LA AGENDA QUE VIENE

LA ENERGÍA DE ELLAS

TRAMA **reunió a seis ejecutivas líderes del sector en una entrevista a fondo: los desafíos que plantea la crisis, el lugar de las mujeres en una industria predominantemente masculina y la compleja articulación con actores sociales del entorno petrolero.**

UNA PRODUCCIÓN DE ECONOJOURNAL / Nº 8 / AÑO 3 / SEPT. 2019

Manfred Boeckmann
Wintershall Dea

Dominique Marion
Total Austral

Jesús Grande
San Antonio

Armando Loson (hijo)
Albanesi

Gregório Rodrigues
Expro Argentina

MINDS OF ENGINEERS.
PIONEERS AT HEART.

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

wintershalldea.com

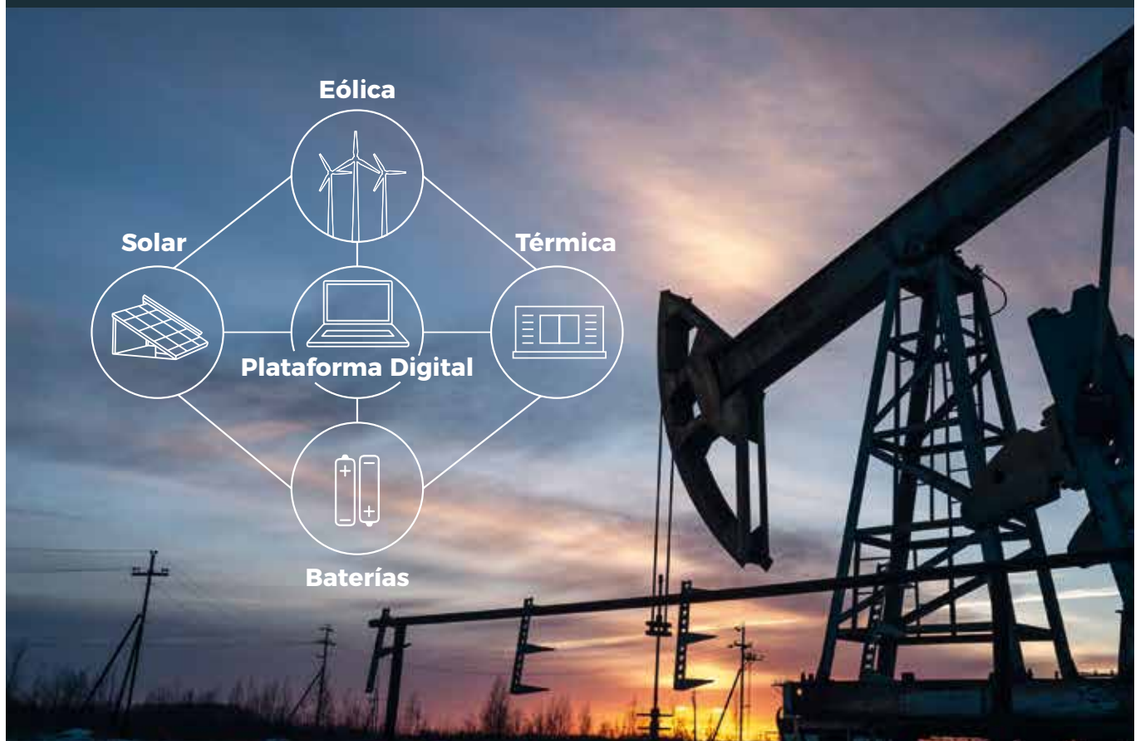
VISTA
OIL & GAS

ARAUCARIA ENERGY

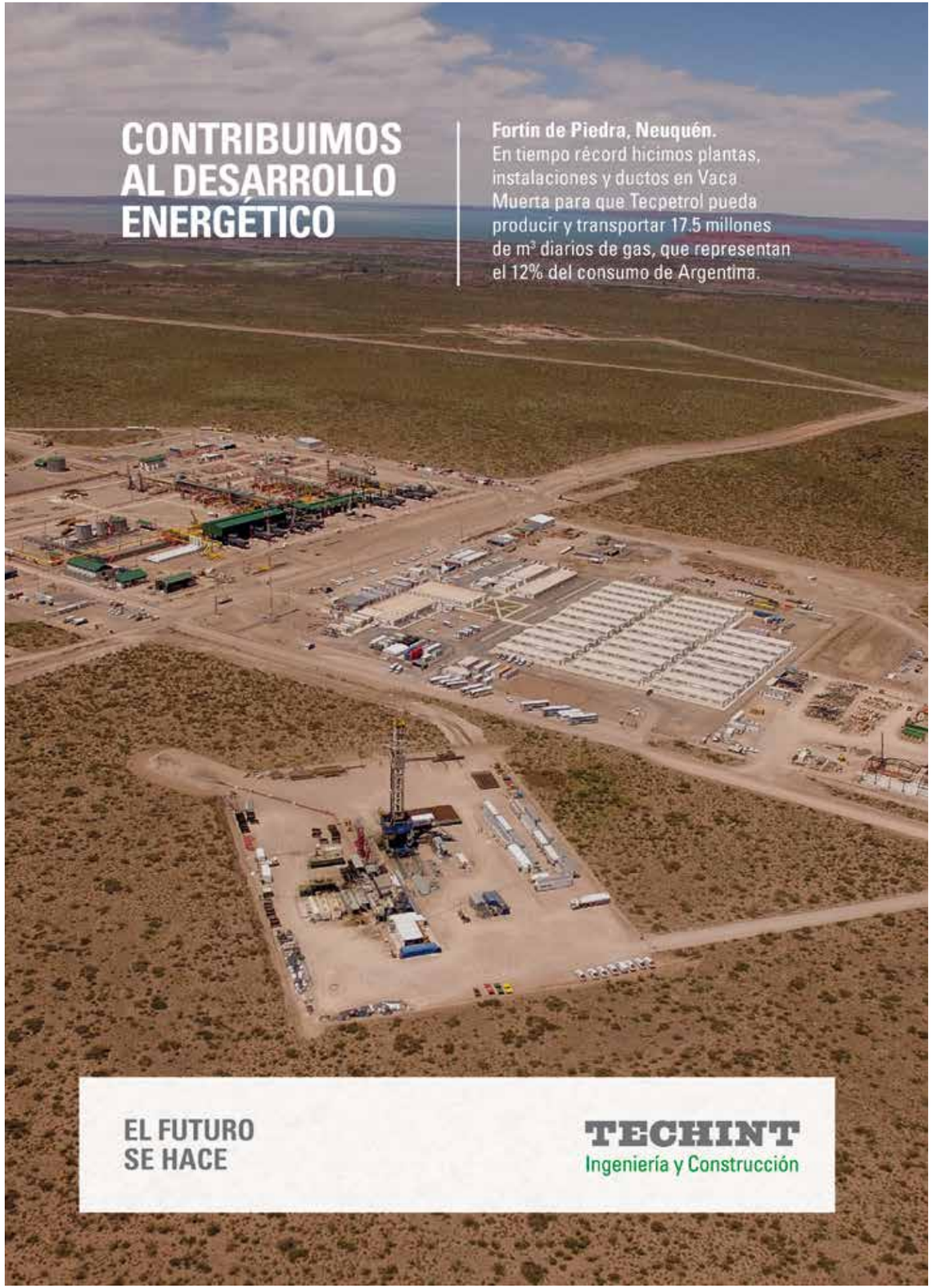
Av. Del Libertador 498, 15th floor, Buenos Aires, Argentina - T +54 11 52520303 - Ext 9258

aggreko

Más de 50 años siendo líderes mundiales en energía para Petróleo y Gas.



aggreko Visite aggreko.com Contáctenos (011) 4846 7403



1952

2018

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

Visión, planificación y actitud para resolver las necesidades de nuestros clientes
El meas completo stok de productos eléctricos de alta calidad

Casa Central: Av. Monte de Oca 1879 - CABA (C1270ABF) - Tel: +5411-4302-0017/18/19/10
Agencia en San Juan: +540264-6231006
ventas@soule-electric.com.ar

www.soule.com.ar

AES Argentina
somos energía

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

**Cientos de activos en toda la planta.
Cientos de empleados responsables
de la producción.**

**Cuando un activo crítico comienza a fallar,
su equipo necesita información clave para
tomar la mejor decisión.**

USTED PUEDE HACERLO

Colabore en las decisiones claves en cualquier momento y en cualquier lugar.
Mantener los programas de producción a menudo significa lidiar con lo inesperado – de forma rápida y precisa. Plantweb Optics de Emerson es un software de colaboración que conecta el equipo de producción a través de dispositivos móviles con información que es accionable y específica para cada miembro del equipo.
Para desbloquear comunicación en su planta visite **Emerson.com/CollaborationSoftware.**

PLANTWEB

EMERSON™

The Emerson logo is a trademark and a service mark of Emerson Electric Co. © 2019 Emerson Electric Co.

CONSIDER IT SOLVED™

LA LÍNEA DE CAMIONES MÁS CONFIABLE PARA LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS.

- El **Volvo FH** ofrece las soluciones más innovadoras del mercado: caja I-Shift con marchas super reducidas, Dirección Dinámica Volvo, la cabina mas resistente y el FH 6x4 con eje desembragable y elevable.
- El **Volvo FMX** es el apropiado para tareas extremas, facilitando la conducción en situaciones severas y de manera segura. Sus tecnologías inteligentes minimizan la fatiga y aumentan la productividad.
- El **Volvo VM** combina durabilidad, tecnología, resistencia y muy baja tara, lo que garantiza una excelente rentabilidad. El Volvo **VM 32 Toneladas** ofrece aun más fuerza, robustez y mayor capacidad de carga.

Volvo Trucks. Acelerando el Futuro.

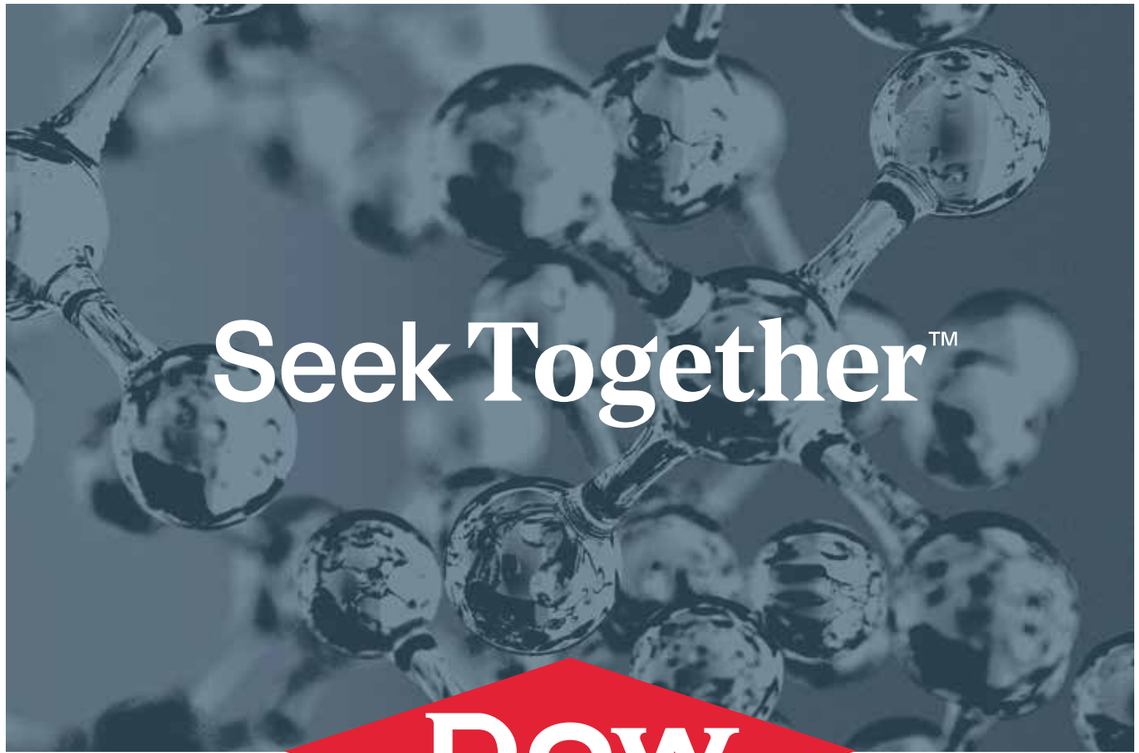
La energía más poderosa es la que compartimos.

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

Confiar, invertir, crecer.

pampaenergia.com -

Pampa energía



Creemos en el valor de transformar.
Confiamos en la ciencia. Desafiamos a la realidad con ideas. Transformamos con inclusión. Innovamos con sustentabilidad para seguir empujando el desarrollo.
Nos gusta pensar en grande, nos enfocamos en el cliente para encontrar soluciones.

@DowArgentina ar.dow.com/es-ar

SEIS REFERENTES DEL SECTOR ANTICIPAN LA AGENDA QUE VIENE

MUJERES QUE AVANZAN EN LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

EN UNA ENTREVISTA EXCLUSIVA, *TRAMA* REUNIÓ A SEIS MUJERES LÍDERES DEL MUNDO ENERGÉTICO PARA DEBATIR SOBRE LAS TRANSFORMACIONES QUE ENFRENTA EL SECTOR, LOS ALCANCES DE LA CRISIS, EL LUGAR DE LAS MUJERES EN UNA INDUSTRIA PREDOMINANTEMENTE MASCULINA Y LA COMPLEJA ARTICULACIÓN CON ACTORES SOCIALES DEL ENTORNO PETROLERO.

Por Ana Vainman

“

EL MUNDO ESTÁ YENDO HACIA LAS ENERGÍAS RENOVABLES, Y POR SUPUESTO QUE ESTAS COSAS REQUIEREN UN CAMBIO CULTURAL Y LAS POLÍTICAS PÚBLICAS PARA QUE SE PUEDAN LLEVAR ADELANTE.

