerta. Debemos analizar cómo eso se puede llegar a compatibilizar con precios, con la economía y las necesidades del país. Yo creo que en el pasado teníamos las cosas muy bien organizadas, había leyes, había cuadros, pero todo eso ha cambiado mucho y hoy creo que estamos en una situación en la cual todo este marco legal, comercial y de negocio está para redefinirse.

En cuanto al transporte de gas, ¿cree que se pueden encarar proyectos de ampliación de la infraestructura incluso en un escenario económico tan complejo?

—

En la condición actual, es muy difícil. Hay que cambiar. Es difícil que alguien venga a ampliar capacidades con plata fresca si no se puede repagar el proyecto. Cuando hablamos de inversiones y de aumentar la producción, considero que hay que aumentarla en todos los segmentos, no solamente en capacidad de transporte, porque hacer un gasoducto para que esté vacío no sirve de nada y perforar pozos para no poder producirlos tampoco sirve, tiene que ser un esfuerzo compartido de todos los actores, todos tienen que estar en la misma línea. Los productores debemos aumentar la producción. Los transportistas o el Estado van a tener que acompañar con la infraestructura de transporte y todo eso tiene que ser un combo que permita generar un rendimiento para que la gente que está dispuesta a invertir, lo haga. A su vez, aquellas personas necesitan ser retribuidas porque sino van a volcar su dinero en otro lado. Esa es la realidad. Esto es lo que tenemos que generar, un circuito de inversiones con crecimiento y rendimiento.

+

Una historia en el tiempo

1978	1989	1999	2000	2001	2005	2010	2016
Creación de Total Austral.	Puesta en producción de Hidra, primer yacimiento <i>offshore</i> en Tierra del Fuego. 1994: Extensión de operaciones en la Cuenca Neuquina: Aguada Pichana y San Roque.	Creación de TotalEnergies Marketing Argentina.	Inicio de las operaciones de la nueva planta de extracción de GLP en Cañadón Alfa.	Creación de TotalEnergies Gas Cono Sur.	Puesta en producción de Carina-Aries.	Proyecto de <i>shale</i> gas en Vaca Muerta.	Puesta en producción de Vega Páyade. Creación de Total EREN.



“

ESTA REALIDAD DEL MERCADO HA IMPACTADO FUERTEMENTE, ES UN BALDE DE AGUA FRÍA QUE NOS HA DESPERTADO Y NOS DICE QUE LAS COSAS NO SON SIEMPRE COMO UNO LAS PIENSA.

Hace referencia a establecer un esquema cambiario que permita introducir capital que genere alguna instancia de repatriación para pagar deudas y a los accionistas. ¿Cree que ese instrumento se puede encontrar incluso en este contexto de crisis?

—

Sí, sin duda que se puede encontrar. Si no, no estaría acá. Hay soluciones al alcance. Se pueden hallar instrumentos que permitan que el esfuerzo inversor acompañe el aumento de producción y la satisfacción de demanda, no me cabe ninguna duda. Estamos conversando con el gobierno. Creo que todo el mundo es consciente. Esta realidad del mercado ha impactado fuertemente, es un balde de agua fría que nos ha despertado y nos dice que las cosas no son siempre como uno las piensa y hay que tomar decisiones. Hoy tenemos un potencial energético gigantesco, pero poseemos una demanda de energía a nivel país que tenemos que satisfacer con desarrollos locales de energía en lugar de importarla.

El Gobierno lanzó la licitación para la compra de los caños para el gasoducto Tratayen- Salliqueló y tiene pendiente la presentación del pliego de construcción. En base a esto, ¿en qué momento el ejecutivo debería salir a contratar el gas para llenar ese caño?

—

El día te lo puedo decir con mucha precisión, fue ayer. Tenemos que trabajar desde hoy en ese tema. Desde ahora tengo que idear cómo será satisfecha la demanda del invierno de 2023. Si tengo que importar un equipo de perforación, sé que lo voy a tener acá en seis, ocho o diez meses, no antes. Si queremos desarrollar el offshore de Tierra del Fuego, debemos trabajar hoy para poner en producción ese campo de dos años. Allí hay un potencial enorme, el gobernador nos acompaña en todo lo que queremos hacer y es un aliado en el sentido, que nos empuja y nos mete muchísima presión para que sigamos adelante con un montón de cosas. Los proyectos offshore son inversiones intensivas desde el punto de capital. No tenemos ningún desarrollo industrial por debajo de 700 o 800 millones

de dólares, pero eso permite inyectar un paquete de gas de un solo saque que es muy diferente de Neuquén, donde hay que perforar pozo por pozo y se va aumentando de a poco. Un desarrollo como el de Fénix permitiría inyectar 10 millones de metros cúbicos día.

¿En qué estados se encuentra hoy ese proyecto?

—

Somos optimistas con Fénix, como siempre fuimos con todo lo que hicimos en la Argentina. Estamos desde 1978 y hemos pasado épocas extremadamente difíciles, con hiperinflaciones en el medio, renacionalizaciones y siempre hemos estado a la altura, y pudimos hacer frente a todos estos desafíos. Fénix es un proyecto en el cual se está trabajando, terminando con toda la ingeniería necesaria y de consultas al mercado. Si logramos el acompañamiento de los gobiernos provinciales y nacionales, que creo que está, pero lo vamos a reafirmar, es un proyecto que debería estar entrando en producción en la segunda parte del 2024.

¿Por qué es estratégico para el país garantizar la continuidad de la oferta de gas desde la cuenca Austral?

—

Las instalaciones ya están construidas, tenemos plantas de tratamiento hasta más de 20 millones de metros cúbicos por día (MMm3/día), plataformas que pueden ser utilizadas en sinergia con otras, como estamos pensándolo para Fénix, que se conectará a Vega Pléyade y tenemos la capacidad de transporte, así que poseemos todo sin necesidad de hacer mayores inversiones, como es en el caso Neuquén. La infraestructura allá no está. Una vez que colmemos la capacidad de Aguada Pichana, San Roque, de Loma La Lata, tenemos que empezar a construir nuevas instalaciones, lo cual implica desembolsos grandes y plazos mucho más extensos que la perforación de algunos pozos.



+
TotalEnergies

¿A qué velocidad avanzará la transición?

—
El grupo francés Total, uno de los mayores productores de hidrocarburos del planeta, presentó en julio de 2021 un ambicioso programa para transformar su identidad a partir de un fuerte compromiso con el desarrollo de energías renovables. El emergente de ese proceso —motorizado por la necesidad de acelerar la descarbonización— fue la presentación de una nueva marca, Total Energies, que reemplazó al histórico Total a secas. Pese a los desafíos que representará calzar esa necesidad de avanzar con la transición hacia energías menos contaminantes en un contexto de incertidumbre absoluta por la invasión rusa de Ucrania, el country chair de Total Energies para Argentina, Javier Riello cree que esa tendencia es irrefrenable.

En el primer año de pandemia, la agenda de la transición energética cobró un impulso muy grande. Pero en los últimos meses, incluso antes de la guerra en Ucrania, la situación cambió a partir del incremento de los precios del gas natural y el petróleo. ¿Cómo analiza esa dinámica?

—
Vamos a seguir produciendo petróleo y continuaremos aumentando la producción de gas. La de crudo va a

estabilizarse y luego a declinar, pero la transición energética es algo que vino para quedarse. El cambio de energías verdes es una realidad y va a suceder, el problema es que después aparecen los condimentos geopolíticos. Antes de la guerra en Ucrania tuvimos un invierno muy crudo en China y el consumo de carbón allí aumentó el 40 por ciento. La realidad es que cuando hay una crisis, uno tiene que recurrir a todos los recursos disponibles. Es decir, todos estamos trabajando para avanzar con la transición pero va a demandar tiempo.

¿Cuánto tiempo?

—
No lo sabemos, queremos que sea lo más corto posible, pero no va a ser de un día para otro. En el año 2020, el mercado petrolero era un mercado de compradores de crudo, y hoy es un mercado de vendedores; el precio lo pone el vendedor. Este tipo de situaciones se van a repetir en el mundo. No es que va haber una guerra todos años, pero son cuestiones que pueden acontecer. Lo que queda en evidencia es la realidad de nuestro mercado, que siempre fue la misma y por naturaleza es volátil. Entonces, pensar que vamos a poder tener un precio de crudo durante 15 o 20 años a un mismo nivel y hacer planes de ese estilo, no tiene sentido. Todas las veces que hicimos eso nos equivocamos.



La energía es nuestro motor

Nos enfocamos en servir a nuestros clientes, optimizando su matriz energética.



Para más información encontramos en www.energix.com.ar



OPERADORA DE CAMPOS PETROLEROS

Somos expertos en la optimización y gestión de valor en campos maduros

www.venoil-energia.com

EN >

¿Eso quiere decir que le preocupan más las inversiones en instalaciones de superficie que las que requiere el *upstream*?

Me preocupa todo por igual, porque si el esfuerzo no es compartido y coordinado entre todos estos sectores, no sirve para nada. Lo que sabemos es que la demanda está, lo que tenemos que lograr es satisfacerla. Tenemos que ser cuidadosos, además, porque la Argentina es un mercado que tiene un gran *swing* entre el invierno y el verano. Entonces, la definición de las capacidades tiene que ser muy bien estudiada. De nada vale generar capacidad para cubrir los picos del invierno si después estamos parados seis meses o un periodo de tiempo prolongado sin utilización de esa infraestructura. El costo sería muy grande. Y eso tiene que ser trasladado a la tarifa, al precio que van a pagar los consumidores, que sería muy superior a que si las instalaciones estuviesen produciendo todo el año. ¿Cómo se compensa eso? ¿Cómo se podría solucionar? Exportando. Tenemos sistemas de gasoductos conectados con Chile, se pueden ampliar. Se puede lograr que en el invierno podamos utilizar el gas para la demanda interna en la Argentina y en el verano enviarlo a Chile, que lo necesita para la generación eléctrica.

¿Para eso están trabajando como empresa y en articulación con el Estado?

Tenemos muchas ideas, hay discusiones que todavía se tienen que dar. Creo que las necesidades del país hacen que a veces pongamos la prioridad en ciertas cosas y en solucionar lo urgente, dejando de lado otras, pero es una discusión que tenemos que encarar y es un desafío en el corto plazo.

¿Qué desafíos ponderó, desde lo personal, para volver a ocupar la dirección de Total Energies asumiendo la compleja situación actual de la Argentina?

Ese justamente es el atractivo, lo desafiante de este país, de este mercado. Yo creo que en Argentina se pueden hacer muchas cosas. Mi experiencia personal y de la empresa ha demostrado que este país tiene uno de los más valiosos recursos humanos que existe a nivel mundial, con gran capacidad de reacción, de entendimiento, de manejo, de management. Es desafiante. Yo no soy argentino, soy español, he vivido toda mi vida en Argentina, salvo los últimos diez años que estuve en el exterior, pero si estoy acá es porque quiero al país. Creo que hay soluciones y las vine a aportar.

En el sector de energías renovables, Total asumió una apuesta muy fuerte. ¿Le preocupa la falta de capacidad de transporte eléctrico?

El transporte eléctrico es un tema manejado por el gobierno y hay que discutirlo con ellos, pero al margen del sistema de transmisión, hay centros de consumo que pueden ser muy bien abastecidos con un proyecto de energías renovables. Como mencioné, estamos trabajando con el gobierno de Tierra del Fuego, y una de las ideas es desarrollar energías renovables en esa provincia, ya que tiene un gran potencial eólico. También está presente el hidrógeno, que es la energía del futuro. Toda la Patagonia tiene un potencial de generación eólica. Nosotros contamos con dos parques eólicos en Chubut y en Santa Cruz. Poseemos un parque solar en San Luis, hay muchísimo para hacer. Estamos trabajando, viendo algunas provincias. Tenemos una filial que se llama Total Eren, que está hoy en día generando 180 megawatts (MW) en Argentina. La idea es crecer mucho en el segmento de energía renovable no sólo en el país, sino también en el Cono Sur, pero Argentina va tener un foco específico.

¿Puede cuantificar algún objetivo en el Cono Sur?

A nivel global, tenemos una ambición de 100 gigawatts (GW) a nivel internacional. En la Argentina producimos algo así como el 6% del petróleo equivalente cuando lo medimos en energía a nivel mundial. Entonces 100 GW, podrían significar 6 GW. Sería muy lindo tener algo así. Hoy el grupo de energías renovables está trabajando con un objetivo a muy corto plazo de contar con 1 GW de energía renovable a corto plazo, pensándolo para 2023/24.

¿Eso sería con proyectos nuevos o tomando alguna participación de actores que ya están en el mercado?

Un poco de todo. Hay muchos proyectos que están en funcionamiento y hay otros que están en carpeta o que no se han desarrollado todavía, que fueron parte de planes anteriores y que necesitan impulso inversor.

¿Imagina a Argentina como un productor de hidrógeno en el futuro?

La Argentina, junto con Chile, tiene un potencial en hidrógeno muy grande. Nuestro objetivo principal es el hidrógeno verde. Sobre la base si vamos a la patagonia de generación de energía eólica y lo estamos estudiando. ✕



Jan De Nul
GROUP

CON LA #ENERGÍA
EN LOS DESAFÍOS
GLOBALES

#EnergíasRenovables

#Sustentabilidad

#Innovación

#Infraestructura

#Oil&Gas

En Jan De Nul Group somos líderes a nivel internacional en servicios offshore, marítimos, civiles, medioambientales y en el desarrollo de proyectos desafiantes. Fundada en 1938, en Bélgica. Desde entonces, dentro y fuera del agua, ayudamos a producir la energía que el mundo (y el futuro) necesita.



Descubrí más en www.jandenul.com y en nuestro stand en 

RICARDO MARKOUS, CEO DE TECPETROL

«SI CON ESTA
MACROECONOMÍA
ALCANZAMOS ESTA
PRODUCCIÓN, CON UN
ACUERDO CON EL FONDO
DEBERÍAMOS ESTAR AÚN
MEJOR»

EL CEO DE LA PETROLERA DEL GRUPO TECHINT SE MOSTRÓ OPTIMISTA DE CARA A QUE EL NUEVO GASODUCTO TRONCAL A NEUQUÉN ESTÉ OPERATIVO «EN ALGÚN MOMENTO DEL INVIERNO DE 2023». EN UNA EXTENSA ENTREVISTA, AFIRMÓ QUE VACA MUERTA ESTÁ EN CONDICIONES DE TRIPLICAR SU PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PARA 2025; EXPLICÓ LOS PRÓXIMOS PASOS EN EL PLAY NO CONVENCIONAL DE PETRÓLEO Y ADELANTÓ QUÉ NOVEDOSAS INICIATIVAS TIENE EN CARPETA LA EMPRESA EN EL ÁREA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA.



RICARDO MARKOUS festejó en 2020 cuatro décadas trabajando ininterrumpidamente en el grupo Techint, justo cuando transcurría la primera ola de Covid-19 que provocó el derrumbe de la economía global. Se incorporó al holding que hoy dirige Paolo Rocca como joven profesional, recién egresado como ingeniero civil de la Universidad de Buenos Aires. Siete años más tarde cursó un máster en Standford. Su desembarco en el mayor grupo siderúrgico del país se concretó en Techint Ingeniería y Construcción, en el área de control de costos. A principios de los '90 fue designado director de TGN, la transportadora de gas que todavía es propiedad de Techint y hacia fines de esa década llegó a Tecpetrol, brazo petrolero del holding que en los últimos protagonizó un crecimiento copernicano en Vaca Muerta a partir de la construcción y explotación comercial en apenas dos años de Fortín de Piedra, el mayor yacimiento no convencional de gas del país. Markous pasó por distintas posiciones dentro de la empresa. Fue director de Gas y Energía, luego lideró el área de Desarrollo de Negocios hasta que en marzo de 2021 se oficializó su nombramiento como CEO en reemplazo de Carlos Ormachea, un histórico de Techint que pasó a integrar el *board* de la petrolera. Markous recibió a *TRAMA* en una sala contigua a su oficina en el piso 12 de una de las torres de Retiro donde el grupo Techint tiene su comando de operaciones. Distendido, aunque preparado para la entrevista con una serie de apuntes en papel, durante casi 50 minutos repasó los distintos ejes que integran la agenda de la industria: el lanzamiento de la construcción del gasoducto Tratayén-Salliqueló, proyecto en el que se presupone que el grupo Techint tendrá un rol central con Tenaris, único fabricante de tubos sin costura en el país, y la constructora Techint IyC; la licitación que deberá lanzar el gobierno para llenar de gas la nueva infraestructura de transporte; los planes en Fortín de Piedra para elevar todavía más la producción del fluido; y los nuevos horizontes productivos que empezará a explorar la compañía con unidades específicamente dedicadas a la generación de energía nuclear y a la promoción de nuevos negocios (Ver aparte).

¿Qué escenario visualiza hoy para la industria de Oil&Gas en Argentina?
—
A nivel global nosotros vemos que, si bien ha empezado una transición energética, hay petróleo y gas por muchos años todavía. En ese sentido, Tecpetrol va a estar en las dos ramas: en la transición energética y en el negocio tradicional del Oil&Gas. En América Latina nos encontramos muy bien posicionados. Estamos en Perú, como socios de Camisea; también en Bolivia en el proyecto Ipati y Aquio, que es un área que produce 11 millones de metros cúbicos por día (MMm³/día). Es un bloque donde somos el operador y tenemos una participación del 20%, pero que va a declinar a fin de 2023. En Ecuador operamos un campo que está produciendo cerca de 10.000 barriles por día y en Shushu-findi producimos 50.000 barriles por día. Adicionalmente, en Colombia hemos puesto en planta un proyecto que va a producir cerca de fin de año alrededor de 10.000 barriles por día. También nos hallamos en México, en Bloque Misión, donde somos productores de gas para Pemex.

¿La declinación del campo en Bolivia es irreversible?
—
Sí, es un yacimiento que tiene mermas comprobadas y va a tener un agotamiento a partir del año que viene, como han declinado todos los reservorios de Bolivia.

¿Las inversiones de la compañía pueden variar en función de esta disparada del precio internacional del petróleo y el gas? ¿O ya existe una hoja de ruta que van a respetar?
—
Trataremos de acelerar donde se puede aumentar la producción de petróleo con estos precios, pero ya teníamos una hoja de ruta. El proyecto en Colombia lo pusimos en marcha y claramente con estos precios está muy bien. El desarrollo con Pemex está un poco más frenado, hasta que se aclare el tema de la Ley de Reforma Energética, pero está muy bien. Además, en México operamos una central térmica de 1000 megawat (MW), que da energía al grupo.



+
Centrales nucleares de pequeña escala y fondo de startups

El grupo Techint es el mayor jugador de la industria siderúrgica y un jugador de peso en el upstream de hidrocarburos. La agenda de la transición energética tiene, por lo tanto, distintos puntos de entrada: tanto como productor de energía, así como también un gran consumidor. Ricardo Markous, CEO de Tecpetrol, explicó a *TRAMA* los detalles de la estrategia del Techint para avanzar con la descarbonización de sus instalaciones. «El grupo creó hace 18 meses una nueva unidad de Transición Energética que está bajo la órbita de Tecpetrol. Vimos las ventajas competitivas que teníamos como grupo, que funciona como un hub energético que tiene la necesidad de descarbonizar las plantas siderúrgicas de la organización Techint. Hicimos foco en Argentina, Brasil y México. Dentro de la región esos son los lugares donde estamos mirando cómo acelerar la descarbonización». El directivo agregó que un primer aspecto es el desarrollo de energías renovables. «Ya hicimos un primer paso con la presentación de un proyecto entre Tecpetrol y Tenaris de instalar un parque eólico de 190 MW. Estamos mirando

opciones en la Argentina y también en México. Y después mirando otros aspectos, un poco más a largo plazo, como es la captura y almacenamiento del carbono; el hidrogeno y la energía nuclear de pequeña escala», afirmó.

¿Evalúa en el mediano-largo plazo involucrarse en ese modelo de generación nuclear de 50-100 megas?
—
Sí, y tenemos también el tema litio. En este momento estamos instalando una planta de tecnología nueva en la Puna para probar este sistema de extracción de litio, estamos apuntando a entender cómo funciona la tecnología. Lo estamos haciendo desde Tecpetrol dentro de esta unidad de transición energética. Al mismo tiempo, creamos un fondo de Energy Ventures para invertir en empresas tipo startups o empresas de tecnología, que nos den un retorno de capital, eventualmente un *know-how* tecnológico y alguna sinergia con el grupo

En Argentina tenemos un foco importante dado que estamos en tres cuencas productivas (Neuquina, Golfo San Jorge y Noroeste). Nuestro proyecto principal es Fortín de Piedra, donde este año alcanzamos una producción de 17 MMm³/día de gas, y estamos preparándonos para llegar a los 20 millones en invierno.

¿Cuáles son los próximos pasos en Fortín de Piedra?

— Este invierno llegaremos a la producción máxima que puede procesar la planta con los tres trenes trabajando. Son 20 MMm³/día a 9300 Kcal. Ahora estamos evaluando una inversión de infraestructura más chica para optimizar la producción y sobre todo para poder procesar más *wet gas* (gas húmedo). En ese caso, podríamos incrementar un 7-10% nuestra producción para el invierno de 2023. A partir de ahí, hay que invertir para poder aumentar la infraestructura, lo cual va de la mano con lo que ocurre en el país con respecto al gasoducto (Néstor Kirchner).

TRANSPORTE DE GAS

¿Cómo analiza la implementación del proyecto para la construcción del gasoducto Tratayén-Salliquelo?

— Creo que finalmente con la publicación del DNU y con el armado del grupo de trabajo dentro de Ieasa, el proyecto está en marcha de manera concreta. Las noticias que tenemos es que pronto se hará la licitación de la cañería (NdR: se oficializó una semana más tarde) y más adelante se publicará el pliego de la construcción. Creo que se tratará de colaborar para que el caño esté operativo en el invierno de 2023. Va a ser desafiante, pero en algún momento, dentro de ese periodo invernal, va a estar. Es un proyecto que, aunque llegue a mediados del invierno, los beneficios se van a ver durante esa estación y también en el verano, dado que, hoy en día por la declinación de Bolivia, tenemos que importar líquidos inclusive durante los meses de calor. Lo que tenemos que ver es que una vez que se lance el gasoducto, el Gobierno va a tener que llamar a licitación para un plan de gas más amplio.

Dada la incertidumbre que existe sobre el suministro de gas desde Bolivia, que se suma a la crisis hídrica, ¿existe conciencia en el gobierno de la gravedad de la situación?

— Creo que sí. Veo conciencia por parte del Gobierno de que el gasoducto hay que hacerlo. El tema de Bolivia, la crisis hídrica, la oportunidad de exportación a Chile y Brasil son elementos que contribuyen para que este proyecto se lleve a cabo. No hay otra alternativa. También se tiene que concretar la reversión del gasoducto norte. TGN tiene estudiado el tema, con lo cual me

parece que si está la decisión política, se va realizar. Para mí se va a efectuar esta primera etapa de Tratayén-Salliqueló y después se pasará a la segunda etapa uniendo Tratayén con San Jerónimo y también al norte. Es una inversión que se va a repagar con los ahorros de importación de líquidos y de LNG. Con estos precios internacionales, un nuevo caño troncal se paga muy rápido. La transición energética lo que generó fue un aumento de precios tanto de petróleo como de gas. La crisis política en Europa lo mismo. Hay una oportunidad para la Argentina de desarrollar Vaca Muerta ahora. Veo un escenario positivo en cuanto a precios y a pesar de las dificultades pienso que lo podemos aprovechar.

Fortín de Piedra es la identidad de Tecpetrol en Vaca Muerta, ¿tienen la estrategia de posicionarse en otra ventana del play?

— Por un lado, seguimos con la operación en El Tordillo, en Chubut, donde estamos con un rig de perforación, pero vamos a subir un segundo a principios de mayo. Y al mismo tiempo nuestra idea es empezar con un proyecto de petróleo en Vaca Muerta. Ahí estamos en Los Toldos II perforando, en dos meses vamos a fracturar.

En los últimos meses hubo mucho ruido con relación a Oldelval y los cuellos de botella del sistema de transporte. ¿Cómo analiza esa agenda?

R: Sí, nosotros tenemos un 2%. Debería ser una agenda sencilla en el sentido de que se necesita una inversión relativamente menor. Oldelval después de que termine el proyecto Vivaldi incrementará su capacidad de transporte de 42.000 m³/día a unos 80.000 metros. Se requiere una inversión de 400 millones de dólares. Es una inversión muy chica para todo el beneficio que genera, dado que permite duplicar el sistema actual. Se va a hacer, yo no tengo dudas, hay que encontrar el mecanismo, tiene que extenderse la concesión de Oldelval (sujeta a una decisión del Estado nacional) y también resolver el tema de Ebytem (la terminal que opera Oiltanking). La cuenta que hacemos nosotros es que Vaca Muerta, que hoy tiene una producción no convencional de 210.000 barriles, si mantiene 20 equipos perforando, llegará a una producción de 600.000 en 2025. Para lo cual tendríamos que pasar de 20 a 24 equipos. Es decir, aumentando un poco la cantidad de equipos, con estas productividades, deberíamos estar en 3 o 4 años en 600.000 bbl/día de crudo. Hay que ampliar Oldelval y también lo del oleoducto de exportación a Chile (Otasá), que entiendo que YPF lo está haciendo.



En ese proyecto, ¿Tecpetrol no está involucrado?

— No, no tenemos nada que ver pero claramente sería bueno que se haga porque se podría evacuar 100.000 bbl/día más. Lo que se habla es de ponerlo en marcha para noviembre de este año.

Antes comentó que van a sumar un equipo de perforación en El Tordillo. Algunos actores de la industria advierten que productoras del Golfo están transfiriendo recursos hacia Vaca Muerta. ¿Cuál es la visión de Tecpetrol en Chubut?

— Para nosotros una cosa no quita la otra. Claramente el crecimiento importante de producción de la Argentina lo veo desde Vaca Muerta, pero eso no significa descuidar lo que estamos haciendo en el Golfo, razón por la cual digo que dado la productividad que estamos encontrando últimamente, vamos a levantar un equipo más. En Comodoro estamos explorando para ver si tenemos un play no convencional. Allí perforamos un pozo a la D-129 que estamos ensayando, todavía no tenemos resultados. Perforamos, fracturamos y después tuvimos que pasar un *coiled tubing* porque se había tapado de arena. En este momento está produciendo agua. Tenemos que esperar cuatro meses como mínimo para saber el resultado en la D-129. Eso podría cambiar la perspectiva a futuro.

¿Puede precisar algún detalle del desarrollo en Los Toldos II?

— Por ahora estamos cumpliendo con los compromisos de inversión, perforando. Después vamos a fracturar y a partir de ahí evaluaremos. Simultáneamente estamos con el proyecto «Puesto Parada» en Los Bastos, donde también estamos haciendo tres pozos para luego fracturar y evaluar. Dependerá de las condiciones si encaramos un proyecto o los dos.