Mariana Schoua

HABLAN CON PASIÓN de lo que hacen. Les brillan los ojos cuando cuentan en qué consisten sus trabajos. Describen la industria de la energía como un universo desafiante, entretenido y que requiere una creatividad permanente. Saben que la coyuntura no es sencilla, que la endeblez de la macroeconomía impactará sobre sus negocios, pero se entusiasman cuando se les pregunta cómo ven el futuro de la industria, que está en plena transformación y en la que se quieren ver involucradas. Ellas son Gabriela Aguilar, gerenta general de Excelerate; Mariana Schoua, *country manager* de Orazul Energy; María Tettamanti, gerenta de Camuzzi Gas; Silvina Oberti, gerenta de Sustentabilidad de YPF; Verónica Staniscia, gerenta de Asuntos Públicos de Shell, y Jimena Blanco, responsable para América latina de Verisk Maplecroft. Son algunas de las caras femeninas de la industria energética, líderes que, en silencio, emergen como pioneras en ascender hasta lugares de mando dentro del sector.

LA IMPORTANCIA DE LA ENERGÍA

«Hice toda mi carrera en la industria del gas. La industria de la energía es muy desafiante. Es la base de muchas cosas porque la energía es una fuente que se necesita para un montón de actividades. Es una industria que requiere una mirada a mediano y largo plazo, cosa que en este país es algo difícil. Lo resumiría como un trabajo desafiante y entretenido», aseguró Tettamanti, que como titular de Camuzzi –el grupo que más gas distribuye en la Argentina– sabe que enfrenta meses complicados hasta saber qué sucederá con las tarifas residenciales de gas, cuya actualización fue postergada por el gobierno hasta el año que viene.

En la misma línea, Schoua relató: «En estos 25 años que hace que estoy en la industria de la energía eléctrica, la Argentina pasó por todas las regulaciones. Eso hace que sea entretenido y desafiante. Requiere muchas habilidades de flexibilidad, de adaptación, de innovación. Siempre tenés que estar pensando cómo desarrollar tu negocio en contextos muy cambiantes. Sin contar con la macro argentina, que también tiene sus desafíos». La crisis no permite visualizar con claridad qué sucederá en el segmento de generación eléctrica. No hay soluciones sencillas, admitió Schoua. «Antes de la gran devaluación (que comenzó en abril de 2018), el sistema ya tenía un déficit que cubría el Tesoro. La demanda no cubre los costos del sistema. Pero después de la devaluación, el déficit en pesos casi se duplicó», advirtió.
Aguilar, quien ofició como anfitriona de la entrevista conjunta con *TRAMA*, que tuvo lugar en el piso 25 de la Torre Prourban, tradicionalmente conocida como el Rulero, a pocos metros de La Recova, contó que inició su carrera en el *upstream*, estuvo en el *trading* de gas y después se focalizó en el negocio del gas en compañías internacionales, lo que le dio una mirada regional. «La industria en general es desafiante. Tiene que ver con estrategias nacionales, con el futuro de un país. Trabajando en el sector de la energía uno tiene tantos lugares a donde ir; el abanico es enorme para desarrollar la potencialidad. A mí me atrae sobre todo por lo que puede lograr el sector, por los cambios que puede generar en las comunidades y a nivel país. El caso de Vaca Muerta mostró la potencialidad que tiene y es un desarrollo para la Argentina”, comentó la ejecutiva de Excelerate, que está cerrando la factibilidad de un proyecto millonario de licuefacción de Gas Natural Licuado (LNG) en unidades modulares en Bahía Blanca. El inicio de la construcción está previsto para 2020, pero dependerá de lo que suceda con la producción y el nivel de inversión en gas, que es incierto por la caída del precio local del fluido. Otra vez la crisis en el centro de la agenda.
Oberti, gerenta de Sustentabilidad de YPF, está acostumbrada a lidiar con situaciones de conflicto (ver recuadro). Sin embargo, aseveró que el sector energético la «moviliza» y la «motiva» por el gran desafío que supone. «La energía es absolutamente relevante para nuestra vida, para el desarrollo económico de un país y su futuro. Y hoy tiene el gran desafío de afrontar tendencias vinculadas a los recursos tecnológicos y del clima que hasta ahora son inéditas. Creo que es un momento interesante para trabajar en esta industria. Nos impulsa a ser innovadores y creativos», describió. «Arranqué en Shell cuando la empresa comenzaba a hablar de desarrollo sostenible y con las primeras políticas de desempeño social. Totalmente innovador en su momento y una gran universidad de conocimiento que fue fundamental para mi desarrollo en el sector de relaciones externas. Fue lo que me enamoró y aún lo sigue haciendo para permanecer tanto en la empresa como en el área», afirmó Staniscia, que lleva adelante la vinculación –no siempre apacible– de la petrolera anglo-holandesa con actores territoriales de Neuquén, donde la empresa produce petróleo no convencional desde Vaca Muerta, como con referentes de comunidades Mapuches y referentes gremiales.
Blanco, por su parte, retomó la necesidad de reforzar el diálogo entre los *stakeholders* y «mirar los riesgos no técnicos de la industria». «Cuando empezás a desagregar lo que significa para la vida diaria, ya sea la minería o los hidrocarburos están presentes, en general combinados. Desde ese punto de vista, lo que más me fascina es la integración de todas las partes: la extracción, el transporte, el diálogo político, etc. Otra cosa es la sustentabilidad y los temas sociales de los desarrollos de las comunidades. Son industrias que llamamos extractivas pero están transformándose para dejar un impacto positivo en las comunidades por las que van pasando. Es una industria que está aprendiendo mucho», aseguró.

Silvina Oberti (YPF)

“

ESTE ES UN MOMENTO DE GRANDES DESAFÍOS PARA LA INDUSTRIA EN TÉRMINOS TECNOLÓGICOS Y DE CUIDADO DEL AMBIENTE.

TRANSFORMACIÓN Y DESAFÍOS

En cuanto a cómo ven la industria energética hoy y cuál es el futuro a mediano y largo plazo, todas coincidieron en utilizar la misma palabra: «Desafíos», aunque «transformación», «diversificación» y «descentralización» también aparecieron mencionadas.
En ese sentido, Oberti indicó: «Este es un momento de grandes desafíos para la industria en términos tecnológicos y de cuidado del ambiente. La industria de la energía a nivel mundial está atravesando una transformación que consiste en ver cómo evolucionamos para seguir produciendo la energía que necesitamos con menos emisiones. Ese es el gran desafío: el equilibrio entre la ampliación del acceso y al mismo tiempo la reducción de emisiones». A ese respecto, afirmó que YPF tiene una experiencia interesante porque está trabajando en todas esas líneas. «Hicimos una planificación a 2040 con distintos escenarios en función de los cuales se testean los proyectos para que sean

“

SI QUERÉS TARIFAS BAJAS, HAY QUE TENER COSTOS BAJOS. AUN SI LOS SUBSIDIÁS, ALGUIEN LO ESTÁ PAGANDO. PARA QUE LOS COSTOS SEAN BAJOS, HAY QUE IMPONER TARIFAS DE EFICIENCIA.

María Tettamanti
(Camuzzi)

Mariana Schoua
(Orazul Energy)

“

LA DESCENTRALIZACIÓN ES UNA TENDENCIA QUE ESTÁ VINIENDO. ES EL USUARIO TOMANDO CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE SU PROPIA ENERGÍA.

flexibles, pensando en la sustentabilidad del negocio. Las líneas de trabajo que se están encarando tienen que ver con el *core* de la compañía, que es el *Oil & Gas*, que debe ser cada vez más eficiente en uso de recursos, en costos y en emisiones. El gas natural aparece como la gran solución de este momento en términos de reducir el impacto en emisiones», subrayó.
Por otro lado, señaló que la empresa puso el foco en el desarrollo de energías renovables. «La compañía está haciendo una inversión muy sólida y creó una nueva empresa, YPF Luz, para trabajar ese tema no solo en renovables sino también en energía térmica eficiente basada en gas. Y hay una tercera línea que es la que tiene que ver con la innovación y la tecnología. Está basada en Y-TEC, la compañía de I+D que YPF tiene en conjunto con el Conicet, enfocada no solamente en pensar cómo hacemos más sostenible la tecnología del *Oil & Gas* sino cómo desarrollamos nuevas soluciones energéticas», enumeró. Finalmente, remarcó que «el Estado y las empresas deben trabajar juntas para ver cómo avanzamos articulados en las transiciones energéticas, cómo aceleramos un mayor acceso con menores emisiones».
En el mismo sentido, aunque con la mirada a largo plazo, Schoua destacó: «Estamos en un momento de cambio cultural porque, hablando de sustentabilidad y de energía, el mundo está yendo hacia las energías renovables, y por supuesto que estas cosas requieren un cambio cultural y las políticas públicas para que se puedan llevar adelante».
Además, Schoua se refirió a la ley 27.424, de generación de energía distribuida. «Ese es un paso importante que va a hacer que las energías renovables prosperen a nivel descentralizado. Hay que lograr que las personas lo hagan no solo por la cuestión económica sino porque creen en eso. La descentralización es una tendencia que está viniendo. Es el usuario tomando control de la producción de su propia energía, y cambia los paradigmas de nuestra industria. Hay mucho por hacer».

CRISIS Y DEVALUACIÓN

En referencia al sector de la generación –que es de los más atrasados en materia regulatoria– y a los desafíos que generó la devaluación, la *country manager* de Orazul Energy, la compañía que adquirió los activos en el país de la norteamericana Duke Energy, describió: «La demanda no cubre los costos del sistema. Considerando que los costos están en dólares y los ingresos –o sea, la tarifa– están en pesos, la devaluación provocó que el déficit se ampliara, casi se duplicara». Frente a ese escenario, añadió, hay tres posibilidades: «a) o lográs que la demanda pague más, lo cual es un gran problema en un momento de recesión como el actual; b) que lo pague el Tesoro (con mayores subsidios), pero el país está en malas condiciones y hay que bajar el déficit fiscal; o c) bajás los costos, que tampoco es tan fácil porque operamos con costos en dólares que son muy difíciles de bajar. Tendríamos que ir hacia algo más eficiente y para eso hay que tener los incentivos de instalación de nueva tecnología para bajar el costo existente. Poder se puede, no tenemos el sistema más eficiente. Nuestro parque estaba un poco obsoleto. Si nosotros como país pudiéramos generar los incentivos para que haya más inversión... pero tampoco es fácil en un país donde no hay financiamiento». «El contexto macroeconómico me está condicionando la demanda», enfatizó.
El costo total del sistema de generación está escindido en dos: por un lado están las máquinas ‘viejas’, que cubren la mayor parte de la demanda y se remuneran según precios establecidos por la

Jimena Blanco
(Verisk)

“

SON INDUSTRIAS QUE LLAMAMOS EXTRACTIVAS PERO ESTÁN TRANSFORMÁNDOSE PARA DEJAR UN IMPACTO POSITIVO EN LAS COMUNIDADES POR LAS QUE VAN PASANDO.

Secretaría de Energía en la resolución 1/2019. Por otro, los nuevos contratos de *Power Purchase Agreement* (PPA) firmados por Cammesa en los últimos tres años, que están en dólares, con una duración de hasta 15 años. En el sector interpretan que por la crisis es probable que algunas de esas regulaciones se revean en 2020. «Hoy las empresas que operamos centrales viejas parecemos más vulnerables porque en cualquier momento nos pueden cambiar la regulación. Los que tienen contratos están más protegidos porque, por ejemplo, en algunos casos tienen garantías del Banco Mundial. Pero tampoco es gratis afectar la potencia ‘vieja’ porque seguramente seremos los mismos inversores para ampliar el sistema a futuro y la necesidad de repago de esa inversión va a ser distinta», advirtió Schoua.

Tettamanti replicó ese mismo análisis en el segmento regulado de gas. «Al devaluarse el peso, si cumplieras el esquema actual tendrías un aumento importante (de las tarifas). El desafío es que nos pongamos de acuerdo todos los argentinos para ver cuáles son las políticas que van a hacer posible el desarrollo del país. Yo no creo que Vaca Muerta vaya a salvarlo. Creo que Vaca Muerta es un gran potencial que tenemos y todos los recursos los vamos a poder aprovechar si tenemos condiciones que lo hagan posible: una macroeconomía ordenada, etc.». Además, se preguntó: ¿Cómo hacer para tener un régimen tarifario que pueda persistir en el tiempo si el peso se devalúa todo el tiempo? ¿Cómo hacés para tomar deuda en dólares en pos de hacer inversiones? El gran desafío de la Argentina sigue siendo de políticas públicas macroeconómicas y después del sector de la energía», analizó, con crudeza.

(sigue en pág. 22)

+

La mujer en la industria petrolera

En minoría, pero distante de la perspectiva de género

Las protagonistas de esta entrevista se resistieron a ponerle un sesgo femenino a sus roles dentro de la industria y al rol general de la mujer en el mundo laboral. Como periodista que trata de hacer su tarea con una mirada de género, intento siempre hacer visibles las dificultades de las mujeres en distintos ámbitos, ya sean laborales o personales. En el caso de las entrevistadas, noté un especial interés por no profundizar en estas dificultades. Si bien reconocieron la necesidad de realizar cambios culturales en la política empresaria para ofrecer flexibilidad horaria, diversidad en los equipos de trabajo y mejoras en las licencias para tareas de cuidado, todas coincidieron en que esas medidas beneficiarían a todos los empleados de sus empresas, independientemente de si se trata de hombres o mujeres.

«Somos muy pocas las mujeres en la industria, pero siempre nos han tratado con mucho respeto todos nuestros pares masculinos. Nunca sentí que nos hayan dejado de lado. Hay un respeto a la capacidad profesional de la mujer. Nos abren las puertas», sostuvo Gabriela Aguilar, gerenta general de Excelerate.

En la misma línea, María Tettamanti, de Camuzzi Gas, indicó: «La verdad es que yo creo que en esto del género hay muchas historias. No se puede generalizar. Nunca sentí una discriminación a nivel laboral, o que alguien haya dicho que no pueda ocupar ese puesto porque es mujer. Siempre sentí que me valoraron en mi trabajo. No me pongo a pensar todos los días que soy mujer cuando voy a trabajar».