¿Cómo explica que en el invierno también necesiten exportar gas desde Neuquén hacia Chile?

— Para mí es muy importante tener un mercado asegurado para todo el año porque el día de mañana Argentina va a tener gas suficiente para el mercado interno y para exportar. Si no hay transporte para el mercado argentino, hay que cerrar la producción. Por eso, tiene sentido aprovechar y capturar un mercado en Chile los 365 días al año. Hoy se está exportando por la región Centro unos 6,5 MMm³/día de gas a través de Gas Andes. Eso significa que Santiago consume un 40-50% de su demanda vía LNG. Hay un mercado para capturar ahí y también el del mercado de carbón en el norte.

EN >



+
Offshore

Este año se registraron cuestionamientos ambientales que frenaron proyectos extractivos, tanto en el sector minero como en el offshore del Mar Argentino. La discusión en torno a cómo conseguir la licencia social para habilitar este tipo de emprendimientos está en el centro es escena. «Hay que seguir educando. La Argentina es un país pobre. Tenemos los recursos, entonces no aprovecharlos para mí sería un crimen. El petróleo y el gas en Argentina, con el desarrollo sobre todo de Vaca Muerta, significan reservas infinitas, es un segundo campo», destacó Markous.

«La Argentina necesita los dólares, bajar la pobreza e inversiones y ahí está el foco, entonces, creo que se puede hacer el desarrollo cuidando al medio ambiente, en forma sostenible y simultáneamente con la agenda de Transición Energética, desarrollando renovables, y exportando el petróleo que producimos», precisó el directivo. Antes de concluir: «La Argentina tiene bajo nivel en cuanto a su cantidad de emisiones; tenemos una matriz limpia dentro de todo por la alta participación del gas. Podemos contribuir con esa matriz a nivel de América latina con Chile, Brasil, Uruguay. Me parece que hay que focalizar en ese punto y educar. Si tenemos los recursos, ¿cómo vamos a desarrollarlos?».

Cuando se planteó la ampliación del sistema de transporte de gas, el gobierno filtró que en una segunda etapa se buscará financiamiento privado. Si eventualmente esa opción se concreta, ¿evaluarían participar?

Dependerá de qué se plantee. En algún momento podríamos participar como productor de gas si hay algún requerimiento o esquema de financiación de una parte de ese proyecto. El sistema argentino no funciona como un esquema de libre mercado. Pero no descarto que haya una posibilidad de un cofinanciamiento, algo de privados para la segunda etapa.

¿Cuán importante es la ampliación del sistema de transporte para viabilizar otros proyectos como la exportación de gas a Brasil o algún proyecto de licuefacción?

Nosotros hacemos estimación y miramos globalmente. Ya estamos en Brasil como industria con lo cual miramos a ese país. Hay una oportunidad para exportar energía eléctrica a través de la Central Térmica Uruguaiana. Eventualmente se podría prorrogar el gasoducto Uruguaiana-Porto alegre, pero sería en una segunda etapa. La otra opción es aprovechar en algún momento el gasoducto Bolivia-Brasil, es decir, exportar gas argentino a través de Bolivia.

¿Eso se puede hacer?

Físicamente se puede hacer sin ningún problema, comercialmente todos tienen que evaluar cuánto se paga por el transporte. TGN debe hacer sus estimaciones por la reversión del gasoducto. Y después analizar cuánto se paga por el transporte en Bolivia, cuánto por el trayecto Bolivia- Brasil y llegar a un precio competitivo. Por eso digo que lo primero es aprovechar la parte eléctrica y la Central Térmica de Uruguaina. El gasoducto Néstor Kirchner también puede leerse en esa clave porque parte del volumen de gas que transporte no va a ser para todo el año. Es un tema que habrá que tener en cuenta cuando se saque la licitación hasta que se desarrolle todo el mercado de exportación y que nos permita amortiguar el exceso de gas que pueda haber durante el verano. Parte de ese gasoducto se va a llenar sólo cinco meses al año; un aspecto que habrá que tener en cuenta a la hora de proyectar expectativas de precio. Una primera buena señal fue el haber diferenciado en el Plan Gas 4 el precio de invierno del precio de verano. Cuando el Gobierno, después de que lance el gasoducto, salga a comprar gas por licitación, los productores competiremos entre nosotros, como ocurrió en el último Plan gas para el invierno. Veremos cómo se llenan esos cinco meses. Además del gasoducto, seguramente habrá que sumar capacidad de tratamiento. El gas de Vaca Muerta es muy rico, por lo que hay

que ponerlo a especificación, para lo cual existe la necesidad de realizar ya sea una ampliación de Mega o un Mega II o un proyecto Tratayén de TGS. Lo concreto es que deberá hacerse una ampliación importante del sistema de tratamiento para poner el gas en condiciones, además de las inversiones que tiene que hacer cada productor. En el caso de Tecpetrol, nosotros podemos procesar 20 MMm³/día y si queremos ir a más vamos a tener que hacer una nueva planta de Dew Point.

¿Qué nivel de madurez ve en la industria para encarar, de forma conjunta, la ampliación del sistema de midstream?

Creo que es incipiente, pero que se está planeando. Nosotros mismos estamos mirando diferentes alternativas de cómo poner esto en condiciones y hacer una planta que actué como hub para tratar el gas. En algún momento habrá que instalar una planta como la de Mega que va a requerir 1000 millones de dólares de inversiones porque además va a requerir seguramente un gasoducto nuevo.

TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Respecto al mercado global, la pandemia en un primer momento funcionó como un catalizador para acelerar la transición, pero ahora parecería haber un freno,

y más después de la invasión rusa sobre Ucrania. ¿Le sorprende ese movimiento zigzagueante?

Creo que la EIA tal vez fue demasiado optimista al principio. Planteó que si uno quería llegar al 2030 con cero emisiones necesitaba determinada cantidad de inversión, pero esos valores eran imposibles de conseguir, entonces me parece que hay una realidad que se va adaptando. Pusieron un objetivo, pero cuando uno analiza lo que se debía hacer para llegar a él se da cuenta de que era irrealizable. Ahora, más allá de eso, nosotros creemos que la transición energética es necesaria y a pasar.

Cuando el grupo habló sobre la transición enrgética siempre lo hizo priorizando el desarrollo del gas de Vaca Muerta, pese a que la Argentina tiene un potencial muy grande también en energía renovables. ¿Cuál es la visión actual?

La Argentina tiene ahora que aprovechar su recurso de gas. El gasoducto es una primera etapa, pero espero que podamos desarrollar, si la macroeconomía ayuda, una planta de LNG. La cantidad de reservas que hay en Vaca Muerta es infinita para la demanda de Argentina. Es un proyecto que no veo tan en el corto plazo porque nos falta un offtaker. No veo a la Argentina en un proyecto de venta de LNG spot. Veo a futuro un proyecto que cuente con un offtaker, que inclusive tome parte de la inversión a

EN >

“

NO VEO A LA ARGENTINA EN UN PROYECTO DE VENTA DE LNG SPOT.
VEO A FUTURO UN PROYECTO QUE CUENTE CON UN *OFFTAKER*.

riesgo dentro de la Argentina, y de ahí hacer un contrato a largo plazo de provisión de gas con transporte incluido.

¿La búsqueda de ese offtaker debería ser una actividad pública-privada?

Me parece que tiene que ser un mix público-privado. Pero nosotros no lo estamos viendo hoy.

¿Desactivaron los equipos que estaban trabajando en ese proyecto?

Los seguimos mirando, pero no tenemos un plan concreto ahora en el corto plazo.

¿Lo tuvieron en algún momento?

Analizamos dos alternativas: lo que es un plan a largo plazo, de 4, 5, 10 millones de toneladas en forma constante y por otro lado, algo más tímido, empezar con un proyecto marginal de un millón o un millón y medio de toneladas y que a lo mejor durante el invierno se baypasee para suministrar gas a la Argentina. Eso sí lo estuvimos observando, pero sólo fueron estudios, nada más. Creo que si siguen bajando los precios de unidades chicas de LNG puede haber alguna oportunidad.

¿En Fortín de Piedra ya recorrieron la curva de aprendizaje o todavía están en un estadio intermedio?

Todavía seguimos aprendiendo en el diseño del largo de la rama horizontal, el distanciamiento entre fracturas y la dimensión de la factura propiamente dicha. Nosotros en cuanto al largo de rama que empezamos con 1500 metros. Encontramos que para la Argentina, con el equipamiento disponible, el óptimo oscila entre 2500 y 3000 metros. El distanciamiento entre fractura lo fuimos acortando sustancialmente y lo que estamos probando ahora son fracturas de high density, pasamos de 2800 a 3500 libras pie en cada fractura.

Otra de las cosas que estamos aprendiendo, que lo hicimos en invierno pasado por el efecto del paro, fue acortar la puesta en marcha de los pozos, y comprobamos que eso podía realizarse. De 60 días bajamos a 20 días.

¿Cuál era el riesgo de acortar la puesta en marcha de los pozos?

Que geológicamente se complique el yacimiento. Existe el índice A raíz de K, que permite observar cómo cae la presión cuando se aumenta la producción de gas. Si cae demasiado significa que se está rompiendo el yacimiento, que se está deteriorando. Nuestros pozos hoy arrancan con una producción promedio de 500.000 m³/día. En algunos casos puntuales por necesidad pusimos en algunos días producciones más altas, cercanas al millón de m³/día, pero sólo en algunos pozos.

¿Qué implica liderar una empresa productora de hidrocarburos en un escenario global súper incierto y con precios muy elevados?

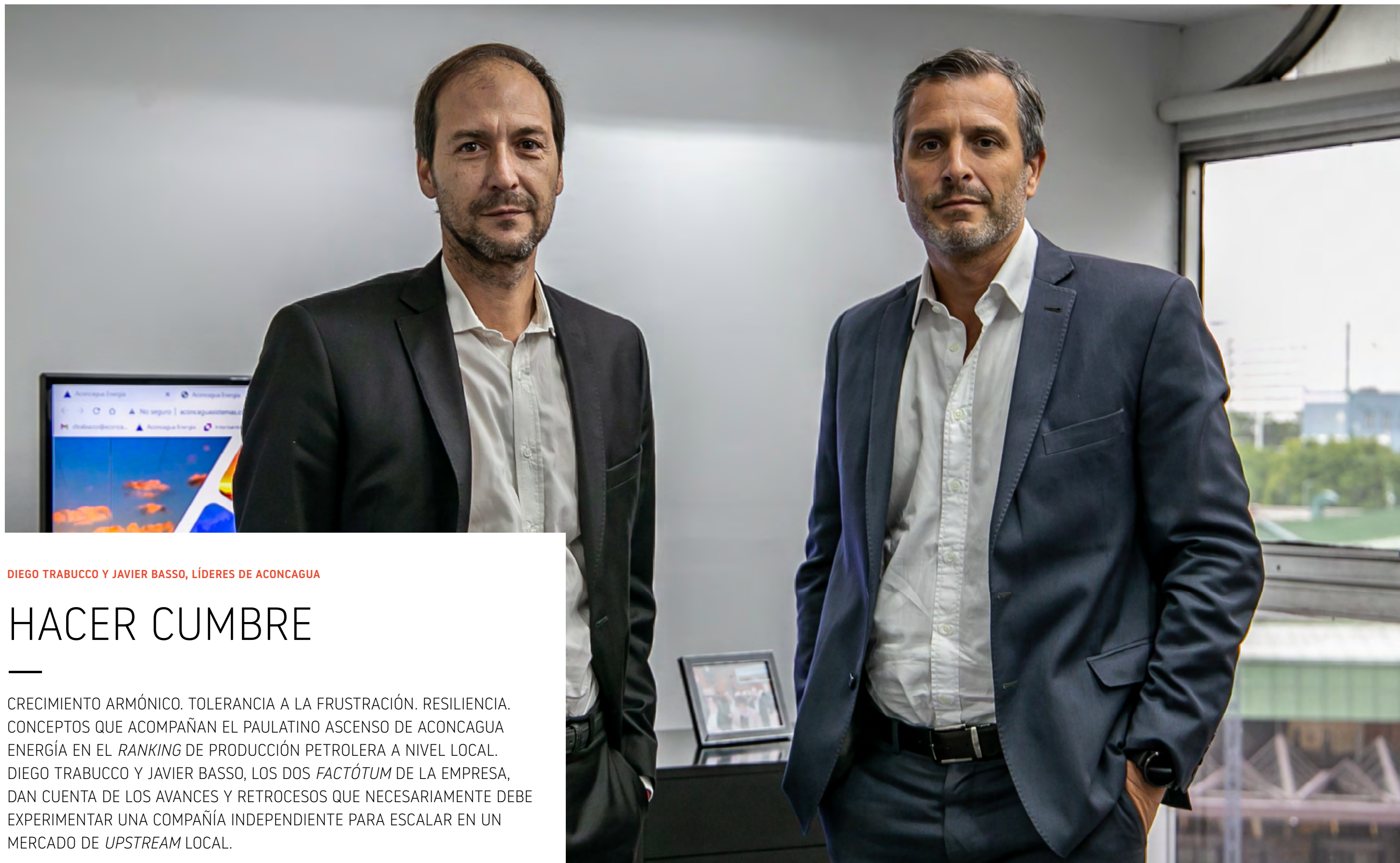
No hay que marearse con los precios y hay que seguir buscando la excelencia operativa, eso me parece clave. En ese sentido, Tecpetrol tiene un ADN industrial. Lo hicimos con Fortín, le dimos los estándares más altos por más que los precios internacionales sean buenos. El tema del control de los costos operativos, el control de la mejora, las eficiencias, la optimización de los diseños de la fractura para obtener los mejores recursos, esa es la parte fundamental para nosotros. Controlamos mucho el tema de la eficiencia y eso es nuestro ADN. Por otro lado, me parece que vienen momentos interesantes y sobre todo para Argentina. En América latina seguimos y vamos a buscar oportunidades, pero creo que este país, con Vaca Muerta, tanto en gas como en petróleo puede dar oportunidad de inversiones muy interesantes. Estamos convencidos que Vaca Muerta tiene que ser el segundo campo de la Argentina. Si con esta situación macroeconómica se hizo lo que se hizo, estableciendo un orden y con el acuerdo con el Fondo, se debería dar un primer paso y estar en otro lugar. ✕



Somos una empresa constructora con la **capacidad, autonomía, conocimiento y experiencia** necesarias para emprender proyectos de ingeniería de alta complejidad.

Leandro N. Alem 896 Piso 5 (1001 AAQ) - CABA
Buenos Aires - Argentina - 011 4321-4800
www.btu-sa.com - info@btu-sa.com





DIEGO TRABUCCO Y JAVIER BASSO, LÍDERES DE ACONCAGUA

HACER CUMBRE

CRECIMIENTO ARMÓNICO. TOLERANCIA A LA FRUSTRACIÓN. RESILIENCIA. CONCEPTOS QUE ACOMPAÑAN EL PAULATINO ASCENSO DE ACONCAGUA ENERGÍA EN EL *RANKING* DE PRODUCCIÓN PETROLERA A NIVEL LOCAL. DIEGO TRABUCCO Y JAVIER BASSO, LOS DOS *FACTÓTUM* DE LA EMPRESA, DAN CUENTA DE LOS AVANCES Y RETROCESOS QUE NECESARIAMENTE DEBE EXPERIMENTAR UNA COMPAÑÍA INDEPENDIENTE PARA ESCALAR EN UN MERCADO DE *UPSTREAM* LOCAL.

“

ASÍ COMO DECIMOS QUE COMO *UPSTREAM* BUSCAMOS ESTAR DENTRO DE LAS 10 COMPAÑÍAS MÁS GRANDES DE LA ARGENTINA, EN SERVICIOS TAMBIÉN PROYECTAMOS ESE OBJETIVO.

Diego Trabucco

DE MANERA GRADUAL y sorteando más de una dificultad contextual, Aconcagua Energía viene ganándose un nombre dentro de la industria local de Oil & Gas. Su propia denominación, en ese sentido, remite a la montaña icónica mendocina -la más alta del continente americano-, cuyo ascenso no admite una escalada directa: sólo es posible superando diversos desafíos, a partir de avances paulatinos y retrocesos circunstanciales.

Conformada por capitales nacionales, Aconcagua se focaliza en la explotación y exploración de yacimientos hidrocarburíferos, pero sin dejar de incursionar en otros ámbitos del sector energético como la inversión en fuentes renovables.

Por estos días, con la mira siempre puesta en llegar más alto, Aconcagua se ubicó como la 15º productora de petróleo en el país. Y en el horizonte de mediano plazo apunta a meterse en el Top-10.

Diego Trabucco, presidente de la compañía, y Javier Basso, vicepresidente, se conocieron en YPF. En la petrolera controlada por el Estado se formaron durante décadas y estuvieron a cargo de distintas áreas. Trabucco llegó incluso a participar de la negociación con Chevron por Loma Campana, en lo que en términos revisionistas en entendido como el deal que dio origen a Vaca Muerta. Basso se formó con un perfil más económico-financiero, pero llegó a estar al frente del desarrollo operativo de YPF en el Golfo San Jorge.

En diálogo con *TRAMA*, los directivos detallaron la lógica constructiva del proyecto Aconcagua que, por la integración vertical en todo el negocio, difiere del de otras petroleras independientes. «Somos *Upstream*, proveemos servicios petroleros, nos desenvolvemos en generación de energía y estamos avanzando en la senda de las fuentes renovables por convicción. Vemos el negocio energético desde un punto de vista integral porque entendemos que es la transición que cualquier firma tiene que transitar», señala Trabucco.

La integración con algunos servicios petroleros que son core para el *upstream* nació como una manera de viabilizar la operación de yacimientos hidrocarburíferos ya desarrollados que, sin embargo, con otro enfoque productivo y mayor eficiencia en el

campo aún tienen mucho por dar. «Nos sirven a modo de entrenamiento en el trabajo de nuestra estructura operativa. Sabemos lo que otras operadoras quieren porque tenemos cabeza de *Upstream*, pero también contamos con una rama de servicios con un potencial de crecimiento muy importante. Así como decimos que como *Upstream* buscamos estar dentro de las 10 compañías más grandes de la Argentina, en servicios también proyectamos ese objetivo», añade.

A su entender, hay interesantes oportunidades de desarrollo en servicios inteligentes compartidos en el sector petrolero, pero también en materia de generación y en el mercado de las renovables. «Vamos a apuntar nuestra línea estratégica a crecer en esos tres segmentos que vemos en la cadena de valor. Todavía no pensamos en el *Downstream* porque necesitamos otro volumen y escala, lo cual no significa que no lo tengamos en consideración», sostiene.

Un modelo parecido al de Aconcagua, compara Basso, lo ofrece 3R Petroleum, en Brasil. «Ellos están totalmente integrados en servicios y van buscando ese desarrollo. Realmente creo que ese esquema de negocios está rindiendo», asegura.

Es verdad, admite, que constantemente surgen escollos a superar en el escenario sectorial, como por caso la implementación del denominado Banco de Calidad que aplica Oldelval. «A modo de ejemplo, del 12% de quita de volumen que teníamos (con el banco anterior que fue reemplazado por uno nuevo el 1 de febrero), ahora estamos en un 0,5%. Para los márgenes más reducidos de la industria esto constituye un impacto importante», destaca.

¿Cuáles son los objetivos de la empresa en un año como éste, signado por la volatilidad en el precio del petróleo y el gas?

— **Javier Basso:** En el modelo de negocios de Aconcagua, la mayor parte de la gestión apunta a estar integrados. En escenarios donde los precios son elevados, inevitablemente hay escasez de servicios petroleros, de recursos para los planes de desarrollo y de inversión. Lo mismo sucede a la baja, donde quizás se tienen excedentes de recursos, pero no se los puede capear con respecto

+
Apuesta renovable

La transición y la eficiencia energética son conceptos prioritarios dentro del modelo de negocios de Aconcagua. De acuerdo con Diego Trabucco, presidente de la empresa, la generación es una parte fundamental de esos grandes conceptos. «Nosotros arrancamos con una planta de generación utilizando el gas que se venteaba en el campo, un proyecto de triple impacto. Montamos una planta de generación», remarca. Además, apunta, rige la filosofía de autogeneración en todos los campos de la firma.

«Después está el proceso en donde se consume el 100% del gas y se plantea la idea de que seguimos siendo deficitarios con el interrogante de cómo cubrir esto. La respuesta está en impulsar desarrollos nuevos de gas y en los proyectos solares que estamos analizando en Mendoza», revela. La ambición, expone, es incursionar en ese rubro en el corto plazo. «Para los próximos dos años, aproximadamente, nuestra idea es tener instalado un parque fotovoltaico de 25 MW», proyecta.



a los costos operativos que hacen que la viabilidad técnica y económica se mantenga.

Nuestros planes de inversión y de actividad son relativamente constantes. Si se tiene un mejor precio, se contará con un aliciente para acelerar a determinados niveles de inversión. Pero esto viene asociado a la integración en servicios que manejamos como modelo de negocio. De esta manera, seguimos en lo que son los servicios petroleros junto con el desarrollo de *Upstream*.

Diego Trabucco: Nuestro pensamiento estratégico es tener una actividad lo más armónica posible en todas las áreas donde operamos. Sabemos que nuestro modelo genera esos atributos y esas características de sostenibilidad a la baja o de rápida acción a oportunidades. Pero siempre nos manejamos con cierta cautela, pensando a largo plazo más que en la volatilidad de lo inmediato. Hoy estamos en un escenario de más de US\$ 90 el barril, aunque algunos hablan de 150 dólares. Pero en el medio tenemos una guerra entre Ucrania y Rusia, lo cual es algo que no podemos gobernar. Por eso tratamos de tener un modelo más enfocado en lo que sí podemos gestionar, basándonos en nuestras fortalezas y sin caer en la tentación de poner en riesgo la solidez financiera que nos permite tener el control de la integración.

¿En qué punto se encuentran de la integración ideal de su modelo de negocios? ¿Ya se hallan en un lugar de confort?

— **DT:** Yo creo que estamos en un lugar casi de confort. Tenemos incorporados los servicios que consideramos estratégicos; es decir, aquellos que sabemos que vamos a necesitar con un petróleo en US\$ 35 ó US\$ 150, proyectando una constancia de acá a 10 años. En el peor de los casos, las oportunidades de captura de valor en escenarios de precios altos se darán con la actividad en marcha. Pero disponemos de nuestra base de integración. Hay momentos en los que nos planteamos si tiene sentido incorporar, por ejemplo, un equipo perforador o de *workover*. En función de eso evaluamos nuestros planes de desarrollo para estimar si hay alguno con una escala que permita la incorporación.

Cuando piensan en un proyecto, ¿siempre lo hacen desde la óptica de lo que favorece a Aconcagua, o también pueden detectar ciertas deficiencias en el sector petrolero como una oportunidad para abrir una nueva línea de servicios destinada a abastecer o llegar a nuevos clientes?

— **DT:** Lo pensamos en forma integral. Lo que implica la integración es viabilizar la marginalidad y otorgar sostenibilidad a los



“

ACCEDER AL SISTEMA FINANCIERO NO ES IMPOSIBLE PORQUE LO HEMOS LOGRADO. EL AÑO PASADO NOS FINANCIAMOS EN EL MERCADO DE CAPITALES LOCAL POR UNOS U\$S 12 MILLONES.

Javier Basso

escenarios de contexto. También tenemos equipos que están operando con la filosofía de carga continua, pero permanentemente trabajamos con otras compañías pares a nosotros (como Phoenix e YPF), a las que les prestamos servicios en pos del beneficio mutuo. Esto nos posibilita gestionar costos fijos, mientras que a las otras firmas les permite capturar oportunidades de valor, sin necesidad de tener un contrato de largo plazo que genere otro tipo de inconvenientes. De ese modo se da algo colaborativo: es un círculo virtuoso muy positivo.

JB: Siempre hablamos de crecimiento armónico porque nos desarrollamos en función de lo que vamos creciendo. Promovemos la máxima utilización de los equipos con los que contamos. Y eso quiere decir que si existen ventanas de trabajo que podemos darle a terceros, lo hacemos. Si visualizamos algún nicho de mercado que no está satisfecho, lo evaluamos con espíritu de crecimiento, sobre todo en la línea de servicios. Esto es lo que estamos priorizando ahora, pero siempre haciendo pie en lo que dio origen a Aconcagua Energía.

¿Qué es lo que tiene que tener un emprendedor, un empresario o un líder que quiere crecer con un grado de independencia y de novedad?

—

DT: Yo creo que son varios ítems porque el entorno donde uno puede estar desarrollando la compañía independiente puede aportar facilidades o no. Por los ciclos de cambio de reglas, no es lo mismo Canadá o Estados Unidos que la Argentina. Lo que un emprendedor o empresario debería tener siempre es tolerancia a la frustración. Es decir, resiliencia. Me refiero a saber que el camino no va a ser fácil, entender que no es punto a punto y que ser una compañía independiente implica sus logros y sus caídas. Hay que estar dispuesto a afrontar esos vaivenes teniendo en cuenta el contexto en donde va a desarrollarse la actividad. Nosotros atravesamos situaciones difíciles, pero al día siguiente nos levantamos con más fuerza para seguir adelante. Hay que aceptar que no se tiene un mercado financiero que acompañe, y que debe mostrarse credibilidad, profesionalismo y transparencia. No solamente el nombre, el background o la experiencia son razones suficientes para lograr que la empresa viva. En la

Argentina el entorno es muy agresivo, y por este motivo hoy no vemos más compañías. Hay mucho entusiasmo, pero no se logra que las firmas tengan vida. Influye convivir en un contexto oligopólico tan concentrado, de muy pocos jugadores, tan gremializado y sin acceso financiero. Al crear una compañía de cero, nosotros pusimos todos nuestros ahorros a riesgo y todo nuestro tiempo para ir capturando, convenciendo y generando confianza. El camino que tomamos es difícil, y todavía tenemos mucho por aprender y seguir haciendo.

JB: El caerte y volver a arrancar es la clave. También quiero subrayar dos puntos más: la persistencia y la aversión al riesgo, sobre todo en la Argentina. Mucha gente tiene ganas y buenas intenciones, pero la realidad es sumamente desafiante. Desde nuestra experiencia, cuando tomamos el primer contrato significativo era a tres meses y empleamos a 60 personas. Hoy el contexto es otro. Pero es justamente en los momentos en los que parece no haber salida, cuando debe surgir la resiliencia. Hay que estar dispuestos a tomar ese riesgo para que las cosas funcionen. Muchas veces esto se da más rápido de lo que uno piensa. Otras, muchísimo más lento. Creo que no hay un secreto: es simplemente persistencia, tener un muy buen socio, analizar diariamente todos los puntos de vista y aceptar determinados momentos de riesgo.

DT: Venimos de una pandemia que provocó que muchos profesionales con grandes conocimientos se retiraran, como ocurrió en YPF, donde se realizaron acuerdos de retiros voluntarios. Si se le sumara un socio o financiamiento a mucha gente dedicada al conocimiento de las cuencas, probablemente podrían conformarse 30 empresas similares a la nuestra. Al conocimiento le está faltando la parte financiera y la subjetiva; es decir, lo que tiene que ver con el carácter y el empuje.