Mariana Schoua tampoco sintió discriminación, pero reconoce que «es una industria que está dominada por hombres en posiciones de liderazgo». Y agregó: «Siempre fue una situación de minoría clara pero nunca me hicieron sentir menos. A veces es el propio estereotipo de las mujeres porque sentís que todas las miradas se dirigen hacia vos y a veces no es así».

«Las reglas a las que una se ajusta, querer estar rindiendo más o tratando de probar por encima del resto que estamos preparadas para un determinado trabajo, nos complica más. No sé si es autoexigencia o si es una persecuta interna que cada una tiene y es ese buscar estar a la altura del resto», agregó Verónica Staniscia con una mirada un poco más psicologisista.

Ella nota un cambio generacional que también fue mencionado por sus colegas: «Hoy tenés a las mujeres que demoran su maternidad en busca de desarrollarse profesionalmente. Noto que las más jóvenes están más preparadas. En mi época no se hablaba de eso. Hoy se habla de congelar óvulos. Hay un cambio en su mentalidad. Nosotras teníamos el mandato femenino de la familia y ahora también está el de crecer en estas empresas, donde el ritmo te exige viajar mucho».

Encontrar un balance entre la vida personal (especialmente en relación con la familia y los hijos) y la vida profesional (dentro de la cual también se incluyen los viajes y la formación) parecería ser la clave que propusieron las entrevistadas, antes que la reivindicación del rol de la mujer al interior de la empresa.

En ese sentido, Tettamanti sostuvo: «En mi rol de mujer y madre, cuesta un poco más (trabajar) porque, por un tema cultural, una tiene que hacer mucho equilibrio entre el trabajo y el cuidado de personas, que no solo son hijos y que generalmente lo hacen las mujeres; tienen poco apoyo para compartir esa responsabilidad. Ese fue el principal desafío».

Schoua se refirió a las políticas implementadas en torno a los tiempos de cuidado y señaló: «Hay dos vertientes del lado de las empresas: una es ayudar a las mujeres, darles flexibilidad, que trabajen desde la casa. Esa para mí no es la manera, porque lo que logramos es que los estereotipos se afiancen y a la hora de elegir a quién reclutar o promocionar, las mujeres estamos en desventaja. Por eso yo soy de la idea de dar beneficios por igual a hombres y mujeres, porque eso nos iguala. No solo porque permite combinar vida laboral y vida personal a todas las personas y no nos pone en desventaja».

Tettamanti añadió: «¿Por qué únicamente a la mujer se le da flexibilidad? Se la tenés que dar a todos, porque si no asumís que solo la mujer puede realizar las tareas de cuidado».

Y Blanco fue un poco más allá en las propuestas: «La flexibilidad no solo tiene que ser para estas tareas; si queremos promover el desarrollo de habilidades nuevas, la misma mujer puede usar esa flexibilidad para hacer una maestría mientras que un hombre puede ir a su casa a cuidar a sus hijos. Es parte de una sociedad moderna en la que la gente trabaja para vivir y no vive para trabajar. El costo más grande que puede tener una empresa es que la gente se vaya. Tener flexibilidad atrae mujeres y les permite quedarse. Pero también atrae hombres o jóvenes que quieren balancear su vida con su trabajo y llegar más lejos. Es parte de una sociedad mejor».

En cuanto a las diferencias entre hombres y mujeres, también hubo relativizaciones. Tettamanti, por ejemplo, consideró: «Tenemos diferencias de estilo con los hombres, pero también tenemos diferencias con las mujeres y los hombres tienen diferencias entre sí. A mí me cuesta generalizar. No creo que sea una cuestión tan de género».

Y hubo coincidencias en torno a que la tendencia a la igualdad de género en el ámbito laboral beneficia tanto a hombres como a mujeres. Schoua opinó: «Nunca se habla de las ventajas de los hombres ante el cambio cultural, porque tienen el gran peso de ser los proveedores, y si las mujeres podemos compartir ese peso, los hombres se benefician. También para que puedan disfrutar de su paternidad. Escuchamos a muchos hombres que llegan al final de su vida y dicen: 'Lo que me perdí'».

En el mismo sentido, Tettamanti agregó: «Los estereotipos perjudican a los dos. ¿Cuánto han sufrido los hombres ser la única carga?».

Silvina Oberti también estimó que hay un beneficio para todos si las cosas cambian. «Hay que pensar no solo en lo laboral sino en ser pares en todas las actividades, y en cómo eso impacta positivamente en la mujer y en toda la sociedad. Para eso necesitamos que los hombres quieran ser parte de este cambio cultural».

«A mí me sorprende esta palabra que está de moda: la sororidad. Con eso nos estamos cerrando aún más sobre lo femenino, cuando la sororidad tiene que ser entre hombres y mujeres en términos de paridad», aportó Aguilar.

No hay que soslayar el hecho de que la mayoría de las entrevistadas realizó la totalidad de sus carreras dentro de la misma industria o incluso dentro de la misma empresa, empresas multinacionales o con culturas internacionales, dentro de las cuales las políticas de género se implementan hace décadas.

Así lo describió Schoua: «Tuve la suerte de trabajar en empresas multinacionales con una mirada muy amplia. Y hay muchos procesos que creo que benefician a las minorías en general, quitan discrecionalidad y ayudan a tener los sesgos a raya, para que nos sintamos más protegidas, más cómodas o con más oportunidades».

También mostraron reparos en cuanto a la incorporación de cupos femeninos en los equipos de trabajo. La principal objeción estuvo basada en que cumplir con los cupos no necesariamente garantiza que las mujeres que ocupan esos puestos sean las mejores candidatas –en términos de capacidades– para ocuparlos. Sí admitieron que la diversidad de miradas ofrece beneficios.

«Entiendo la necesidad de que existan para promover el desarrollo de las mujeres –sostuvo Aguilar–. Pero la realidad es que los cupos femeninos son también... no digo estigmatizantes, pero dan lugar a que se cubran espacios sin tener las capacidades. La mujer tiene que ocupar los espacios por capacidad y no para cubrir un cupo».

Al mismo tiempo, Aguilar admitió que, al interior de las empresas, es necesario «dar los espacios para que las mujeres puedan trabajar con comodidad. Me acuerdo de haber visitado yacimientos de toda la Argentina y no tener baños para mujeres. Creo que muchas veces este tipo de pequeños detalles colaboran».

En el mismo sentido se expresó Blanco, quien aseveró: «Yo no creo que una empresa contrate a alguien que no esté capacitado para el puesto con tal de llenar el cupo. Hay que mirar al equipo y preguntarse: ¿hay diversidad en él? Hace a una cultura más rica tener hombres y mujeres, y de distintas edades. Y hay que estar atentos a los temas del día a día (baños, uniformes, etc.), porque aparecen en todos los estudios».

Las entrevistadas relativizaron los estudios que demuestran que más mujeres en puestos de liderazgo mejoran los rendimientos dentro de las empresas. «Eso puede existir, pero no porque la empresa tenga una mirada femenina sino porque tiene una mirada diferente. Lo mismo sucede con las religiones y las elecciones sexuales. La mirada femenina no genera mejor ganancia sino la diversidad. Cuantas más miradas haya, mejor», opinó Blanco.

Schoua fue tajante: «Esos estudios refuerzan el estereotipo de que somos distintos y tenemos capacidades distintas.

Creo que es al revés, que las empresas que tienen mujeres en puestos de liderazgo es porque van a la vanguardia. Tettamanti opinó en el mismo sentido: «Es consecuencia y no causa. El hecho de que la mujer esté liderando significa que la empresa tiene una visión general que va a la vanguardia y no al revés».

Sin embargo, más allá de los esfuerzos por destacar que a ellas nunca se las discriminó y que jamás sintieron menosprecio por parte de sus pares por el hecho de ser mujeres, es una industria donde hay poca presencia femenina y donde solo algunas ocupan puestos de liderazgo.

«Las mujeres somos pocas en esta industria: 20% y en puestos de liderazgo menos todavía. Ahora hay un 12%. Si queremos que los espacios para las mujeres vayan creciendo, tenemos que pensar en transformaciones más profundas relacionadas con el cambio cultural y con otros que surgen todos los días, como la infraestructura y la formación», sentenció Oberti. Ante la escasa presencia femenina en el mundo de la energía, Jimena Blanco propuso «apoyar el desarrollo de las mujeres en todo lo que tiene que ver con ciencia y tecnología, programas de educación para que puedan elegir esta industria y no que se la considere algo de los hombres, sino que desde temprana edad se le pueda enseñar a una nena lo básico de este sector».

Gabriela Aguilar
(Excelerate)

“

NUNCA SENTÍ QUE A LAS MUJERES NOS HAYAN DEJADO DE LADO. HAY UN RESPETO A LA CAPACIDAD PROFESIONAL DE LA MUJER. NOS ABREN LAS PUERTAS.

(viene de pág. 18)

REGULACIÓN Y TARIFAS

«Cuando hay tanta incertidumbre te preparás para lo peor, así es más fácil reacomodarte», destacó Tettamanti. Y agregó: «Desde Camuzzi estamos acentuando las políticas de eficientización de los procesos y para eso hay que educar al consumidor. Hicimos la oficina virtual y hay mucha gente que todavía se resiste. Si querés tarifas bajas, hay que tener costos bajos. Aun si los subsidiás, alguien lo está pagando. Para que los costos sean bajos, hay que imponer tarifas de eficiencia. Nos estamos preparando para un escenario que no sabemos cómo va a ser y tenemos una postergación del ajuste tarifario para enero. Esperemos que eso se cumpla».
Aguilar reclamó «tener certidumbre en el largo plazo». «Tener políticas públicas que puedan ser sostenibles independientemente de los distintos ciclos políticos. Y no hay que hacer foco solamente en Vaca Muerta. No hay que olvidarse de los otros recursos (hidrocarburíferos) que están disponibles», enumeró.
Desde Shell, Staniscia manifestó: «Una de las cosas más difíciles es tener un marco regulatorio estable. Ni siquiera te digo una política pública. Eso es lo que define a un inversor para poner la plata acá o en otro lado. En la Argentina no entendemos que el inversor puede invertir acá o afuera. En este momento, lo que nos preocupa es qué va a pasar después del día 91 del congelamiento de precios del petróleo en el mercado interno.
«Hay que discutir tarifas –lanzó Tettamanti–. Lo que hay que pensar es que, dado que hoy las tarifas son en pesos pero los mecanismos de ajuste tarifarios se previeron con un tipo de cambio fijo (porque existía la Convertibilidad), hay que hacer algunos ajustes».

+

¿Negociar o judicializar?
La relación con los pueblos originarios

La formación Vaca Muerta se encuentra en tierras reclamadas por comunidades Mapuches, como los Campo Maripe. Por lo tanto, las empresas que pretenden explotar las riquezas de esas tierras deben contemplar los intereses de los pueblos originarios y negociar con ellos. Los Mapuches poseen derechos en sus tierras ancestrales, consagrados por la Constitución Nacional.

Verónica Staniscia, de Shell, relató: «La relación no ha sido mala. Aprendí un montón con Campo Maripe y con la Confederación Mapuche. Hay mucho mito y la industria tiene una forma de manejarse que es como un teléfono descompuesto. El día que íbamos a ir a Añelo, lo primero que hice fue pedir el teléfono de Albino (N. de R: Albino Campo es el lonco de la comunidad y ex concejal del FPV en Añelo), lo llamé y me fui a verlo. La gente que trabajaba conmigo me decía: 'Estás loca, armemos primero una estrategia'. '¿Qué estrategia? Vayamos a hablar y listo'. No puedo decir que no me trataron bien y me abrieron las puertas de la ruca (N. de R: casa). A partir de ahí arrancamos conversaciones que se extendieron por seis meses en los cuales ellos pedían su reconocimiento».

En ese sentido, Staniscia sostuvo que «hay un gran pendiente, desde el Estado y desde las empresas. Vos aceptás un permiso donde hay gente viviendo. Nos pasó de llegar y no saber que había una comunidad allí. Hay una ausencia de reglamentación de un artículo 169 de la OIT, que plantea la consulta previa».

En la misma línea, Oberti, de YPF, indicó que «el artículo 169 Argentina lo tiene incorporado (a la Constitución) y es un consenso que tiene que llevar adelante el Estado. En el país todavía no está regulado, ni nacional ni provincialmente. Y se debe definir cómo institucionalizar ese proceso. Por eso, hay que ir resolviéndolo sobre la marcha».

«El interlocutor debe ser el Estado, no los privados. Nosotros no somos el interlocutor válido para dar la discusión sobre la territorialidad. La industria termina siendo el catalizador», agregó.

La ausencia de una reglamentación del artículo 169 por parte del Estado y de un protocolo de acción sobre cómo proceder con los pueblos originarios implica que haya dos opciones: el diálogo o la judicialización. De hecho, hubo numerosos conflictos judiciales con pueblos que reclaman tierras, especialmente en la Patagonia.

Ante este escenario, Staniscia indicó que «la palabra que se usa es 'manejalo'. Y yo lo manejo, porque creo en el diálogo y no voy a judicializar un conflicto. Entiendo que la lucha no es un tema personal con la empresa. La tienen hace muchísimos años».

«Cada vez que nos toca trabajar en tierras que 'reclaman', tratamos de sentarnos con ellos, ver en qué consiste su reclamo e involucrar al Estado. Yo no firmo ningún acuerdo si no tengo al Estado provincial sentado ahí. Porque mi contrato primero lo firmé con el Estado, que nos puso en esta situación y en algún momento va a tener que resolverlo», detalló. Y explicó que a los pueblos originarios la personería jurídica se la reconoce la provincia, no la Nación, y ambas se quejaron por la falta de institucionalidad en referencia a la cuestión. Además, Oberti puntualizó en que «el Estado es la autoridad regulatoria, por ejemplo en materia ambiental, y es la autoridad concedente. En todo lo que hagas tenés que involucrar al Estado».

Oberti relató lo que sucede en el caso de Bolivia. «Es muy diferente de lo que sucede en Neuquén, porque Bolivia sí está adherida al artículo 169 y sí está reglamentado. Hay un procedimiento establecido que está liderado por el Estado. Eso funciona a nivel nacional. Acá lo que nos falta es esa institucionalidad», destacó.