¿Cuáles son las últimas novedades de Aconcagua?

—

DT: El año pasado logramos incorporar el área Chañares Herrados a nuestro portfolio de activos y en enero sumamos Confluencia Sur. Esto nos va a llevar a producir 1 millón de barriles, cuando en 2021 obtuvimos 600.000 y hace tres años no superábamos los 300.000. Estamos aumentando sustancial-

mente nuestro portfolio productivo, lo cual impactará en nuestra cuenta de resultados para 2022 en cuanto a ventas proyectadas y a inversión. Creo que, definitivamente, vamos a tener buenas noticias asociadas al crecimiento previsto para este año.

¿Cuál es el plan en torno al desarrollo de Chañares?

—

DT: El gran hito del año pasado fue pasar de 82 a 200 metros cúbicos (m³), que es un valor muy importante. Triplicamos la producción en un lapso de un año y ocho meses, y ahora pasamos de 200 como piso a unos 250 m³. Estamos pensando en seguir creciendo y llegar a los 300 m³ a fin de año. Eso implica facilites, *pulling* y *workover*. También tenemos planes de perforación, pero antes priorizaremos todo lo referido a pozos revisados, reparados y en producción para ir hacia nuevas ubicaciones con un modelo más definido de subsuelo. El objetivo como máximo es pasar de 200 a 300 m³, y como mínimo es estar en los 250 m³ solamente en ese activo.

JB: Muchas veces lo esencial pasa por la suma de actividades de revisión del subsuelo, pero también de facilidades de superficie. Nos sucedió en Chañares, donde uno de los primeros cuellos de botella fue la gestión del agua, más que del seco. Se tenía un potencial incremento de producción de seco, pero no podíamos seguir creciendo hasta tanto no se resolviera el tema de la facilidad de superficie. Así se dio en el caso de Catriel Oeste, un subsuelo que se encuentra desarrollado hace muchos años, y donde ahora estamos analizando nuevos horizontes formacionales. Hay cosas para hacer, quizás no de la talla de un proyecto no convencional o de un desarrollo masivo, pero sí de uno menor que requiere un mayor foco.

¿Empiezan a divisarse nuevas oportunidades en servicios?

—

JB: Comenzamos a participar del proceso de licitaciones de servicios con operadoras a partir de trabajos que nosotros mismos desarrollamos dentro de nuestras operaciones. Afortunadamente, nos están dando la oportunidad de ofrecer propuestas.

DT: Nosotros tenemos las tres líneas de O&M, por lo que la operación integral de los yacimientos es completa. Ofrecemos O&M de plantas, pozos, baterías y, también, sobre la parte eléctrica. Asimismo, brindamos el servicio al pozo; o sea, el transporte de carga líquida, sólidas y prestaciones de torre. **JB:** A ello debe sumarse el servicio de tratamiento de SLOP. En eso estamos trabajando actualmente con cuatro compañías. El SLOP es un servicio mainstream: se trata de poner en especificación al crudo que no está en condiciones de venta. Se recibe ese recurso y se le hace un tratamiento con una planta operativa que tenemos, que es una serie de hidrociclones, lo que permite poner al crudo en especificación, antes de su inyección al ducto.

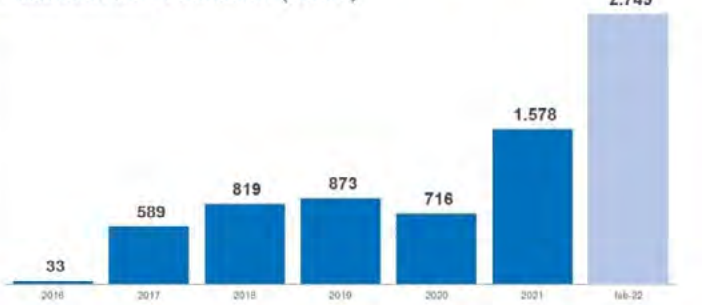
DT: Como en todos los campos de todas las compañías de la Argentina y del mundo, en los procesos productivos se generan emulsiones muy fuertes. Me refiero a un petróleo muy emulsionado asociado a los sólidos. El proceso es físico y químico, y se obtienen separaciones. Pero eso no alcanza para poner al petróleo en condición de venta, lo cual hace que se acumule en las plantas de Exxon o YPF, entre otras compañías. Llega un momento en el que ese petróleo ya no puede ser tratado y pasa a ser un residuo. Allí es cuando se tiene que disponer de una alternativa proactiva. Entonces surge el interrogante de si existe algún proceso adicional que pueda terminar de extraerle petróleo residual a esa emulsión fuerte y con sólidos, y la respuesta es la planta SLOP. La misma cuenta con un proceso de dos etapas: una separación donde hay una centrifuga horizontal, en la que se apartan los sólidos del agua y el fluido; y otra instancia donde hay una centrifuga vertical, en la que se inyecta agua para bajar las sales y se termina de separar el petróleo del agua a fin de dejarlo en condiciones de especificación. Ese es un proceso muy particular. Nosotros tenemos una planta de tratamiento: procesamos nuestro *scrap* de proceso, pero también damos servicios a empresas como Trébol y Petróleo Sudamericano. Nos contactan para ver si podemos tratarlo. Este servicio nos ayuda, mientras que a nuestro cliente le genera valor en función del petróleo que pasa a ser monetizado mediante el proceso.

Evolución Aconcagua

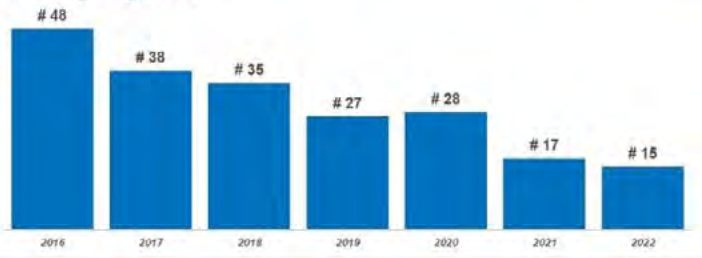
Productores de Crudo (Eng-22)

RKO	Empresa	m3mes
1	YPF S.A.	1.297.781
2	PAN AMERICAN ENERGY SL	506.213
3	VISTA OIL & GAS ARGENTINA S.A.U	189.983
4	PLUSPETROL S.A.	134.879
5	SHELL ARGENTINA S.A.	120.442
6	CGC + SINOPEC	82.192
7	TECPETROL S.A.	67.402
8	COMPAÑÍAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.	57.978
9	PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	48.829
10	EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	43.245
11	CAPEX S.A.	38.911
12	CHEVRON ARGENTINA S.R.L.	28.412
13	PETROLEOS SUDAMERICANOS S.A.	15.147
14	TOTAL AUSTRAL S.A.	14.572
15	PETROLERA ACONCAGUA ENERGIA S.A.	12.507
16	OILSTONE ENERGIA S.A.	8.286
17	ROCH S.A.	8.276
18	PETROLERA EL TREBOL S.A.	7.802
19	PRESIDENT PETROLEUM S.A.	7.347
20	GEOPARK ARGENTINA LTD. (SUCURSAL ARGENTINA)	4.816
21	HIGH LUCK GROUP LTD. - SUCURSAL ARGENTINA	3.801
22	CAPETROL ARGENTINA S.A.	3.282
23	PLUSPETROL ENERGY S.A.	2.851
24	MADALENA ENERGY ARGENTINA SRL	2.001
25	PAMPETROL S.A.P.E.M.	1.963
26	COLHUE HUAPI S.A.	1.707
27	SELVA MARIA OIL S.A.	1.515
28	ALIANZA PETROLERA ARGENTINA S.A.	1.237
29	INGENIERIA ALPA S.A.	1.237
30	Resto de Productores (Q 13 Empresas)	5.860

Evolución de Producción (boe/d)



Ranking Argentina



¿Están en condiciones de aprovechar alguna oportunidad vinculada con la compra de un área o de un paquete de activos de otra empresa?

DT: Estamos activos. La estrategia es la misma: apostamos por el crecimiento orgánico y la evaluación de activos para crecimiento inorgánico. Para llegar a ser el productor número 10 del país necesitamos, quizás, triplicar el nivel de producción que hoy tenemos. Estamos en 450 m³ de petróleo por día. Entonces, ¿por qué no alcanzar los 1.000 ó 1.500 m³ en pos de cumplir ese hito? Nuestro objetivo, en definitiva, es crecer de forma orgánica, pero a la vez vamos a ir mirando activos interesantes, como es el caso de Confluencia, que aunque no está cerca de nuestros otros activos, representa una adquisición muy pensada y puntual.

¿Cuán difícil es para una empresa como Aconcagua terminar de legitimarse accediendo al sistema crediticio y financiero?

JB: No es imposible porque lo hemos logrado. El año pasado nos financiamos en el mercado de capitales local por unos US\$ 12 millones. El mercado te va dando ese crédito, pero lo hace en función del profesionalismo con el que se presentan las cosas y con la transparencia que uno va trabajando. Nuestros balances son públicos y trimestralmente auditados. También están las calificaciones de riesgo que nos vienen dando reconocimiento en

el mercado. Se tiene que cumplir con toda una serie de hitos y aprovechar la formación corporativa más allá del *emprededurismo* en relación con la transparencia, los controles cruzados, y la metodología de presentación de información y procesos. En fin, todo esto lleva a que uno pueda acceder al mercado de capitales. Es un objetivo factible, pero complejo.

Al principio hablaban de la generación, a la que ven como una parte fundamental de su modelo imbricado de mercado integrado. ¿Cuál es el rol de esa área?

JB: La parte de culminación en realidad se divide en dos líneas. Una es la generación de energía a través de gas, a partir de nuestra planta en Mendoza. Nosotros estamos en el orden de los 2 megawatts (Mw) de capacidad instalada. Después aparece la línea solar, que en primera instancia viene asociada a la misma filosofía de negocio. Hoy somos deficitarios en lo que es consumo de energía, y sumando los proyectos de transición energética empezamos a competir no solamente vendiendo al mercado o a Cammesa, sino que adicionalmente tenemos una mejor rentabilidad con proyectos solares en relación con lo que se paga de energía. El inicio de lo que es la parte solar o de generación viene dado de la misma manera que se desarrollan los servicios de torre, O&M, y transporte de cargas sólidas y líquidas, entre otros. ✕

+ Senderos cruzados

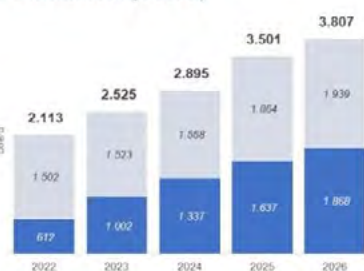
Diego Trabucco proviene de una familia petrolera: su abuelo y su padre trabajaban en YPF. «Soy ingeniero electrónico especializado en sísmica. Desde chico me he nutrido con la exploración en el norte y en el sur», evoca. Aunque nació en Río Gallegos, también vivió en Jujuy, Tartagal y Mendoza. «Estudié en Tucumán y terminé la escuela en Comodoro Rivadavia. Arranqué la facultad en Mendoza y entré a trabajar en el área de limpieza en Rincón de los Sauces, Neuquén. Me recibí como ingeniero industrial, pero después me especialicé en petróleo» repasa su camino itinerante. «A los 21 años ya me encontraba trabajando en YPF. Arranqué como baterista recorridor, después estuve como supervisor de Seguridad y Medio Ambiente, y también me desempeñé como jefe en Ingeniería de Producción. Luego me fui a Los Perales y a Las Heras, en Santa Cruz, donde estuve como ingeniero de yacimiento en el rol de jefe de Ingeniería de Producción», enumera. Al adentrarse en funciones de gestión, Trabucco tuvo la oportunidad de ir a la Torre de Madero, ya con una visión integral de la compañía. «Después volví otra vez a Neuquén en la parte de gas, como director de Loma La Lata, y gradualmente me introduje en el negocio no convencional», indica. Por estos días tiene 46 años y una familia conformada. «Una de mis hijas nació en Río Negro y la otra en Neuquén. Mi hijo es de Mendoza, como también lo es mi esposa», completa.

Javier Basso, por su parte, es hijo de italianos. «Desde hace 40 años mi padre se desenvuelve en la industria del helado. Gran parte de mi familia paterna se dedica a la química, pero yo me fui a otra área. Soy licenciado en Economía e hice una Maestría en Finanzas: lo mío siempre estuvo asociado a la parte del control de gestión y planificación», detalla. En 2005, entró a trabajar en YPF en Buenos Aires. «Me fui a Las Heras al año, y por entonces nos conocimos con Diego. También estuve trabajando en Comodoro Rivadavia, a cargo de lo que era la planificación, el control y la gestión de todo el sur para YPF. Mi esposa y mis dos hijos mayores, de hecho, son de Comodoro», precisa. No es casual que cuando tuvo que elegir entre trabajar en Neuquén o Comodoro Rivadavia haya preferido la segunda opción. »Luego pasé a la parte de operaciones y quedé a cargo de lo que era la Gerencia de Programación de Logística, donde distribuíamos la programación de todos los equipos de torre de YPF. Así aprendí un montón desde el punto de vista operativo», destaca. Adicionalmente participó activamente en el diseño del plan de inversiones de lo que fue el inicio de Loma La Lata Norte y Loma Campana, los primeros desarrollos shale de YPF. «Era el gerente del Proyecto y trabajaba junto con Juan Garoby. Recién después empezamos con Diego a desarrollar todo lo que es Aconcagua», completa.

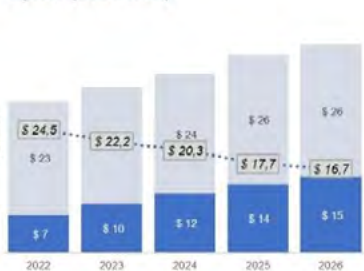
Plan Estratégico 2022

WI% PAESA

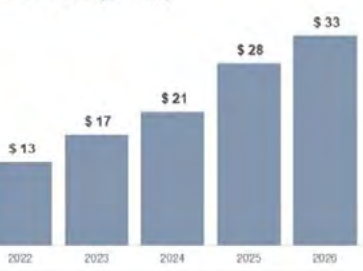
Producción (boe/d)



Opex (usd/boe)



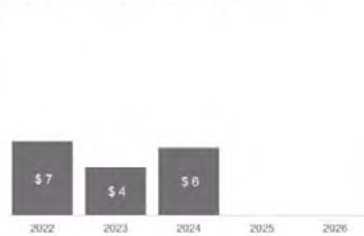
EBITDA (musd)



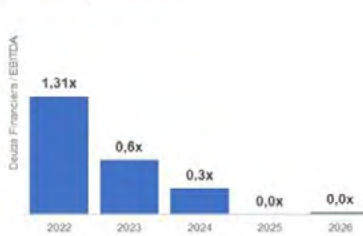
Capex (musd)



Perfil de Vencimiento



Apalancamiento



CARLOS DAMIÁN MUNDÍN, DIRECTOR GENERAL DE BTU

«EL ACTUAL CONTEXTO INTERNACIONAL FAVORECE A TODOS LOS PROYECTOS DE OIL & GAS»

FRENTE A LA NECESIDAD DE AMPLIAR RÁPIDAMENTE LA INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA DEL PAÍS PARA ENFRENTAR LA COYUNTURA GLOBAL, BTU APUNTA A PARTICIPAR EN LA CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO NÉSTOR KIRCHNER. PARA CARLOS DAMIÁN MUNDÍN, DIRECTOR GENERAL DE LA EMPRESA, SIN ESA CLASE DE OBRAS SERÁ IMPOSIBLE EXPLOTAR A GRAN ESCALA LAS RIQUEZAS HIDROCARBURÍFERAS DE VACA MUERTA.



A PUNTO DE CUMPLIR 40 años de vida, BTU resolvió apostar por el trasvasamiento generacional para afianzar y expandir su colaboración activa con el desarrollo de la infraestructura gasífera de la Argentina. Especializada en la construcción de gasoductos e instalaciones de transporte y tratamiento de gas natural, la empresa está decidida a participar en la licitación del denominado ‘Gasoducto Presidente Néstor Kirchner’, una obra clave para la continuidad del desarrollo de Vaca Muerta. Así lo anticipa Carlos Damián Mundín, a cargo del rol de director general de la firma que hasta hace poco ejercía su padre, y portavoz de una particular visión a futuro frente a un escenario cada vez más complejo y desafiante. Si bien nadie puede alegrarse con un conflicto bélico, indica el ejecutivo, lo cierto es que el actual contexto internacional favorece a todos los proyectos relacionados con la industria de Oil & Gas. «En ese sentido, la Argentina tiene una oportunidad única por delante. Los recursos con los que contamos en Vaca Muerta pueden abastecer nuestro consumo doméstico por casi 180 años. El desarrollo de esas riquezas está siendo paulatinamente posible gracias al esfuerzo realizado por las operadoras, que han logrado abaratar significativamente los costos de producción, y al apoyo de programas como el Plan Gas.Ar», resalta en diálogo con *TRAMA*, que lo entrevistó en las oficinas de la empresa en el barrio de Retiro.

Montar nueva infraestructura, advierte, resulta absolutamente fundamental para volver más viables los proyectos en marcha y brindar una expectativa de largo plazo sobre cómo se evacuarán los distintos productos a obtener. Uno de los desafíos prioritarios pasa por la planificación del Gasoducto Néstor Kirchner, que en una primera etapa unirá a la localidad neuquina de Tratatayén con la bonaerense de Salique-ló. «Hay muchos actores involucrados en ese emprendimiento y una gran cantidad de retos a tener en cuenta: desde la provisión de cañerías hasta la construcción propiamente dicha, sin omitir la provisión de elementos menores. La Argentina fue fluctuando en los distintos niveles de actividad y hay que hacer un análisis pormenorizado del estado en el que se encuentra cada rubro», explica. En algún momento, reflexionó, el país tuvo la visión necesaria para llevar a cabo iniciativas de similar o mayor envergadura. «Para nosotros, los ingenieros, la clave es -como siempre- la planificación. Poder planificar cada una de esas etapas va a ser vital», insiste.

¿Qué están esperando, concretamente, en cuanto al pliego de la licitación de la construcción?

— Resultará determinante cómo se defina la entrega de materiales para establecer los plazos. En función del conocimiento de

mercado que tenemos, estimamos que se trataría de un emprendimiento de un año, desde el acta de inicio hasta los planes conforme a obra. Será importante prever los problemas que eventualmente puedan surgir, incluso en relación con las provisiones más pequeñas. El Estado desempeñará un rol esencial para resolver esas situaciones, considerando que quizás la oferta local no alcance y haya que salir al mercado internacional. Pienso en chapas o en elementos más simples, como las mantas o cualquier otro insumo que a priori parezca menor, y sin embargo pueda generar un impacto en el proyecto. Nosotros tenemos un amplio conocimiento de cada una de las etapas de la iniciativa y sabemos que muchas veces los problemas surgen por cosas pequeñas. Por ende, no debe subestimarse la planificación. Este gasoducto constituye un reto sumamente importante para la Argentina. Tenemos que trabajar en equipo para encontrar la mejor manera de desarrollarlo y llevarlo al objetivo final de concreción. Hay un escenario internacional difícil y estamos obligados a importar la menor cantidad de gas natural licuado (GNL) posible, aparte de fomentar su sustitución con provisión local de gas. Tenemos que estar todos a la altura de semejante desafío.

¿Cómo se prepara BTU, puertas adentro, para tener la chance de participar en la licitación?

— Nosotros hacemos este tipo de proyectos, y también otros en el rubro ferroviario, desde hace mucho tiempo. Constantemente fortalecemos nuestros equipos de trabajo más allá de lo relativo al equipamiento y la maquinaria. Somos una de las empresas mejor equipadas del mercado. Apuntamos a armar equipos de trabajo fuertes, y a estar saludables en términos económicos y financieros para afrontar este tipo de desafíos. En paralelo, a nivel técnico, obviamente vamos analizando cuáles son los posibles problemas que puedan surgir en cada uno de los trabajos a desarrollar. La forma en que desarrollamos nuestros equipos de trabajo es muy polivalente. En algún momento fue fluctuando el nivel de actividad en la industria de Oil & Gas con respecto al segmento ferroviario, por lo que apostamos por la versatilidad de nuestros profesionales. Ahora tenemos mucha gente afectada a ferrocarriles que antes estuvo afectada a Oil & Gas. Con esta polivalencia -que forma parte de la cultura de BTU- nos fue realmente muy bien, incluso durante la pandemia. Nos caracterizamos por trabajar en cada etapa de cada iniciativa, por más de que parezca pequeña, para que el resultado final sea exitoso.



“

EL GASODUCTO NÉSTOR KIRCHNER CONSTITUYE UN RETO SUMAMENTE IMPORTANTE PARA LA ARGENTINA. TENEMOS QUE TRABAJAR EN EQUIPO PARA ENCONTRAR LA MEJOR MANERA DE DESARROLLARLO Y LLEVARLO AL OBJETIVO FINAL DE CONCRECIÓN.



“

ES VITAL CÓMO SE COMPLEMENTAN LOS DISTINTOS ACTORES DE CADA MERCADO PARA LOGRAR PROYECTOS EXITOSOS.



¿Por qué están entre las empresas más equipadas del mercado?

—

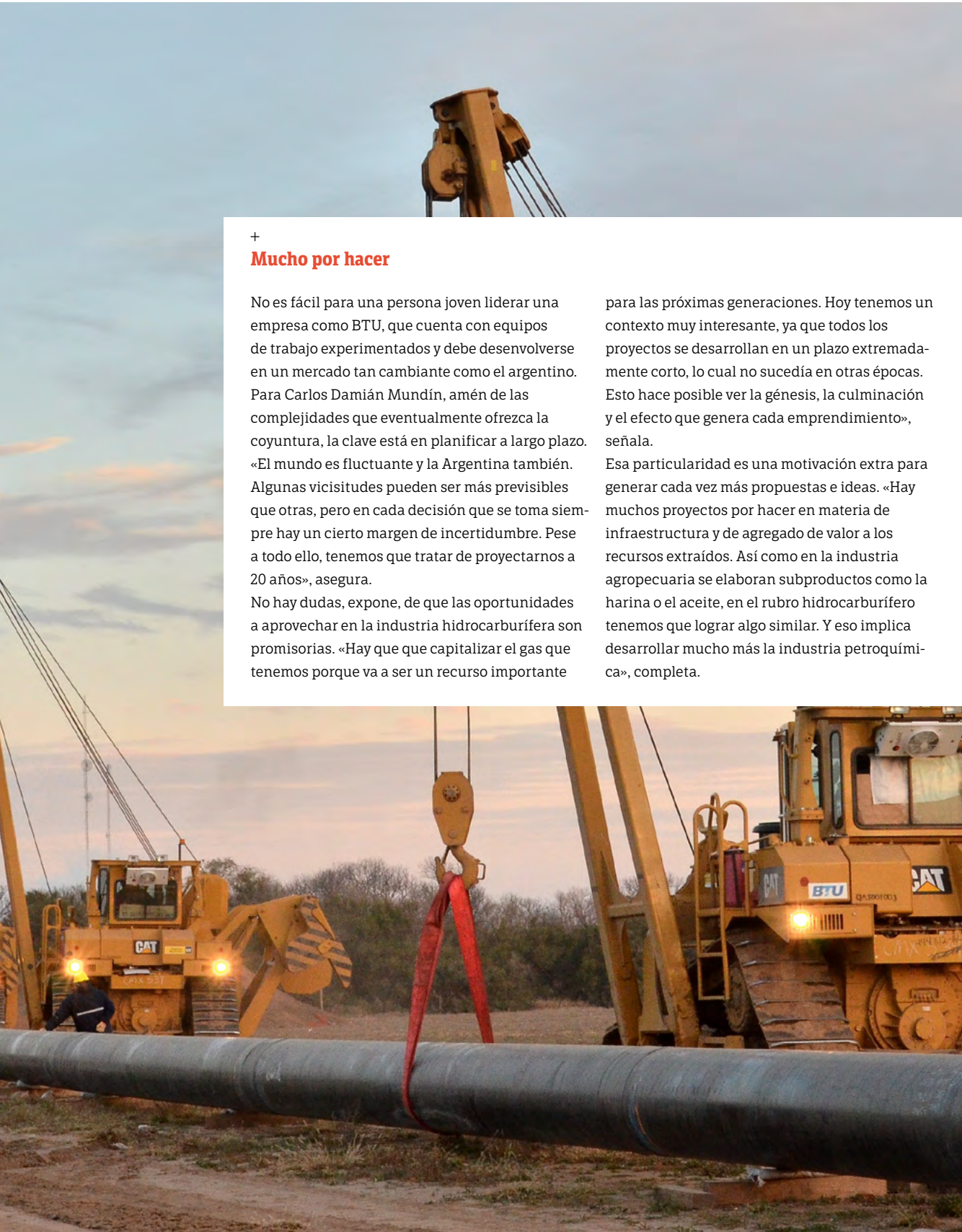
Disponemos de dos ramas de negocios: la ferroviaria y la relacionada con Oil & Gas. Tenemos para ambos rubros cuatro frentes de trabajo completos orientados al desarrollo de distintos proyectos que nos permiten ser referentes en el mercado. La rama ferroviaria es un poco más compleja por las distintas trochas que existen y porque se requieren equipos muy específicos. Para la de Oil & Gas, en tanto, nos hemos focalizado en gasoductos de gran diámetro. Nuestro equipamiento es apto para cubrir las necesidades de tramos de 36 pulgadas tal como se plantea, por ejemplo, por el Gasoducto Néstor Kirchner. Estamos convencidos, en definitiva, de que nos encontramos muy bien equipados para asumir nuestros próximos compromisos.

¿Cuánto les preocupa la situación macroeconómica de la Argentina en caso de tener que encarar una obra tan grande?

—

Tratamos de ser una compañía muy sana en lo económico y en lo financiero. A su vez, tenemos capacidad de financiamiento propia, lo que nos otorga una cierta elasticidad contra las externalidades negativas que puedan surgir. Hay que reconocer, en ese sentido, que hasta hace poco tiempo el actual contexto internacional resultaba imposible de imaginar. Por lo pronto, tratamos de estar siempre muy sanos y de mantener muy firmes a nuestros equipos de trabajo, que son el principal capital de la compañía.

En relación con la macroeconomía local, a nuestro criterio se están dando algunos pasos en dirección a un mejor horizonte, lo que seguramente posibilitará que este y otros proyectos se tornen más viables. De todos modos, no creo que el único problema a sortear sea el macroeconómico. Un punto muy importante estriba en el trabajo en equipo. Es vital cómo se complementan los distintos actores de cada mercado para lograr proyectos exitosos. A fin de que las iniciativas no se traben, hay que favorecer el desenvolvimiento eficiente de los actores involucrados. Y eso requiere verlos a todos como un conjunto. Sucede que el Gasoducto Néstor Kirchner no está pensado para un sólo actor, sino para varios. En minería pasa lo mismo: hay que pensar la infraestructura para un grupo de actores. De esta manera podrían hacerse viables un montón de proyectos. Esto es lo que se viene, sobre todo en un escenario internacional tan cambiante.