Respecto de cuál es la postura de las empresas energéticas en cuanto a la reglamentación del artículo 169, Staniscia sostuvo: «En la industria tenés distintas líneas. Hay líneas que quieren la reglamentación del 169 y líneas que no la quieren. Aunque resolvería un montón, no le han encontrado la vuelta».

> “
> NOSOTROS NO SOMOS EL INTERLOCUTOR VÁLIDO PARA DAR LA DISCUSIÓN SOBRE LA TERRITORIALIDAD. LA INDUSTRIA TERMINA SIENDO EL CATALIZADOR
>
> **Silvina Oberti**

> “
> PORQUE CREO EN EL DIÁLOGO Y NO VOY A JUDICIALIZAR UN CONFLICTO. ENTIENDO QUE LA LUCHA NO ES UN TEMA PERSONAL CON LA EMPRESA. LA TIENEN HACE MUCHÍSIMOS AÑOS.
>
> **Verónica Staniscia**

+

Cómo lidiar con los temores que genera la industria

El cuidado del medio ambiente

La problemática del cambio climático y la necesidad de incrementar los esfuerzos para el cuidado del medio ambiente son temas que están en el tope de la agenda pública y, por lo tanto, muchas miradas se posan sobre la industria energética. Por eso, conocer el nivel de preocupación, ocupación y transformación de cada una de las empresas en las que trabajan las entrevistadas es fundamental.

Desde YPF, Oberti reconoció: «Hoy el desafío es doble: el de la operación y cómo lo hacés cuidando los impactos, cómo cuidás el uso de los recursos naturales que son escasos y que tienen que estar disponibles para las próximas generaciones. Y también está el tema del cambio climático y de cómo esta industria se transforma para poder seguir produciendo energía».

> “
>
> ES COMO EL TEMA DE GÉNERO: SI VOS NO CAMBIÁS LA CULTURA Y SOLO SEGUÍS LAS REGULACIONES A LAS QUE ESTÁS OBLIGADO, ES MÁS DIFÍCIL QUE EL PLANETA SE CUIDE.
>
> María Tettamanti

Oberti explicó que la industria hoy se pregunta «cómo cuido la operación en el día a día y cómo transformamos la industria para ir evolucionando hacia una economía baja en carbono que no solo va a dar respuesta a los clientes sino que va a permitir sustentabilidad para la empresa a largo plazo».

En referencia a la distribución del gas, Tettamanti, de Camuzzi, señaló que la actividad «está muy regulada. Antes de hacer cualquier cosa, tenés que hacer estudios de impacto ambiental». Sin embargo, consideró que en materia de cuidado del medio ambiente desde las empresas «también se trata de un tema cultural». «En mi casa, por ejemplo, separo todo lo que es reciclable de lo que no lo es. Si vos hacés eso en tu casa y educás a tus hijos así, no vas a hacer algo diferente en el trabajo. Es como el tema de género: si vos no cambiás la cultura y solo seguís las regulaciones a las que estás obligado, es más difícil que el planeta se cuide. Hay que difundir mucho la problemática. Uno desde su vida privada hasta en lo laboral debe ser responsable con el medio ambiente», destacó.

En la misma línea opinó Staniscia: «Cuesta mucho que la gente entienda el impacto que cada uno genera en el medio ambiente. Es más fácil echarle la culpa a la empresa del impacto que genera. La culpa siempre es de la empresa, no de uno», se quejó. En ese sentido, relató la historia de la primera vez que Shell desembarcó en San Patricio del Chañar, Neuquén (departamento de Añelo), para contar cómo era el proceso de uso del agua. «Es una zona de producción de frutas. Son chacareros que trabajan fruta orgánica y les preocupaba que llegara la gran empresa a hacer *fracking*, por lo que pudiera pasar con el agua. Hicimos una reunión que duró cinco horas con todo el pueblo, desde el intendente hasta los chacareros. Cuando explicamos el uso del agua, se armó una pelea porque resulta que nosotros usábamos en todo un ciclo el agua que ellos usaban en dos horas de riego», detalló.

Por eso añadió: «A veces en el imaginario es la empresa la que genera el impacto. Hay un montón de tecnologías que las empresas pueden aplicar y además estamos sujetos a muchísimas regulaciones que tenemos que cumplir. Si no estás alineado a las regulaciones, no se puede empezar. Hay un fantasma y hay falta de educación sobre el impacto que hace cada uno».

En cuanto al uso del agua, Oberti indicó que la Cuenca del Río Neuquén, que corresponde al área donde se realiza producción no convencional de gas, «tiene un uso de 0,2% de agua con destino industrial, mientras que para el riego es del 46%. Y en ese 0,2% estamos todas las compañías». Por ese motivo, Staniscia lanzó: «Es un mito lo del agua», a lo que Oberti respondió: «Eso no significa que no debamos tener cuidado con el uso del agua».

Y Blanco añadió: «La agricultura siempre demanda mucho más que la industria extractiva. Pasa que esa demanda la tenés distribuida en miles de productores». Tanto Oberti como Staniscia y Aguilar coincidieron en la necesidad de transmitir a los pobladores cercanos a las zonas donde opera la industria cómo se desarrolla la actividad. «Tenemos que contar que lo que hacemos está controlado y regulado», sostuvo Oberti. «Hay falencia de comunicación o de poner a disposición en idioma simple los estudios de impacto ambiental. Es responsabilidad de la empresa llegar a la comunidad», aportó Aguilar.

Verónica Staniscia
(Shell)

>

“

UNA DE LAS COSAS MÁS DIFÍCILES ES TENER UN MARCO REGULATORIO ESTABLE. NI SIQUIERA TE DIGO UNA POLÍTICA PÚBLICA. ESO ES LO QUE DEFINE A UN INVERSOR PARA PONER LA PLATA ACÁ O EN OTRO LADO.

Y profundizó: «Creo que las tarifas de distribución deben tener un costo fijo más alto. Porque los costos de la distribuidora son fijos. Si consumís mucho o poco igual te tengo que medir el consumo, te tengo que mandar la factura. Soy más partidaria de que la tarifa sea una sola. La diferenciación en poder adquisitivo hay que hacerla en políticas de tarifa social. Hay que perfeccionarla. He visto gente con tarifa social en viviendas que no la requieren».

Schoua esbozó una hoja de ruta de cómo enfrentar lo que viene: «Lo que hacemos es pensar la regulación desde el punto de vista del regulador. Necesitamos una regulación sostenible en el tiempo. Con el conocimiento de venir trabajando desde hace 25 años acá y tener experiencia en otros países del mundo, nos dedicamos a pensar la regulación. Y lo ponemos a disposición del Gobierno. Hay muchas regulaciones y resoluciones distintas. El tema es cómo salimos de eso. No es fácil. Va a ser necesaria una etapa de transición. Y tener claro el objetivo de hacia dónde vamos. Se debe lograr un consenso de toda la cadena de la industria acerca de dónde queremos ir. Hay que pensarlo con las personas que saben en cada sector de la industria pero trabajar en conjunto», cerró la ejecutiva. ×

>

TRAMA

Nº 8 SEPT. 2019
Registro de la Propiedad Intelectual: 53669687

Nicolás Gandini
Director Editorial

Marcela Gonzalez
Directora

Diseño Editorial
Estudio ÁgredaDG
lea.agreda@icloud.com

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

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

en Neuquén
Fabián Ceballos
Fotosnqn@gmail.com

Corrección
Pablo Valle

Comercialización
econojournal@econojournal.com.ar

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

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

Manfred Boeckmann

MANFRED BOECKMANN, DIRECTOR GENERAL DE WINTERSHALL DEA EN ARGENTINA

LA COMBINACIÓN CON CONOCOPHILIPS ES MÁS QUE LA SUMA DE LAS PARTES

EN SU PRIMER DIÁLOGO CON UN MEDIO LOCAL, EL NÚMERO UNO EN ARGENTINA DE LA MAYOR PETROLERA INDEPENDIENTE DE EUROPA EVALÚA EL COMPLEJO ESCENARIO QUE ENFRENTA LA ARGENTINA Y ANALIZA LA ASOCIACIÓN CON CONOCOPHILIPS PARA OPERAR EN VACA MUERTA.

Por Juliana Monferrán

> “EL TIEMPO LO DIRÁ, PERO ESTOY CONVENCIDO DE QUE LA FUSIÓN WINTERSHALL DEA SERÁ MUY BENEFICIOSA PARA NUESTRO NEGOCIO EN LA ARGENTINA.

MANFRED BOECKMANN LLEGÓ A LA ARGENTINA este año con un doble desafío: liderar la operación de la quinta productora de gas en un país que atraviesa una crisis económica y, al mismo tiempo, llevar adelante en el mercado local la fusión mundial de Wintershall –subsidiaria de la química BASF–, firma alemana con presencia en la Argentina hace 40 años, con Deutsche Erdoel AG (DEA), también de origen germano, aunque parte del grupo LetterOne.

A pesar de la coyuntura, el ejecutivo asegura que la situación local no es excepcional. Con vasta experiencia en el sector, especialmente en países de África y América latina, Boeckmann ya pasó por situaciones en las que el negocio se vio perjudicado por decisiones de la política económica y, según asegura, se logró salir adelante. Esbelto, de porte relajado y aficionado al *running* –elige distintas rutas para descubrir corriendo diferentes puntos de la ciudad–, advierte que lo prioritario es entender que cualquier solución al escenario actual requerirá el esfuerzo del conjunto de la sociedad.

En el país, la firma participa de 18 yacimientos, aunque solo en tres es operador. En esa lista se destacan Aguada Federal y Bandurria Norte, en Vaca Muerta (Neuquén), donde evalúa el pasaje a desarrollo masivo. En esos bloques, la petrolera cerró una alianza estratégica con ConocoPhilips, uno de los grandes animadores del desarrollo del *plays* no convencionales en Estados Unidos.

En su primera entrevista con un medio local, el flamante director de Wintershall DEA en Argentina asegura que buscarán cumplir con el plan de desarrollo original, que prevé una inversión de varios cientos de millones de dólares para un período de tres a cuatro años. Su forma de liderazgo, su visión del mercado argentino en este tiempo tan particular y sus planes para la nueva empresa surgida de la fusión son algunas de los temas desarrollados en la charla con *TRAMA* en las oficinas de la empresa en la torre Boston, en pleno Retiro.

¿Tenía algún preconcepto antes de llegar a la Argentina?

—

No tenía ningún preconcepto o expectativas antes de llegar, y lo que encontré es un grupo de personas en esta compañía que están muy comprometidas y muy deseosas de que la compañía avance. Esto hizo mi comienzo muy fácil. Y lo que vi en los últimos cuatro meses es que la base para trabajar es la confianza, y creo que lo es más importante en cualquier estilo de liderazgo. Lo que yo intento hacer es liderar con el ejemplo, confiando en mi gente, que es buena para hacer este trabajo y que lo es en estos tiempos difíciles. No soy yo el que puede hacer el trabajo al final del día, es la gente la que lo hace. Yo tengo que procurar el mejor contexto para que ellos lo hagan. Por eso confiar en las habilidades y capacidades de mi equipo es la base para que ellos sean creativos, innovadores para intentar nuevas cosas. Si no hay confianza, no hay ninguna motivación para decisiones y riesgos controlados.

En este escenario de volatilidad, Wintershall está encarando una fusión global con DEA, y eso implica muchos desafíos en el plano cultural. ¿Cómo está encarando esa redefinición de la empresa en la Argentina, donde hace ya 40 años que está?

—

En la Argentina, Wintershall DEA antes era solo Wintershall y hasta ahora yo soy el único representante de DEA, lo cual es interesante y desafiante a la vez. Es un desafío para mí implementar las ideas de esta nueva compañía con los valores y las aspiraciones que tenemos. A la vez, la unión hace mi trabajo más fácil porque somos una empresa mucho más grande, y nuestra huella en el mercado mundial del *upstream* es mucho mayor, con un diferente acceso al mercado financiero y diferente peso en referencia a potenciales socios. El tiempo lo dirá, pero estoy convencido de que esta fusión será muy beneficiosa para nuestro negocio en la Argentina. Respecto de la integración cultural, es el desafío de cualquier fusión. No es fácil y no se hace de la noche a la mañana. Requiere esfuerzo, compromiso y consistencia. Pero, nuevamente, el equipo está ansioso por trabajar conmigo en esta integración.

Wintershall es una compañía muy reconocida en la producción de gas en Argentina. ¿Cuáles son los objetivos en el corto, mediano y largo plazo en el país?

—

Es verdad que esta compañía tiene en la Argentina bases de producción sólidas y de largo plazo como productora de gas. Y es en esas bases donde buscaremos desarrollar nuestros propios proyectos en Vaca Muerta, en Aguada Federal y Bandurria Norte. Entonces, las muchas maneras en que esta compañía procedió en este país está cambiando con estos desarrollos, y también está cambiando porque sumamos a ConocoPhillips para asegurarnos de que podemos lograr estas iniciativas de la manera más efectiva y eficiente. Esta alianza para mí es un testimonio de nuestro compromiso con el país, y una muestra de nuestro rol y responsabilidad aquí, y de nuestra ambición para en el futuro ser más que un socio no operativo.

¿Qué ventajas tiene la alianza con ConocoPhillips?

—

Creo que esta sociedad es muy sinérgica. Mientras nosotros ponemos sobre la mesa nuestra experiencia de 40 años en el país, la red, los procesos y nuestro sistema de *marketing* y ventas,

WINTERSHALL DEA EN ARGENTINA EN NÚMEROS

PARTICIPA EN
18
YACIMIENTOS Y OPERA EN 3

EN LOS ÚLTIMOS 4 AÑOS, INVIRTIÓ MÁS DE
870
MILLONES DE DÓLARES

40
AÑOS DE EXPERIENCIA EN EL PAÍS

ConocoPhillips trae toda su experiencia en operar pozos no convencionales; y, realmente, creo que esta combinación es más que la suma de las dos partes. Es realmente complementaria de muchas maneras. Ya aprendimos de la eficiencia del *driling* en los pilotos de las dos licencias que tenemos. La última producción del último piloto fue una prueba de que estamos en lo correcto. La experiencia de ConocoPhillips nos puede ayudar a avanzar rápidamente porque operan miles de pozos en los Estados Unidos. No es que no podamos hacer esto solos, es que ellos nos pueden ayudar a acelerar el proceso de aprendizaje de la manera en que Vaca Muerta debe ser desarrollada.

Hasta hace poco tiempo, hubo una transferencia de la inversión del gas hacia la ventana de petróleo. ¿Cuál es el análisis del escenario actual?

—

Todas las regulaciones que se introdujeron desde 2018 afectaron nuestro negocio en el país y tuvieron especialmente un impacto en las finanzas. La reinterpretación de la resolución 46/17, por ejemplo, es solo un paso más de las otras regulaciones que limitan nuestra habilidad de hacer negocios en la Argentina. A pesar de ello, creo que esta es una industria que necesita que seamos capaces de ver el otro lado. Es un negocio de largo plazo, por eso tenemos que hacer un esfuerzo por entender cuál es el «*long term game plan*». Y nosotros como industria, sea cual sea la licencia o las compañías, tenemos que hacer un esfuerzo con el fin de amortiguar el impacto negativo de estas medias. En resumen, sí, tuvieron y continúan teniendo un impacto negativo en nuestro negocio, pero no nos iremos del país y trataremos de seguir nuestro plan original.

¿Está definido el nivel de actividad del año que viene?

—

Como el resto de las compañías, estamos en el medio de la planificación de nuestro presupuesto, y por supuesto que el desarrollo en este país va a ser tomado en cuenta. Como dije antes, no veo cambios significativos en nuestro plan original.

Sin embargo, vamos a ser muy cuidadosos monitoreando la situación con especial foco en la disciplina del capital. Esta industria es global, con un porfolio global, y siempre tenemos que balancear riesgo y oportunidades en este porfolio global, y esto no excluye a la Argentina.

¿Ha estado a cargo de un país con tanta volatilidad como la Argentina?

—

Puede que esta no sea una situación tan excepcional como usted cree. Yo estuve viviendo seis años en Egipto, antes de la Primavera Árabe, lo que causó ciertos riesgos para nuestra operación. Y seguimos en ese país. Pasamos por muchos cambios políticos y económicos. De nuevo, esta es una industria que necesita una mirada más allá de estos problemas, justamente por la característica de que son inversiones a muy largo plazo. Si decidimos hacer una inversión en un país, tenemos que ser capaces de manejar estos riesgos. Sin embargo, lo difícil de manejar es la incertidumbre de las políticas públicas, y esto aplica a la Argentina. La velocidad con la que el marco regulatorio cambia es muy difícil de manejar. Estamos muy acostumbrados a manejar riesgos del mercado y del subsuelo, pero manejar cambios de políticas impredecibles es algo muy difícil de reflejar en un plan de negocios.

En Egipto, en esos seis años, ¿las reglas cambiaron?

—

Como dije, viví en Egipto durante la Primavera Árabe, pero por mis sucesivos cargos tuve relación con el mercado, y lo que se vivió fue la completa imposibilidad de exportar gas. Todo el gas se destinaba al mercado local, a un precio mucho más bajo. Ahora Egipto volvió a exportar y, con nuevos descubrimientos, volvió a ser un excelente país para hacer negocios, y eso nos volvió a ratificar que es correcta nuestra decisión de quedarnos en un país una vez que tomamos la decisión de invertir, aun si hay tiempos difíciles. En comparación con los otros países donde he estado trabajando en proyectos aguas arriba en los diferentes

\+

Un ejecutivo con experiencia

Casi toda la carrera de Boeckmann se desarrolló en DEA, aunque en diferentes etapas, como empresa petrolera y como parte de un grupo inversor independiente. Vivió en Egipto con su familia y también estuvo en Alemania trabajando para DEA en diferentes roles: Desarrollo de negocios y exploración, por ejemplo. En estas áreas, tuvo a cargo países de África y América latina. «Siempre estuve interesado en construir nuevos proyectos en nuevas regiones», señala. Y agrega: «Esta oportunidad es una ventaja en mi carrera porque puedo saber cuáles son los requerimientos de una subsidiaria de una gran compañía de utilities como Wintershall y, del otro lado, también he visto los requerimientos de la propiedad privada, como en el caso de LetterOne. Entiendo lo que significa ser la más grande petrolera independiente de Europa y que el año que viene hará una Oferta Pública (IPO)». Boeckmann llegó a la Argentina solo y ahora espera la llegada de su esposa. Sus hijos, mellizos, están en la universidad en Alemania. Así, aprovecha su tiempo libre para correr, pasatiempo que le permite pensar y buscar soluciones, a la vez que explorar la ciudad. Ya ha estados en lugares como la Reserva Ecológica, Palermo o Belgrano. «Me gustaría reservar un poco de tiempo para ir al teatro», asegura.

EN >

“

ESTA INDUSTRIA ES GLOBAL, CON UN PORFOLIO GLOBAL, Y SIEMPRE TENEMOS QUE BALANCEAR RIESGO Y OPORTUNIDADES, Y ESTO NO EXCLUYE A LA ARGENTINA.

roles, la Argentina tiene todos los ingredientes para ser exitoso como país. Solo tenemos que aprender como industria y manejar la incertidumbre con el objetivo de atraer inversiones.

¿Cuáles son esos ingredientes que usted dice que tenemos?

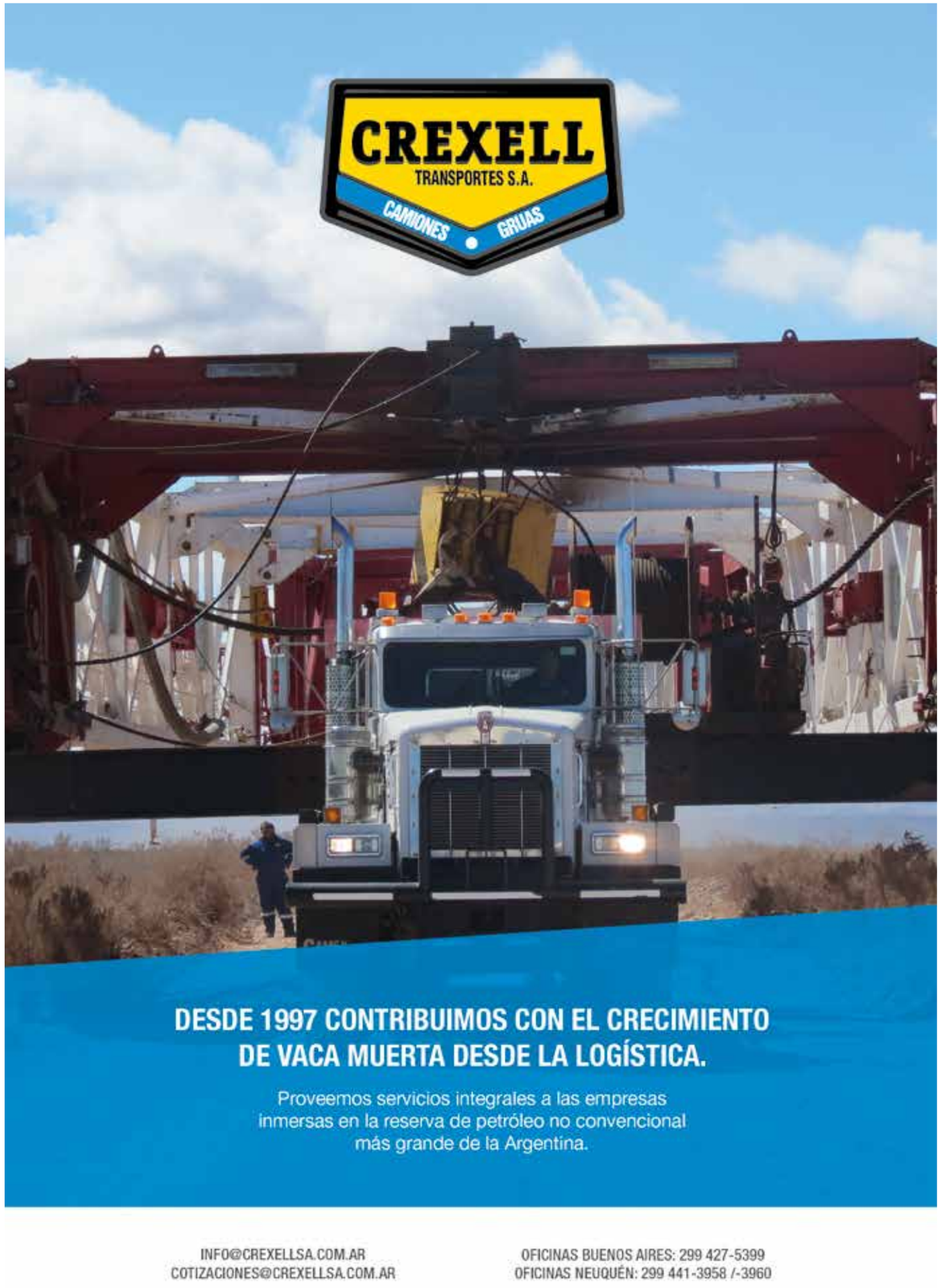
—

A veces, hago la broma de que hay países que tienen un marco regulatorio muy estable, que son fáciles para hacer negocios, seguros, pero no tienen petróleo ni gas o muy poco. Acá es exactamente al revés: el país tiene abundantes recursos de *oil & gas*, incluso en no convencionales, donde es segundo o cuarto en el mundo, dependiendo de si se mira gas o petróleo, y estas son para mí las cosas más importantes que ustedes tienen. El excelente potencial del subsuelo y a la vez el mismo potencial de la gente. Lo que hace de un país una nación es su gente. Toda la gente que conocí acá está deseosa de sacar este país adelante, y eso, combinado con los recursos, es algo que no se encuentra en muchos países. La incertidumbre de las regulaciones que limitan a las no convencionales son barreras que seguramente pueden ser cambiadas y mejorarán con el tiempo. Lo que no se puede es cambiar la gente y los recursos.

Como líder de esta organización, ¿qué le preocupa más, el nivel de la inflación o el atraso de los niveles relativos del precio de la energía?

—

Creo que son dos problemas diferentes. Vimos con mi equipo que la tasa de inflación tiene un impacto directo en la gente. Puede que no tenga el impacto más importante en nuestro negocio, pero no estaríamos acá si no fuera por y para la gente. Del otro lado, tenemos la caída del precio del gas y el petróleo. Por un lado, en el caso del gas por la sobreoferta y, por otro, hay regulaciones que artificialmente están tirando abajo los precios, específicamente ahora también en el caso del petróleo. Como una persona de negocios, me preocupa la sustentabilidad de estas regulaciones porque, en un punto, tenemos que volver al *premarket*, y la brecha es cada vez más grande. Pero, al mismo tiempo, como líder estoy muy preocupado por la alta inflación, porque hace la vida de las personas en este país muy difícil. Como compañía, tenemos la responsabilidad de cuidar de nuestra gente y encontrar maneras de que las tasas de inflación no impidan el éxito de la compañía. ×



DOMINIQUE MARION, DIRECTOR GENERAL DE TOTAL AUSTRAL

LA PESIFICACIÓN DE UNA PARTE DEL MERCADO PUEDE AFECTAR NUESTRAS INVERSIONES

EL DIRECTOR DE LA PETROLERA FRANCESA DIALOGÓ CON TRAMA ACERCA DE LOS DESAFÍOS QUE ENFRENTA EL MERCADO HIDROCARBURÍFERO EN EL PAÍS. EN UNA CHARLA A FONDO, ADVIRTIÓ SOBRE EL ATRASO DE LOS PRECIOS RELATIVOS DEL GAS Y DEL PETRÓLEO Y ADMITIÓ QUE LA ACTIVIDAD SÓLO SE REACTIVARÁ SI HAY MAYOR PREVISIBILIDAD A MEDIANO PLAZO.

Por Antonella Liborio

EN >

“
TENÍAMOS LA IDEA DE QUE EL PRECIO DEL GAS FLUIRÍA A UN MERCADO LIBRE; SIN EMBARGO, ESTAMOS DENTRO DE UN MERCADO SEMI-REGULADO Y NO SABEMOS QUÉ DIRECCIÓN VA A TOMAR EN EL FUTURO.

A DOMINIC MARION le encanta viajar. Desde que arribó a Buenos Aires para asumir como director general de Total Austral, hace ya un año y medio, aprovechó cada oportunidad que le ofreció su apretada agenda para conocer junto con su mujer distintos puntos turísticos en el interior del país. Su itinerario incluyó las sierras de Córdoba, la Puna y varias paradas en la Patagonia. Se vale del anonimato para disfrutar de los destinos naturales de la Argentina. Aunque, por momentos, su palpable parecido a Mauricio Macri ha interrumpido su perfil bajo. «Hace unos meses, en Mendoza, una chica me confundió con el Presidente y me pidió una foto», recuerda con gracia. Marion transmite serenidad y autocontrol. Amable, en los 40 minutos de entrevista con TRAMA repasó con franqueza los puntos más salientes de la agenda energética.

En 1990 empezó a trabajar en el grupo Total, una de las cinco empresas petroleras más grandes del mundo. Por ese entonces, no era un ejecutivo de primer nivel sino solo un joven francés interesado por la geología. Se había recibido de ingeniero en la Escuela de Geología de Nancy y había completado un Doctorado en Física de Rocas en la Universidad de Stanford. Desde que se unió a Total, se desempeñó no solo en Francia sino también en África, Reino Unido y Medio Oriente. A la Argentina llegó en la previa de una de las crisis que periódicamente suelen afectar a esta nación. Al principio se sorprendió al contemplar la naturalidad con que en Argentina se tomaban las tres devaluaciones, los tres cambios de secretario de Energía y las impredecibles condiciones de mercado. Lo que más le gusta de Buenos Aires es la cultura y el trato de la gente. También disfruta jugando al tenis y al golf y no duda en salir de paseo por la ciudad. En un lenguaje que combina el castellano recientemente aprendido con un acento francés imposible de anular, el director de Total Austral contó a *TRAMA* cómo analiza el escenario argentino y se manifestó en contra del decreto de congelamiento del precio de los combustibles por 90 días: «Para asegurar que tenemos un proyecto económico y para invertir necesitamos tener previsibilidad a largo plazo, no se toman decisiones sabiendo que un decreto puede cambiarlo todo», enfatizó.