+ Mucho por hacer

No es fácil para una persona joven liderar una empresa como BTU, que cuenta con equipos de trabajo experimentados y debe desenvolverse en un mercado tan cambiante como el argentino. Para Carlos Damián Mundín, amén de las complejidades que eventualmente ofrezca la coyuntura, la clave está en planificar a largo plazo. «El mundo es fluctuante y la Argentina también. Algunas vicisitudes pueden ser más previsibles que otras, pero en cada decisión que se toma siempre hay un cierto margen de incertidumbre. Pese a todo ello, tenemos que tratar de proyectarnos a 20 años», asegura.

No hay dudas, expone, de que las oportunidades a aprovechar en la industria hidrocarburífera son promisorias. «Hay que que capitalizar el gas que tenemos porque va a ser un recurso importante

para las próximas generaciones. Hoy tenemos un contexto muy interesante, ya que todos los proyectos se desarrollan en un plazo extremadamente corto, lo cual no sucedía en otras épocas. Esto hace posible ver la génesis, la culminación y el efecto que genera cada emprendimiento», señala.

Esa particularidad es una motivación extra para generar cada vez más propuestas e ideas. «Hay muchos proyectos por hacer en materia de infraestructura y de agregado de valor a los recursos extraídos. Así como en la industria agropecuaria se elaboran subproductos como la harina o el aceite, en el rubro hidrocarburífero tenemos que lograr algo similar. Y eso implica desarrollar mucho más la industria petroquímica», completa.

EN >

937 KM

DE GASODUCTOS DE ALTA PRESIÓN.

MÁS DE 180

OBRAS REALIZADAS.

150.000 HP

DE POTENCIA INSTALADA EN PLANTAS COMPRESORAS.

245 KM

DE VÍAS FÉRREAS.

1760 M³

DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO.

21,36%

SERÁ EL TECHO DEL AUMENTO TARIFARIO DE LUZ Y GAS PARA LOS BENEFICIARIOS DE LA TARIFA SOCIAL.

300 KM

DE DÓLARES SERÁ EL COSTO ADICIONAL DE IMPORTAR LNG POR CADA 10 DÓLARES POR MILLÓN DE BTU QUE SUBA SU COTIZACIÓN.

¿BTU tiene espalda para participar en este proyecto desde un rol de liderazgo, podría hacerlo con algún socio o anticipan un escenario donde haya distintos frentes de obra?

—

Creo que todavía falta un poco para ver una situación más clara. Hoy está la licitación de cañerías y hay que analizar qué pasa con otros elementos que forman parte de la obra. A partir de ahí, habrá que pensar cuál es el mejor esquema a seguir. Nosotros, como empresa argentina, estamos muy comprometidos con este emprendimiento porque sabemos que ayudará a cubrir necesidades de infraestructura fundamentales para el desarrollo del país. Desde nuestro lugar, vamos a estar totalmente predispuestos a encontrar las mejores soluciones para ofrecer a los eventuales clientes, o simplemente al mercado. Queremos que esta obra se haga porque va a ser muy importante para la Argentina.

¿Cómo están viendo la necesidad de ampliar la capacidad nacional de transporte de crudo?

—

Aunque analizamos toda la ventana de Oil & Gas, por estos días no nos encontramos tan enfocados en proyectos petroleros. No obstante, así como hemos desarrollado el segmento ferroviario en función de nuestra experiencia en obras de línea, también vemos mucha necesidad de nueva infraestructura minera. Y en lo que es petróleo, siempre estamos atentos a los proyectos de tratamiento que se anuncian. Somos una empresa de infraestructura que desde hace cuatro décadas nos dedicamos principalmente al rubro hidrocarburífero, y que desde hace 15 años incursionamos en el ferroviario, pero siempre estamos buscando nuevas oportunidades de negocios.

¿Podrían contribuir con la construcción de nuevas plantas de tratamiento de gas?

—

Sí, claro. Ya hicimos proyectos de ese tipo en la Cuenca Neuquina. Son propuestas que conocemos bien. Entre nuestras mayores fortalezas figura nuestro *know how* en plantas turbocompresoras de gas. Tenemos experiencia en todo lo que implican las plantas de tratamiento gasífero. Nos podemos posicionar muy bien para trabajar en ese tipo de proyectos.

¿Ven a la actividad petroquímica como un segmento de oportunidades?

—

Si, podríamos ser complementarios en algún proyecto puntual. Hoy la macroeconomía es muy cambiante y ese tipo de propuestas requiere una planificación de largo plazo, lo que dificulta la toma de decisiones. No obstante, nosotros estamos en condiciones de generar un valor agregado importante desde nuestro conocimiento en todo lo relativo a infraestructura, construcción e ingeniería. Conocemos todos los problemas que pueden surgir en la Argentina al momento de ejecutar. Esto lo notamos cada vez que tenemos contacto con empresas de otros países.

¿Cómo los interpela la necesidad de consolidar lo que hizo crecer a la empresa y, al mismo tiempo, adaptar su desempeño a los nuevos tiempos?

—

La pandemia aceleró muchos los procesos de transformación. Ahora toca consolidarlos. Como joven empresario, obviamente me atrae la innovación y la posibilidad de optimizar los procesos, de trabajar para que la empresa sea lo más eficiente posible. Siempre hay que tratar de superarse. Algunas veces es más fácil y otras más difícil, pero creo que lo principal pasa por tener un enfoque técnico importante para hacer base en ese punto. Y también hay que adoptar un enfoque en las personas, desarrollar equipos, planificar cómo ejecutar las obras, poner el foco en la calidad de los proyectos y cumplir con los plazos de entrega. Es determinante transmitir estos conceptos, tanto a los equipos que tenemos conformados desde hace muchos años como a los nuevos profesionales.

En lo personal, me tocó desarrollarme muy rápido en algunos aspectos, pero siempre traté de ir asumiendo los desafíos afrontados y consolidando las experiencias vividas. No se trata de transitar un camino únicamente marcado por los aciertos, ya que también se cometen errores. Lo importante, en suma, es aprender las lecciones de cada paso dado.

El mercado argentino resulta muy atractivo porque hay un montón de oportunidades para desarrollar proyectos, sobre todo en infraestructura. Más allá de lo que me han inculcado en la compañía en todos estos años, el escenario me parece sumamente interesante para los profesionales que recién se incorporan al mercado. ✖





ENTREVISTA CON BETTINA LLAPUR, DIRECTORA DE COMUNICACIÓN DE LA EMPRESA

CUÁLES SON LOS DESAFÍOS DE NATURGY BAN EN LA POSTPANDEMIA

LA EMPRESA ENERGÉTICA, QUE TRABAJA EN PLANES ESTRATÉGICOS A CINCO AÑOS, PONE EN EL CENTRO OBJETIVOS DE TRIPLE IMPACTO EN MATERIA ECONÓMICA, PERO TAMBIÉN SOCIAL Y AMBIENTAL. QUÉ INNOVACIONES DEBIÓ PONER EN MARCHA CON LA PANDEMIA Y CUÁLES FUERON LOS APRENDIZAJES.

CUANDO A PRINCIPIOS DE 2020 estalló la pandemia, Naturgy BAN comenzaba a transitar el último año de su Plan Estratégico, documento pilar de la empresa para su accionar durante cinco años, que obviamente no contemplaba en sus páginas la posibilidad de una situación como la que se vivió a partir de ese momento.

Como todas las empresas, tanto de su sector como de cualquier otro, la compañía de energía debió enfrentarse a esta inesperada –y por lo tanto sin soluciones probadas– situación con la mayor agilidad y eficiencia posible, aún más teniendo en cuenta que el servicio de suministro de gas natural que esta compañía presta a 1,6 millones clientes residenciales en el Norte y Oeste del Gran Buenos Aires, 49.000 comerciantes, 681 industriales, es esencial. De ahí, que Naturgy (ex Gas Natural BAN), que ya trabaja en un proceso de mejora de la experiencia del cliente, aceleró su proceso de digitalización con el objetivo de brindar herramientas eficientes para la comodidad y satisfacción del cliente, esta vez, en un escenario sin precedentes y desconocido en el mundo. «En el quehacer diario la pandemia impuso la necesidad de modificar todos los parámetros de trabajo. Debimos innovar en los procesos y actividades para adecuarlos a las circunstancias sin interrumpir ninguno de ellos. La pandemia aceleró cambios que de una manera u otra iban a imponerse en el tiempo, como el home office», detalla Bettina Llapur, directora de Comunicación de Naturgy BAN.

En diálogo con *TRAMA*, la responsable del área de Comunicación de la compañía, cuyo grupo a nivel mundial está presente en 30 países, contó qué innovaciones llegaron a la empresa para quedarse tras la pandemia.

Ya con más certidumbres de lo que será la 'nueva normalidad', la firma puso en marcha su Plan Estratégico 2021-2025 teniendo en cuenta esos nuevos desafíos. Cada Plan Estratégico cuenta como complemento con un plan de sostenibilidad que busca responder a los temas económicos, sociales y ambientales más importantes tanto para el negocio como para todos sus públicos de interés.

¿Cómo impactó la pandemia en los procesos vinculados a la atención de los clientes?

Desarrollamos nuevos canales de atención y repotenciamos algunas ya existentes, tanto a través de las redes sociales (Facebook y Twitter) como del call center y el portal de autogestión Oficina Virtual.

Entre las novedades en materia de herramientas virtuales incorporamos la aplicación Naturgy PIC, que agilizó el vínculo

EN >

“

LA EMPRESA HA CONTINUADO CUMPLIENDO CON SU COMPROMISO DE REDUCIR LA HUELLA AMBIENTAL DE LA ACTIVIDAD, EXTENDIÉNDOLO A TODO EL PERSONAL Y A SU CADENA DE VALOR.

con los usuarios y gasistas matriculados, al optimizar todos los procesos y sus tiempos. El resultado fue una notable mejora en la eficiencia en la prestación y administración del servicio gracias a un adecuado aprovechamiento de las posibilidades que hoy brinda la tecnología para la comunicación online, en especial en la materia de atención comercial. Fue muy importante la contribución del cliente para esos logros: la pandemia, podría decirse, que creó un ambiente generalizado proclive al aprendizaje dado que todos los sectores de la economía –la producción, el comercio, los servicios- así como los gobiernos nacional, provinciales y municipales, habilitaron sistemas que requirieron la rápida capacitación de ciudadanos, usuarios y clientes, muchos de los cuales hasta poco antes jamás habían tenido experiencia digital alguna. Puntualmente, en 2021, en Naturgy BAN fueron canalizados más de 2,78 millones de consultas por medios digitales; se multiplicó la facturación online, que además permite un ahorro sustancial de papel, y se amplió el número de bocas de cobranza, incluyendo la incorporación de los modernos monederos virtuales. Ahora la gestión de la postpandemia plantea otro desafío que exige continuar ideando y desarrollando mejoras, en especial tecnológicas, que queden instaladas de forma permanente para una mejor atención al cliente.

¿Cómo ha evolucionado en los últimos años la gestión medioambiental?

La empresa ha continuado cumpliendo con su compromiso de reducir la huella ambiental de la actividad, extendiéndolo a todo el personal y a su cadena de valor. Así, fue certificada la ISO 14001 como parte del Sistema Integrado de Gestión (SIG). Este modelo de gestión ambiental permite el desarrollo eficiente y controlado de procesos con el mínimo impacto en el entorno y garantiza en todo momento el cumplimiento de las exigencias, tanto externas como internas.

¿Cómo encara Naturgy Energy Group su plan sostenibilidad?

El grupo elabora planes estratégicos a cinco años vista. El último comprende al período 2021/2025. Como complemento se

desarrolla un plan de sostenibilidad que define los ejes y líneas de acción a seguir, alineados con la Política de Responsabilidad Corporativa y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). La elaboración de este plan se basa en resultados de los estudios de materialidad anuales que determinan las actividades de la empresa con mayor impacto en lo económico, social, ambiental y en los derechos humanos. Con el Análisis de Materialidad, la empresa asegura que la gestión y rendición de cuentas responda a los temas económicos, sociales y ambientales más relevantes y prioritarios para el negocio y sus grupos de interés. Por ello, periódicamente se hace un proceso de revisión de la Matriz de Materialidad, donde se priorizan los temas más importantes de la sustentabilidad empresarial de Naturgy, para luego abordarlos en su gestión e informes. Esto incluye un análisis interno del Plan Estratégico, el mapa de riesgos, los informes anuales, la Política de Responsabilidad Corporativa, el Código Ético y un análisis externo de las tendencias regulatorias y del sector, requerimientos de analistas e inversores, análisis de competidores, y noticias de medios de comunicación. Se trata de trabajos minuciosos, de alto valor intelectual y raíces interdisciplinarias, que se desarrollan en base a la experiencia corporativa, el conocimiento del personal propio y la asistencia de calificados expertos en las diversas materias. Como resultado del último trabajo, se establecieron seis ejes principales, que agrupan 21 líneas de acción y fueron definidos más de 70 indicadores de seguimiento. Esos ejes son: Integridad y confianza, Oportunidad de los retos medioambientales, Experiencia del cliente, Compromiso y talento, Innovación y desarrollo de nuevos negocios, Responsabilidad social. Naturgy BAN es una de las empresas pioneras en Argentina en cuanto a la rendición de resultados a través de informes de sostenibilidad. La realización ininterrumpida del informe desde entonces nos ha permitido ir mejorando año a año, adecuándonos a las nuevas pautas, indicaciones y sugerencias de GRI.