Desde que empezó a operar en 1978 en Tierra del Fuego, la compañía francesa se dedica a la exploración, producción, transporte y distribución de hidrocarburos, y desarrolla activos de energías renovables. Actor clave en la Cuenca Austral, Total tiene en producción los yacimientos *onshore* y *offshore* Hidra, Kaus, Ara Cañadón Alfa, Argo, Carina y Aries y Vega Pléyade. Es el segundo operador que más gas produce en la Argentina. Sólo por detrás de YPF.

¿Cuál es la visión que Total tiene de Argentina a mediano y largo plazo?

—

Tenemos una historia de más de 40 años y conocemos bien la Argentina. Sabemos cómo trabajar en el país y nuestra posición es fuerte en los sitios de operación; contamos con una base de una gran cantidad de empleados que trabajan en nuestra empresa desde el principio. También tenemos un porfolio de proyectos desde hace muchos años, que es el resultado de la historia, y lo importante es que podemos llevar a cabo eso en el futuro. Entonces, tenemos la gente, tenemos el porfolio y tenemos historia. Esos son los ingredientes que definen la modalidad de trabajo del grupo en el país. Contamos con todos los recursos para contribuir en Argentina, pero la pregunta es ¿qué hacemos? Por el momento, nos interesa mantener el nivel de actividad tratando de crecer de manera controlada, sin frenar. Además, sostenemos a través de los años niveles de inversiones muy constantes. Son regulares y es una manera de adaptarnos al entorno. Dependemos del precio del gas y del petróleo, por eso es bueno adquirir capacidad para adaptar el nivel de actividad al entorno.

¿Cómo ve el escenario de la Cuenca Austral en los próximos años?

—

Hicimos inversiones. Este año ampliamos las plantas Cañadón Alfa y Río Cullen en Tierra del Fuego. Se instalaron nuevos equipos que permiten la ampliación de la capacidad de compresión al pasar su producción de media a baja presión y estamos al nivel máximo de producción en Tierra del Fuego. Asimismo, fue necesario el tendido de un nuevo gasoducto de 27 km de extensión entre las plantas y de una línea de exportación de gas de 2 km de longitud, que permite conducir el fluido en condiciones comerciales hacia el gasoducto de transporte

LA ESTRATEGIA DE TOTAL ES COMPENSAR EL DECLIVE DE LA PRODUCCIÓN DE CONVENCIONAL POR LA PRODUCCIÓN NO CONVENCIONAL.

< EN

“
A U$S 3,5 POR MILLÓN DE BTU ES COMPETITIVO EL DESARROLLO DE VACA MUERTA.

“
EN NEUQUÉN TENEMOS UN PLAN DE INVERSIÓN CON DOS *RIGS* POR LA PARTE OPERADA. DEPENDIENDO DEL ENTORNO PUEDE REDUCIRSE A UN *RIG* QUE PERMITE PERFORAR 10 POZOS POR AÑO.

General San Martín. El último desarrollo que hicimos fue en Vega Pléyade; se trata de un yacimiento *offshore* para el que ya desarrollamos las plantas. En Tierra del Fuego nuestra estrategia consiste en mantener un *plateau* de producción a largo plazo. Hoy en día, para determinar inversiones miramos de cerca la evolución del precio del gas y la competencia que hay entre Tierra del Fuego y Neuquén. Es decir, entre proyectos *off shore* y *shale* que tienene economías diferentes. Hay que buscar nuevos mercados para el desarrollo de Tierra del Fuego. Puede ser LNG, petroquímicas o bien considerar la exportación a Chile. En el mercado local hay competencia y no hay un incentivo para desarrollar *offshore* a un precio bajo.

Hace años que Tierra del Fuego busca oportunidades para agregar valor al gas con proyectos LGN o petroquímicos y terminales de licuefacción de gas, ¿ve a Total liderando alguno de esos proyectos?

—

Total puede proveer el gas a una compañía petroquímica. Somos líderes en LNG en el mundo y tenemos interés en desarrollarlo. Lo que hacemos es verificar que el proyecto tiene la rentabilidad que necesitamos en comparación con otros proyectos que tenemos en el mundo.

Con unidades pequeñas...

—

Un pequeño proyecto puede funcionar con posibilidades de exportar. Un proyecto grande no, porque las economías para el desarrollo de este tipo de proyectos en TDF hoy no lo justifican. Además, hay que estudiar la competencia entre proyectos. Por otro lado, son iniciativas necesarias para decidir si vamos a desarrollar Fénix.

Fénix es un proyecto que estuvo cerca de concretarse y finalmente cayó por motivos circunstanciales de la Argentina, ¿cree que hay chance de reflotarlo en los próximos 2 o 3 años?

—

Es un proyecto sólido, pero tenemos que asegurar las condiciones del mercado a mediano plazo. Debemos decidir el desarrollo y eso depende de la situación política en el país. Es un proyecto que vale la pena si las condiciones están acá. Si vemos una ventana de rentabilidad con exportaciones, podría concretarse sin problemas.

¿Qué lectura hace del mercado de gas en Argentina teniendo en cuenta los años de congelamiento de tarifas y la intervención del gobierno?

—

Lo que pasa con el precio del gas no es una sorpresa. Al tener exceso de oferta, naturalmente, la consecuencia es una baja del precio. Es algo que vemos en Estados Unidos con el desarrollo del *shale*. Es un tema preocupante porque necesitamos un precio del gas mínimo para desarrollar *onshore* y *offshore*. En términos de dólares, la baja del precio es más importante de lo que pensamos. La pesificación de una parte del mercado puede afectar nuestras inversiones. En Total teníamos la idea de que el precio del gas fluiría a un mercado libre; sin embargo, estamos dentro de un mercado semi-regulado y no sabemos qué dirección va a tomar en el futuro.

En cuanto a la Cuenca Neuquina, hay proyectos no convencionales en Rincón de la Ceniza y La Escalonada, ¿cuál es la posición de Total en Vaca Muerta?

—

En Vaca Muerta tenemos una posición favorable. Hay instalaciones, plantas y capacidad de producción disponible. Operamos los yacimientos de Aguada Pichana Este, San Roque, Rincón de la Ceniza, Pampa de las Yeguas y La Escalonada. La estrategia de Total es compensar el declive de la producción de convencional por la producción no convencional en el gas con Aguada Pichana Este. Vamos a desarrollar hasta alcanzar la capacidad. Pero el ritmo de desarrollo depende del precio. Aguada Pichana Este fue uno de los primeros desarrollos de la Resolución 46. En 2017, tras un acuerdo entre Total, YPF, PAE y Wintershall se dividió el bloque gasífero y somos la empresa operadora. Allí tenemos un precio garantizado, pero en el futuro el proyecto va a depender del precio del gas, de nuestra capacidad de exportar y del ritmo de crecimiento. Hoy en Vaca Muerta estamos creciendo en gas. Gran parte de la producción de gas que tenemos viene de

EN >

Neuquén, del *shale gas*. Los resultados son buenos, pero tenemos que mejorar la productividad, sobre todo si el precio está bajando. Debemos hacer un seguimiento muy fino.

¿A qué precio de gas en boca de pozo es competitivo el desarrollo de Vaca Muerta?

—

A u$s 3,5 por millón de BTU. Tenemos riesgo, no estamos en un desarrollo plenamente comercial porque, para bajar los costos, debemos pasar al nivel industrial. Si tenemos más visibilidad y capacidad de exportar, podemos bajar el costo a menos de u$s 3. Ahora no es el caso porque necesitamos más visibilidad.

Total viene perforando áreas de *shale oil*, ¿han avanzado en el conocimiento de los pozos a niveles de productividad que los satisfagan o no lograron ese *target*?

—

Tenemos dos pilotos: uno en Rincón de la Ceniza/La Escalonada y otro en San Roque. Los resultados son aceptables. En Vaca Muerta hay buena productividad, pero existen diferencias en la geología, fluidos CO_2, agua, es decir, múltiples factores que pueden afectar la productividad. No tenemos todas las informaciones para desarrollarnos de una manera completamente optimizada. Los resultados de los pilotos muestran que podemos ir a una fase de desarrollo, pero va a haber sorpresas en el camino. En los pozos hay cosas que no esperamos y que afectan la rentabilidad. Es importante compartir con otros operadores las dificultades que encontramos.

En el caso del petróleo, a diferencia del gas, donde está claro que necesitan un precio, hay que conocer más las áreas para decidir si se invierte a largo plazo...

—

Tenemos la información en nuestro bloque y también la de otros operadores. En este momento estamos estudiando las posibilidades de desarrollo. Debemos asegurar que tenemos un proyecto económico. El problema que nos afecta hoy es la visibilidad respecto del congelamiento del precio del petróleo. No vamos a tomar una decisión a largo plazo si sabemos que un decreto puede cambiarlo todo. Necesitamos hablar con las autoridades para tener una visión de Vaca Muerta a largo plazo. Porque está claro que hablamos de inversiones importantes.

¿Existe la posibilidad de dividir el área en San Roque, como se hizo en Aguada Pichana Este?

—

Se está estudiando el desarrollo del bloque e hicimos un test de producción. La provincia tiene interés en acelerar el desarrollo y lo que se hizo en Aguada Pichana Este también puede hacerse en San Roque. Actualmente está a nivel de evaluación con los socios.

¿Tiene sentido la construcción de una planta de LNG?

—

Es un proyecto que tiene sentido, porque con los recursos de gas que tiene el país seguramente hay oportunidades de exportar a Chile y a otras partes del mundo. Pero se deben tener en cuenta el costo de la licuefacción, el transporte, la localización de la terminal y la distancia a los mercados. ¿A qué precio tenemos que producir para saber si estas inversiones son competitivas? La respuesta dependerá mucho del gas asociado al petróleo. Se podría obtener gas con un precio marginal que pueda usarse para LNG. Si el proyecto depende solo del gas seco, es más difícil.

¿Cuál es la posición de Total respecto de la ampliación del sistema de transporte troncal?

—

Necesitamos un sistema de transporte adicional. Hoy existe un cuello de botella en el sistema de transporte. La ampliación del sistema es necesaria para evacuar el gas de Vaca Muerta. Pero es crucial pensar dónde están los mercados y en función de ello se define si el trayecto es bueno o no. Hoy no creo que la idea de la traza de ese caño pueda ser óptima en el futuro. Podría serlo en el norte, con un mercado de exportación de LNG.

¿Qué inversión se prevé para este año?

—

En Tierra del Fuego no tenemos proyectos adicionales para este año. En mayo expandimos la planta Cañadón Alfa, donde se realiza el tratamiento de la producción proveniente de los siete yacimientos *offshore* y *onshore* operados por Total Austral. El proyecto empleó a 600 personas, demandó 21 meses de trabajo y significó una inversión de u$s 200 millones. Actualmente estamos enfocados en el mantenimiento. En Neuquén tenemos un plan de inversión con dos *rigs* por la parte operada. Dependiendo del entorno, puede reducirse a un *rig* que permite perforar 10 pozos por año. ×

JESÚS GRANDE, CEO DE SAN ANTONIO EN ARGENTINA

NOS VAMOS A REINVENTAR DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA EXCELENCIA OPERACIONAL

—

DESPUÉS DE 20 AÑOS EN SCHLUMBERGER Y LUEGO DE LIDERAR LAS OPERACIONES DE BAKER HUGHES PARA AMÉRICA LATINA, GRANDE ASUMIÓ ESTE AÑO LA CONDUCCIÓN DE SAN ANTONIO EN ARGENTINA. EXPLICA CUÁL ES EL FUTURO DEL *SHALE* EN EL PAÍS Y DEVELA SUS DESAFÍOS AL FRENTE DE UNA DE LAS MAYORES PRESTADORAS DE SERVICIOS DEL MERCADO LOCAL.

Por Juan Manuel Compte

Jesús Grande

>

«EL DESARROLLO DE VACA MUERTA VA A CONTINUAR. Se va a fortalecer en el tiempo. Lo que se logró técnicamente es impresionante. Una vez que un pionero, como lo fue YPF, comenzó a desenrollar el nudo, les provee al resto de los jugadores no solo esperanzas de que se puede hacer muy bien, sino también información técnica». Así de seguro está Jesús Grande, tucumano de 51 años, ex Schlumberger, ex VP de *Upstream* de YPF y, desde este año, número uno en el país de San Antonio, la mayor perforadora de la Argentina y referente en la prestación de servicios asociados al mantenimiento y la optimización de los pozos de gas. El ejecutivo es mucho más que un creyente devoto del potencial que tiene la formación no convencional, de cuya evolución tanto se habló (y se hablará) en la Argentina. Es un profeta, un evangelizador. Y, como tal, Jesús marca el camino. «Desde el punto de vista técnico, se avanzó mucho más en entender lo que es la formación Vaca Muerta. En su momento, se pensó que era algo mucho más homogéneo de lo que realmente es. También se avanzó desde el punto de vista de la ejecución de la construcción de pozos. En los comienzos, se creía que era un *play* vertical. Después se empezó a experimentar y se llegó a la conclusión de que los pozos horizontales tenían una productividad mucho mayor, y se llevó todo esto a niveles muy interesantes. Hoy competimos de igual a igual, o mejor, con otros *plays* de *shale* en el mundo».

Usted estuvo en los Estados Unidos. ¿En Vaca Muerta hay pozos con mejor rendimiento que en el Permian?

—

Tiene que ver con la productividad de los pozos y con su historia. Los últimos pozos que se están haciendo acá son bastante superiores a los del Permian. También hay que pensar que los mejores del Permian ya se hicieron y, a medida que avanzan, lo que va quedando no es tan bueno como lo anterior.

¿Qué tan atrás se está en tecnología?

—

La que se usa en los Estados Unidos ya la estamos aplicando acá. Estoy orgulloso de ser parte del *update* de la tecnología en la Argentina. Nosotros tenemos el equipo más moderno del país trabajando en Vaca Muerta. En Estados Unidos usan equipos menos avanzados que este. Lo que tiene ese mercado de diferente es el número de alternativas que hay para hacer ciertas cosas y que facilita, e incentiva, una sana competencia. Acá es más difícil porque no hay tanto acceso a proveedores. La actividad, un poco más baja de lo que fue su pico en la Argentina, tuvo un impacto muy fuerte sobre los precios en la industria de servicios, que aún siguen deprimidos y que volverán a un nivel más razonable cuando la actividad sea mayor.

¿Eso requiere una mejora del sector de servicios?

—

Hay una frase de este famoso consultor, Peter Drucker: «Nada falla como el éxito». Esto significa que, si uno hace lo mismo e insiste con eso durante mucho tiempo, llega un momento en el que lo superan otras formas de ver las cosas y uno se queda afuera. Reinventarse permanentemente es fundamental. En San Antonio nos vamos a reinventar desde el punto de vista de la excelencia operacional. Esto tiene muchos aspectos: la seguridad, el cuidado del medio ambiente y la salud de la gente que está trabajando. Algo fundamental: la calidad, entendida desde el punto de vista de que yo entrego aquello por lo que se me contrata de la forma en que lo hubiesen esperado y mejor. La aplicación del modelo «lean», iniciado en las fábricas de Toyota, para

+

La pasión de Jesús

«¿Cómo termina un ingeniero electrónico en la industria del petróleo y el gas? Cuando las herramientas eran mucho más discretas que hoy, desde el punto de vista electrónico, se necesitaba a alguien que las pudiera reparar en el campo. Entonces, contrataban a un ingeniero electrónico y a uno mecánico, por si la falla era mecánica», narra Grande, acerca de su trayectoria profesional con el diploma que obtuvo en la Universidad Nacional de Tucumán. Reclutado en la facultad por Schlumberger, hizo un *vacation training* de un mes en la selva boliviana. Trabajó 20 años para la compañía. En Argentina, Brasil, pero también en destinos exóticos como Dubai y Kuwait, sin siquiera hablar inglés.

De repente, tocó París. Trabajó en la casa original donde los hermanos Schlumberger fundaron la empresa, pero solo seis meses y luego pasó a África. «Estuve como gerente general de Costa Oeste, en Angola. Cubríamos Sudáfrica, Namibia, Angola, Congo, Gabón, Camerún, Guinea Ecuatorial y Costa de Marfil», reseña. Dos años y otra vez a cruzar el Atlántico, para hacerse cargo de la Argentina, Bolivia y Chile. «De ahí, me nombraron gerente de Recursos Humanos de toda la organización de tecnología para Schlumberger desde Houston: 52 sitios a lo ancho y largo del mundo. Así que viajé como loco. Estuve en China, Singapur, Rusia», continúa. La crisis financiera de 2008 lo encontró como gerente global de Recursos Humanos e hizo frente al ajuste de personal que requería el momento.

Tuvo un par de asignaciones más hasta que recibió el llamado de Miguel Galuccio, un viejo conocido, para sumarse a YPF. «Desde el punto de vista personal, una oportunidad de aprendizaje gigantesca. Pero lo que más me inspiró fue que podía devolverle algo a mi país. Yo me eduqué en el sistema público», explica. Poco después de que su jefe se fue de YPF, Grande también abandonó la compañía. Encontró lugar en Río de Janeiro, en la unión entre Baker Hughes y General Electric. «Tomé la presidencia para América latina, en un momento importante: había que crear una única compañía». Cuestiones personales, dice, lo hicieron tomar otro rumbo. Hasta que San Antonio apareció en su camino..

“

TENEMOS EL EQUIPO MÁS MODERNO DEL PAÍS TRABAJANDO CON SHELL. EN ESTADOS UNIDOS USAN EQUIPOS MENOS AVANZADOS QUE ESTE.

asegurarse de que todos los «desperdicios» de cualquier proceso se eliminan por completo y queda un proceso lo más simple posible. Hay muchas cosas por las cuales las empresas pueden reinventarse. Después, existe la ley de oferta y demanda: el exceso de un bien o servicio hace que el precio se deprima y un mayor nivel de actividad hará que una demanda creciente impulse los precios en la dirección opuesta a lo que vimos recientemente.

Cuando dice «reinventarse desde la excelencia operacional», ¿qué ejes ve desde la experiencia de San Antonio para los próximos años?

—

Doy un ejemplo operacional: sería hacer un mapeo de todo el proceso de un DTM, de un equipo, y ver cuáles son las interacciones y tareas que suceden para lograrlo. Al analizarlo se identifica quiénes participan y cómo se dan las interfaces entre las personas. Uno puede simplificar el proceso, mejorar la comunicación y reducir bastante el tiempo. Aplicando este modelo hemos bajado el tiempo de DTM de 14 a 5 días. Esto es «lean» aplicado a un proceso operativo físico.

¿En San Antonio cómo lo implementa?

—

Contamos con un sistema de gestión integrado muy bueno, certificado por IRAM, que asevera que tenemos los temas que incumben a una compañía de servicios de una forma sistemática. Entonces, queremos reforzar la aplicación de eso en todo lo que es seguridad, salud y medio ambiente, por un lado, y calidad, por otro. Es adonde pondremos el énfasis porque es lo que nuestros clientes esperan de nosotros.

En el plano de la eficiencia operativa, en enero de 2017 se aplicó la adenda del convenio colectivo de trabajo para los desarrollos no convencionales. Eso incluyó el objetivo de una mayor eficiencia operativa. ¿Qué balance hace?

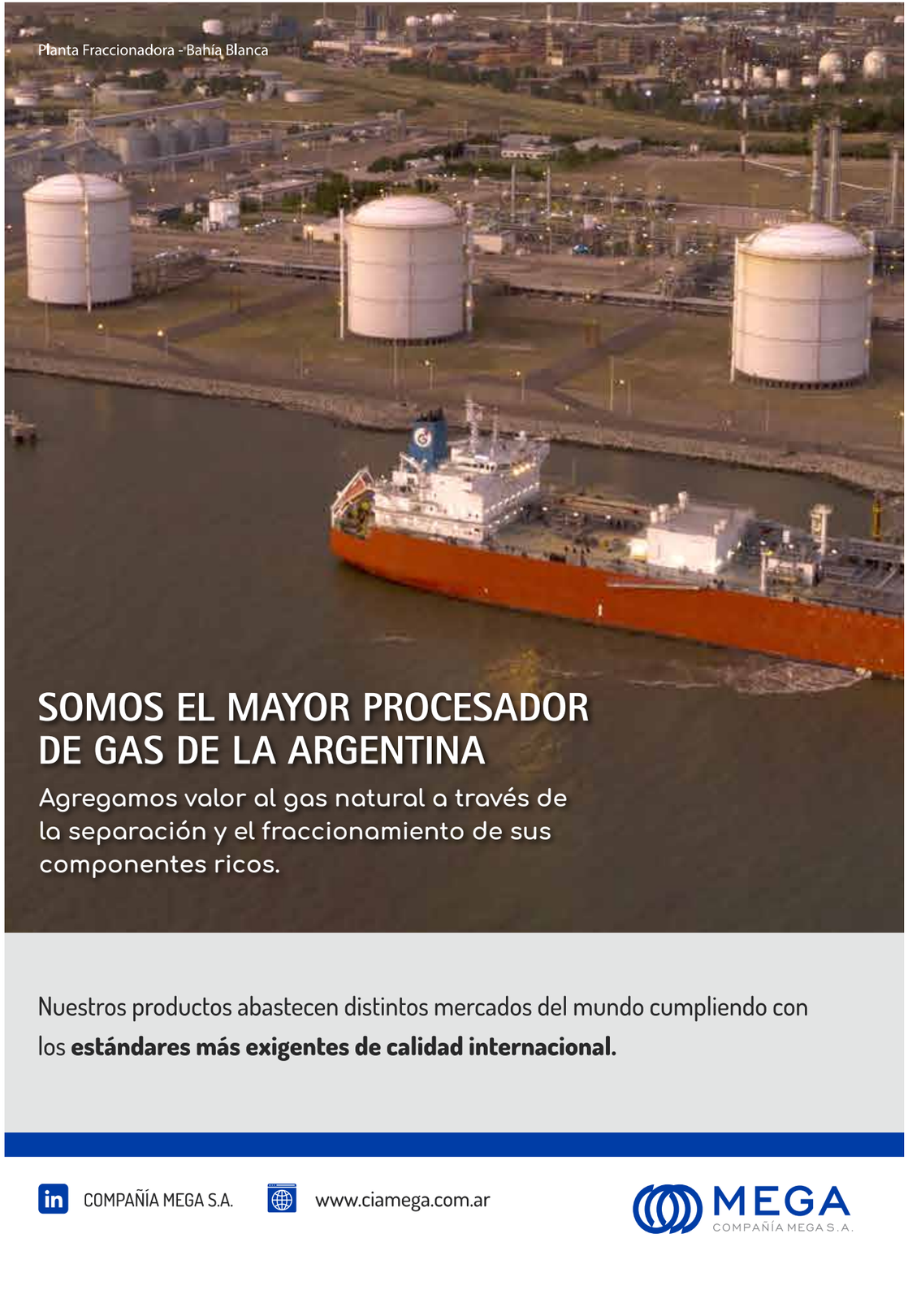
—

Eso tuvo un efecto muy positivo, desde el punto de vista de establecer reglas de juego claras. A todo el mundo le gusta porque ayuda a la planificación. Fue un gran acuerdo, que se alcanzó entre todos los jugadores, lo que no siempre es fácil. Tenía dos objetivos. Uno era definir reglas de juego claras y homogéneas. El otro, optimizar el número de personas necesarias para cierta tarea. Esta última parte ya está hecha. Posiblemente peque de optimista, pero creo que ya se cubrió. Ahora, hay que concentrarse en lograr que la gente lo ejecute de la mejor forma posible y que las cosas funcionen bien.

Poner el foco en la productividad.

—

Sí. Pero en la productividad desde el punto de vista de proveer a las personas una herramienta de trabajo con la que se sientan bien y, por lo tanto, hagan su tarea con entusiasmo. Hay dos formas de lograr que un equipo de trabajo haga las cosas. Uno, por la fuerza. Y la otra, por convicción, con liderazgo, entusiasmo.



EN >

> “LOS ÚLTIMOS POZOS DE VACA MUERTA SON BASTANTE SUPERIORES A LOS DEL PERMIAN.

La primera es efectiva pero dura poco. La segunda dura más y genera mejores resultados.

¿Hay mejoras en los Estados Unidos, tanto en convencional como en *shale*, que acá no llegaron?

—

Los mercados laborales de los Estados Unidos y de la Argentina son muy diferentes. Hay mecanismos que se utilizan allá que nosotros no queremos ni podemos aplicar. Ir superando el límite técnico tiene que ver con la gente. La tecnología puede aportar beneficios. Por ejemplo, que un equipo se mueva en menos tiempo. Pero, una vez que está operando, la diferencia entre el día 1 y el 100 será por el esfuerzo de la gente. El factor humano, por la mejora de Vaca Muerta, es muy importante. Y son los trabajadores los que han logrado esto.

Últimamente, las empresas de servicios mejoraron los tiempos de fractura y los de operación. Hay una discusión sobre cuál es el mejor vehículo que pueden darles a sus trabajadores, en materia de premios o estímulos. ¿Cómo se canaliza eso para que sea consistente en el tiempo?

—

Uno de los secretos para que haya una mejora es permitir cierta creatividad en la forma en la que se compite. Cuando se les da un premio a las personas que muestran una productividad más allá de lo normal y eso se vuelve algo generalizado, pierde su razón de ser. Por lo tanto, deja de funcionar. Hacer que la gente se beneficie de su creatividad y de su esfuerzo siempre es mejor, tanto para la compañía en la que trabaja como para los clientes. Ahí se avanza, se progresa. Permitamos que exista cierta libertad para que cada empresa busque la mejor forma de incentivar a su gente y continúe mejorando en el tiempo.

Tanto en petróleo como en gas, el desarrollo de Vaca Muerta parece haber despejado la incógnita de si es realmente negocio, con un precio más o menos competitivo. ¿Hay algo para mejorar en costos?

—

Hay lugar para seguir mejorando. Siempre hay lugar. Ahora, la mejora que se logró es titánica. Los jugadores que operan ahí alcanzaron algo excelente y siguen trabajando para mejorarlo. Como compañía de servicios, queremos ser parte de eso.

¿Y qué piensa de los convencionales?