¿Qué ventajas aporta el proceso de Reporte?

La rendición de cuentas y sistematización de indicadores de Naturgy asegura un abordaje integral de nuestros impactos en la sociedad y en el ambiente. Nos permite identificar, gestionar y



www.albanesi.com.ar

EN >

+
Naturgy BAN en números

5.419 MMm³

VOLUMEN ANUAL DISTRIBUIDO

12,3%

SOBRE EL TOTAL DE VENTAS DE GAS

16%

DE PARTICIPACIÓN
EN CLIENTES RESIDENCIALES

1.679.000

CLIENTES

767.888

INCREMENTO NETO DE CLIENTES
DESDE EL INICIO DE LA CONCESIÓN

27.179 km

DE RED

11.920 km

AMPLIACIÓN DE LA RED DESDE
EL COMIENZO DE LA CONCESIÓN

US\$ 783

MILLONES DE INVERSIONES
ACUMULADAS

\$2.409,5

MILLONES, RESULTADOS EJERCICIO 2021

comunicar los temas prioritarios que son relevantes para nuestro negocio y también para nuestros grupos de interés, con una mirada de triple impacto.

Esto nutre la estrategia corporativa de la compañía a nivel global, brindando información local para crear planes y acciones adaptados al contexto país. La revisión anual de los temas materiales realizada en el marco de la elaboración del Informe de Sostenibilidad nos permite gestionar riesgos y oportunidades de la sustentabilidad para el negocio. Anualmente, Naturgy BAN realiza también un Diálogo con los Grupos de Interés, proceso de escucha activa de sus distintos públicos, lo cual ayuda a mejorar la calidad de los Informes y la gestión del negocio, logrando mejoras con esos grupos partir de las sugerencias que van realizando.

¿Cuál es el foco de Naturgy BAN para los programas de responsabilidad social corporativa?

La empresa ha continuado con sus programas de concientización sobre el uso eficiente, responsable y seguro del gas y de los recursos naturales en general. En materia de vinculación con la comunidad, entendemos que la tarea prioritaria es generar conciencia y promover la mejor calidad del uso de los recursos naturales. El segundo desafío que nos proponemos es desarrollar programas que contribuyan a la mejora de la sociedad, fundamentalmente con capacitaciones para la empleabilidad de las personas de menores recursos. Desde esa premisa vamos realizando el resto de nuestros programas, trabajando con dos ejes: Cuidado de la Energía y el Medio Ambiente, y Promoción Social.

Así, a lo largo de 2021 se desarrollaron los siguientes programas:

- **Uso Eficiente de los recursos:** Se continuó trabajando en la capacitación a alumnos y docentes a través del portal cuidemosnuestrosrecursos.com, donde pueden aprender sobre materia de eficiencia energética y concientización sobre el uso eficiente del gas, la electricidad, el agua y el papel. Además, se desarrollaron capacitaciones sobre las 3R (Reducir, Reciclar y Reutilizar), Huerta y compost. Fueron capacitados 2.200 alumnos y 1.300 docentes.
- **Energía del Sabor:** Este programa promueve la inclusión laboral de grupos desprotegidos mediante la capacitación en el oficio gastronómico. En 2021 hubo dos tipos de capacitaciones: uno orientado a personal gastronómico de comedores comunitarios, dictados junto a la Fundación Peregrina en el comedor Unidos por la Sociedad de La Cava y la Asociación Civil Siloé, en el Centro Comunitario Acá Sí, de Cascallares, Moreno. También, junto a Siloé y a la Secretaría de Mujeres, Género y Diversidades de Moreno, se dictó una capacitación para mujeres víctimas de violencia de género.
- **Sembrando Futuro:** Programa que incentiva la plantación de árboles nativos y el desarrollo de huertas urbanas. Realizamos jornadas de plantaciones en reservas naturales y junto a los municipios. Asimismo mantuvimos activo el programa Emprendedores Sociales que apoya proyectos de carácter social presentados por los colaboradores de la empresa. En 2021 fueron apoyados 13 proyectos. ✕



NOS MUEVE LA ENERGÍA

Provisión de gas natural para industria y uso vehicular
Lubricantes marítimos // Gasoductos virtuales
Generación eléctrica distribuida // Soluciones financieras
Servicios de Ingeniería // Comercio exterior
Provisión de commodities químicos para industrias

Una empresa de
SIDECO AMERICANA
DIVISION ENERGÍA

contacto@geaenergy.com.ar - 5276-8600 / 8642

**SOLUCIONES DE COMUNICACIÓN Y MONITOREO
PARA ATMÓSFERAS EXPLOSIVAS**

Smartphone - Zona 1/21
Tablet - Zona 1/21
Cámaras Termográficas
Antenna Barriers
Access Point WiFi
Cámaras CCTV

Ex Safe Solutions



www.exsafesolutions.com

info@exsafesolutions.com - Tel +54 11 6072 9888 - Whatsapp +54 9 11 2305 7412



ENTREVISTA CON ALBERTO SAGGESE, PRESIDENTE DE GYP

“NUESTRA IDEA ES EMPEZAR A MIRAR UN POQUITO MÁS EL *MIDSTREAM*”

EL TITULAR DE LA EMPRESA PROVINCIAL DE NEUQUÉN DETALLÓ QUE EN 2022 ASPIRAN A LLEGAR A UNA PRODUCCIÓN BRUTA DE 900 M³/DÍA DE CRUDO. ADEMÁS, ADELANTÓ QUE PODRÍAN INCURSIONAR EN EL *MIDSTREAM* DE HIDROCARBUROS EN VACA MUERTA.

Por Xx



GAS Y PETRÓLEO DE NEUQUÉN, la petrolera provincial, cumplirá el año que viene 15 años. En sus inicios, fue un instrumento de la gobernación que por entonces conducía Jorge Sapag para traccionar la llegada de empresas internacionales a Vaca Muerta, que en esos años era todavía un destino prácticamente ignoto en el mapa hidrocarburífero global. En esa sentido fue exitosa: de su mano desembarcaron en el *play* no convencional ExxonMobil y Shell, dos *majors* de tamaño planetario. En diálogo con el Diario de la AOG, Alberto Saggese, presidente de GyP, detalló los próximos planes de la compañía, explicó por qué tomó la decisión de salir de las áreas convencionales en las que estaba asociada con Oilstone y adelantó algunos proyectos novedosos de la firma. Al mismo tiempo, se mostró preocupado por la falta de velocidad en la ampliación de los sistemas de transporte de petróleo y gas desde la Cuenca Neuquina. Y por el desfase, cada vez mayor, entre los precios locales del crudo y los internacionales. Esa brecha, a su entender, desincentiva la inversión de las petroleras internacionales.

¿Cuáles fueron los motivos que los llevaron a tomar la decisión de salir de la producción de petróleo convencional?, preguntamos al directivo.

— Hemos dejado de participar en los campos convencionales, porque eran siete campos muy viejos de YPF que no tenían objetivos exploratorios, por lo que producíamos en ellos 200.000 metros cúbicos de gas al 60% con Oil Stone. Observamos que esos campos no tenían futuro y además teníamos una cláusula

de salida que era irrevocable firmada con Oilstone, que se podía aplicar a los cinco años, que fue lo que ocurrió el año pasado. Nos resultaba conveniente venderles a ellos ese 60% y hacernos de la caja con el objetivo de seguir invirtiendo en otras áreas no convencionales, ese fue el motivo fundamental. Las siete áreas que tenemos hoy están funcionando bien. Estamos con una producción neta de más o menos 650 metros cúbicos día de petróleo, y alrededor de 130 mil metros cúbicos de gas. En total, tenemos un producto neto de venta de alrededor de los 250 metros cúbicos diario de petróleo y unos 50.000 m³/día de gas. El dejar de participar en las áreas convencionales que teníamos hizo que nos bajara un poco la presencia en gas pero, dentro del punto de vista de la caja, el petróleo nos ha compensado con creces esa caída de facturación.

¿Cree que el resto de las grandes petroleras va a seguir el mismo camino de reducir su participación en yacimientos convencionales?

— Yo creo que hay empresas como YPF, por ejemplo, que deberían adoptar esa política en muchas de sus áreas convencionales. Respecto a las otras, en tanto el convencional le siga costando más barato que el no convencional no creo que vean sentido en extenderse. En la medida en que se tiene algo interesante sería lógico, porque a una empresa chica producir 30/40 metros cúbicos le sirve, pero a las grandes, como es el caso de YPF, no.

“
LAS SIETE ÁREAS QUE TENEMOS HOY ESTÁN FUNCIONANDO BIEN. ESTAMOS CON UNA PRODUCCIÓN NETA DE MÁS O MENOS 650 METROS CÚBICOS DÍA DE PETRÓLEO, Y ALREDEDOR DE 130 MIL METROS CÚBICOS DE GAS.

¿Cuáles son los temas que más le preocupan para el 2022?

— En primer lugar, la situación de mis socios internacional. Me preocupa es que aquellos que no están al 100% en Argentina no puedan conseguir capitales por la diferencia de precios que hay entre invertir en nuestro país e invertir en cualquier otro lugar del mundo. Ese es el caso particular de ExxonMobil, Shell y Total. Aunque no es la misma realidad de PAE, Phoenix y Tecpetrol, que son empresas de capitales locales. Si nosotros estuviésemos volcados totalmente a los internacionales, estaríamos realmente complicados. El mix de GyP es bueno. El problema vinculado a la brecha se trata, a mi juicio, de una falta de comprensión de que en realidad la incidencia que pueda tener un escalamiento del precio en surtidor no afecta tanto como el Gobierno o algunos creen. Estamos perdiendo una oportunidad histórica porque todo esto tiene fecha de vencimiento.

Existen diferentes proyectos como es el caso del gasoducto troncal “Néstor Kirchner”, que conectará Tratayen, en Neuquén, con Salliqueló, en Buenos Aires, ¿cómo caracterizaría ese proyecto?

— Para mí el gasoducto es central, pero eso supone la existencia de un tomador y un expendedor de gas, las dos puntas están, incluso no sé por qué lo tiene que tomar a su cargo el Estado. El interrogante está en si lo toma para sacrificar las tarifas en pos

de un objetivo político, en ese caso va a ser muy difícil que se lo financien dado que eso implica hacer un negocio. Ojalá se realice el gasoducto, pero ahora significa un problema y tiene como consecuencia que se estanque la exploración y explotación del gas y nadie va a jugarse por una apuesta que todavía no se encuentra visible.

GyP se encuentra en hoy con una producción bruta de 650 metros cúbicos de petróleo y 130 mil de gas. ¿Cuál es la meta que establecieron para los próximos dos años?

— El objetivo 2021 eran 700 metros cúbicos. Cayó un poco porque tuvimos un problema en la planta de Shell, que tardó en calibrarse, fue algo técnico. Para 2022 calculamos 900 metros cúbicos día, así que yo lo veo como un año en el cual vamos a crecer como lo venimos haciendo desde hace siete años. La infraestructura de transporte tanto de crudo como de gas es el cuello de botella que frena al desarrollo de Vaca Muerta, ¿hay algo que GyP pueda hacer para mejorar esa situación? Nuestra idea es empezar a mirar un poquito más el *midstream* y tratar de unificar dentro de lo que son nuestros socios alguna solución conjunta para poder evacuar la producción de todas las áreas. Hoy tenemos un cuello de botella claro: no le podemos pedir a las empresas que perforen más porque no forman de sacar ese petróleo. ✕



SISTEMAS DE TELECOMUNICACIONES EN VOZ, DATOS Y TELEMETRIA

Nuestro Grupo de Empresas ofrece servicios y provisiones de sistemas de Telecomunicaciones en Voz, Datos, Telemetría y Telesupervisión, en todos sus aspectos.-

Invertimos en tecnologías de avanzada, para los usos más exigentes en cualquier campo que se necesite, adecuándonos a las necesidades de cada uno, sin límite en el volumen de las operatorias requeridas.-

Somos una compañía fundada en 1980 y contamos con servicio técnico en varios sitios: Neuquén, Comodoro, Bahía Blanca, Mar del Plata, Tandil, La Plata, Buenos Aires, Mendoza, San Juan, Salta, Tucumán, Jujuy, Catamarca y Córdoba.-

En Neuquén hemos provisto equipos con protocolos: ATEX, UL y normas MIL, para cada necesidad y además ya están en funcionamiento más de 1700 equipos sobre otras redes.

Recibiremos sin cargo consultas y diseños de anteproyectos a efectos de conciliar todo tipo de necesidades.-

¡Agradecemos a quienes ya confían en nosotros desde hace más de 40 años!

GRUPO INTEPLA



INTEPLA SRL • Integrador de Sistemas Autorizado Hytera en Argentina
 Casa Central: Tel. 0810-222-6565 / Calle 14# 1286 La Plata. Bs As. Argentina
 Of. Comercial: Tel. 54 11 4345 4440 / Avda Paseo Colón 797 3ºB Ciudad de Bs As.
 Email: ventas@intepla.com
 www.intepla.com



LOCKWOOD

Committed to preventing energy loss.

International Well Control Services
 Servicios No Convencionales
 Servicios Convencionales
 H₂S Safety Services
 Capacitación



Av. Ing. Luis A. Huergo 2914 – PIN Oeste – Q8302SJR – Neuquen – Argentina
 Tel. +54-0299-4413782 / 4413785 / 4413855 Fax +54-0299-4413832 www.lockwood.com.ar
 gabino@lockwood.com.ar Mobile: +54-0299-155-800459 - marcos@lockwood.com.ar Mobile: +54-0299-155-803885



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