—

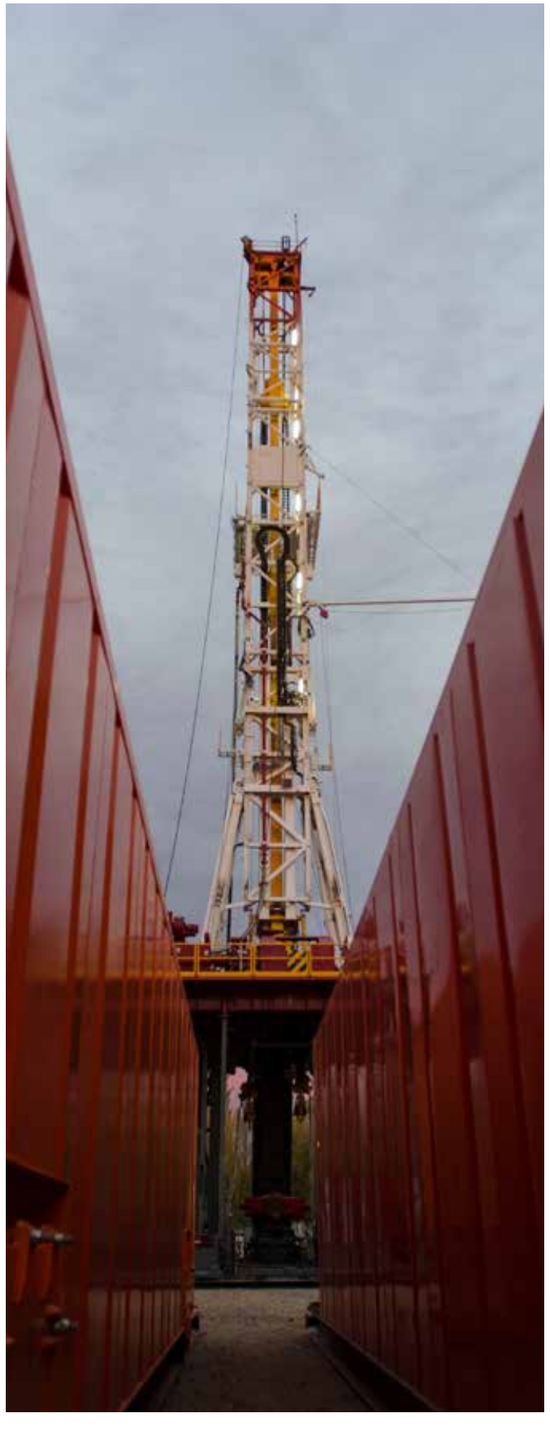
Hay mucho por hacer en la Cuenca del Golfo San Jorge. Tiene mucho para seguir ofreciendo. Ya es la que más produjo en la historia del país y puede continuar. Obviamente, el no convencional es nuestra oportunidad más importante, pero todavía existe mucho por hacer en los convencionales.

En un escenario de normalidad, ¿cuánta tecnología podría traer San Antonio en los próximos cinco años?

—

Comenzamos a incrementar nuestra presencia en no convencional recientemente. En los últimos años, hemos incorporado

EN >



cinco equipos de perforación: adquirimos dos y acondicionamos y estamos operando tres de un cliente. Fueron los primeros pasos. Para entrar por la puerta grande, lo hicimos con los equipos más modernos. Queremos incrementar nuestra participación en el no convencional y estar preparados para cuando haya actividad convencional, que, creemos, se elevará. Pero, en cuanto a tecnología, la idea es estar actualizados en el equipamiento que usamos para brindar todos nuestros servicios, tanto convencionales como no convencionales: entre 2018 y 2019 adquirimos también nuevos cementadores y fracturadores. Hay otro punto, que recién empezamos a mirar. Toda la industria comienza a transformarse digitalmente. Y la transformación digital no es más que generar grandes cantidades de información a partir de las tareas cotidianas, para identificar patrones de comportamiento que, analizados, permitan mejorar procesos. Queremos aprender más de lo que ejecutamos en el campo.

¿Un yacimiento digital?

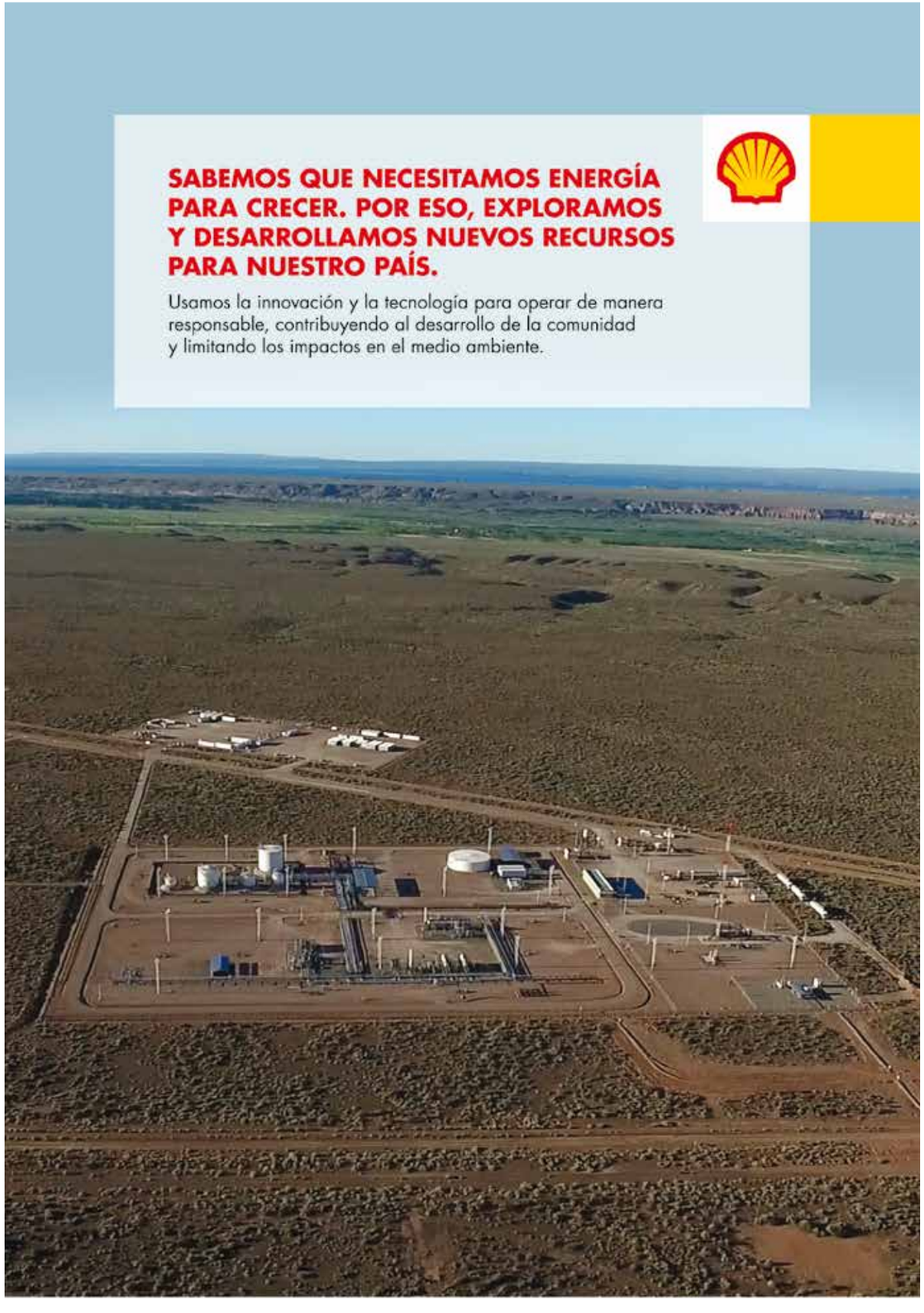
—

Bueno, es un concepto que hace mucho tiempo ya se estaba pensando en otras compañías. Uno puede ir más allá de lo que está haciendo la industria. Teniendo, por ejemplo, un modelo completamente integrado, en el que cada pozo perforado en un campo modifica toda la información de la base de datos. Pero hay que empezar con pasos más humildes, con los procesos básicos completamente integrados, funcionando bien.

¿En qué momento de su carrera lo encuentra el desafío de asumir el liderazgo de San Antonio?

—

Estoy muy entusiasmado. Creo que hoy tengo el balance correcto de experiencia y energía como para hacer una diferencia. Estoy agradecido con todas las empresas por las que pasé porque fueron excelentes escuelas en diferentes aspectos. Me debo estar poniendo viejo porque cada cosa que surge me recuerda a alguna que sucedió hace varios años. Conozco el mercado, me siento muy cómodo trabajando con muchos colegas de la industria, a quienes también conozco desde hace mucho tiempo. Llegué a una empresa con reputación y una participación relevante. A la gestión anterior le tocó un momento duro, de 2014 hasta ahora. Y, hoy, entramos en una nueva etapa, con nuevos inversores y este deseo de posicionarnos fuerte, desde la excelencia operacional. ×



APLICACIÓN DE POLÍMEROS EN EL GOLFO SAN JORGE

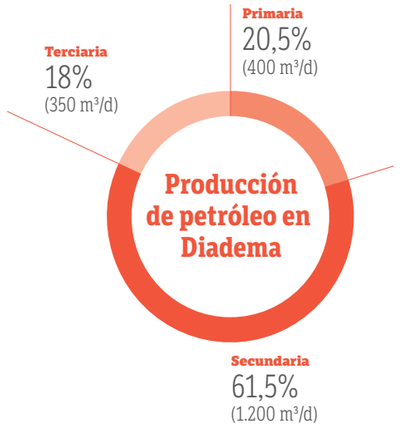
LA TERCERA VIDA DE DIADEMA

CAPSA, LA PRINCIPAL PETROLERA INDEPENDIENTE DEL PAÍS, DESARROLLÓ UN PROYECTO DE RECUPERACIÓN TERCIARIA QUE HOY EXPLICA UN 20,6% DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO DE DIADEMA, SU MAYOR YACIMIENTO EN CHUBUT. LA META ES LLEGAR AL 30% EN 2023. LA HISTORIA DEL PRIMER PROYECTO DE MASIFICACIÓN DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN UN RESERVORIO ARGENTINO.

EL 20,6% DEL PETRÓLEO QUE SE PRODUJO en agosto desde el yacimiento Diadema –uno de los más longevos del país– se obtuvo a partir de la aplicación de técnicas de recuperación terciaria mediante métodos químicos. Si la explotación primaria no prevé ningún tipo de asistencia al reservorio y la secundaria implica la inyección de agua para *barrer* mejor los sistemas hidrocarburíferos, la terciaria contempla una amplia gama de soluciones –vapor, geles, CO_2, químicos, entre otros métodos– que apuntan a mejorar la eficiencia volumétrica de barrido y movilizar el petróleo bypassedo por la secundaria. En ese *metié*, CAPSA avanzó más que cualquier otra petrolera. Al menos en la Argentina. De los 1.850 metros cúbicos diarios (m^3/d) de crudo que produce Diadema, unos 380 m^3/d se extraen por medio de la inyección de polímeros en la formación.

La petrolera escaló, en silencio, hasta el cuarto lugar del ranking de mayores productores de crudo, solo por detrás de YPF, PAE y Pluspetrol. Este proyecto recientemente se encuentra en la etapa de masificación de los sistemas de recuperación terciaria en el yacimiento. Aspira a que el proyecto aporte un 30% de la oferta del hidrocarburo en 2023. Eso le permitió viabilizar la operación de zonas maduras del campo y sumar reservas.

La Cuenca del Golfo San Jorge posee una condición que permite este tipo de emprendimientos: su bajo nivel de salinidad en el agua de formación y reservorios someros con temperaturas menores a 80 °C. En Chubut y el norte de Santa Cruz es común encontrar reservorios con una salinidad cercana a 15.000 ppm de TDS. En Neuquén, ese indicador puede superar los 100.000 ppm. La operadora empezó a estudiar la tecnología e inicio un proyecto piloto en el año 2007 en Diadema, un área



Fuente: CAPSA

“

LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE POSEE UNA CONDICIÓN QUE PERMITE UTILIZAR ESTE TIPO DE TECNOLOGÍAS: SU BAJO NIVEL DE SALINIDAD EN EL AGUA DE FORMACIÓN Y GRAN CANTIDAD DE RESERVORIOS SOMEROS CON BAJA TEMPERATURA.

madura con más de 80 años de explotación. «Empezamos a registrar zonas con muy alta relación agua en petróleo. Es decir, producíamos mucha agua para obtener 1 m³/día de petróleo», explicaron desde la petrolera.

En promedio, la empresa precisaba producir y reinyectar 50 m³ de agua para producir 1 de petróleo. Esa estadística comprometía la continuación de la explotación secundaria del área.

El grupo enfrentaba la decisión de tener que cerrar las zonas menos eficientes para evitar un salto del costo operativo del campo. «Ocurre, además, que la relación de movilidades de los reservorios es muy desfavorable, lo que se traduce en una recuperación secundaria muy ineficiente. Uno inyecta agua para traccionar la producción, pero termina sucediendo que esa agua se *canaliza* y va directamente al pozo productor realizando un barrido pobre. La viscosidad del petróleo puede llegar hasta los 150 centipoise (cp) en reservorio, el agua no es lo suficientemente viscosa para empujarlo y pasa de largo», comentaron desde la compañía.

Esa realidad empujó a la operadora a evaluar la tecnología de la recuperación terciaria en el yacimiento del Golfo San Jorge. La Argentina no tiene tradición en este tipo de proyectos. Apenas existen tres iniciativas de recuperación terciaria con algo de historia en el país: la de CAPSA en Chubut; la de YPF en Manantiales Behr, en la misma provincia; y la de Pluspetrol, en el yacimiento El Corcobo, en la Cuenca Neuquina (estas últimas dos aun en instancia de estudio).

El proyecto del grupo es el más avanzado, por distancia. Se puso en marcha en 2007. En la etapa piloto, que se extendió por unos cinco años, se probaron los resultados de la implementación. Después se ajustó la economía del emprendimiento. «En definitiva, con los polímeros buscamos mejorar la eficiencia de barrido produciendo un cambio en las líneas de flujo y tratar de lograr un aumento en el factor de recuperación», destacaron desde la compañía.

ENFOQUE DIFERENCIAL

Así como YPF debió transitar una compleja curva de aprendizaje para descifrar la rentabilidad de la explotación no convencional en Vaca Muerta, la compañía recorrió un proceso de optimización constante cuando lanzó la producción terciaria. Lo hizo casi en soledad, dado que el conocimiento disponible en el país sobre esta tecnología era exiguo. Hoy en día, la empresa inyecta cerca de 16 toneladas de polímeros por día en 5.000 m³ de agua (agua que es producida en los mismos pozos productores del proyecto). A partir de eso, pudo incrementar en forma disruptiva la viscosidad del fluido de inyección, que hoy oscila entre los 70 y los 130 centipoise (cp) en las zonas alcanzadas por el proyecto.

«Empezamos con viscosidades de 20 cp y fuimos subiendo debido a que la producción declinaba, y tuvimos que incrementar la inversión agregando más producto para mantener la producción y además ir a nuevas zonas. El concepto es lograr empujar hidrocarburos con un producto que tenga una viscosidad similar al petróleo», explicaron desde la operadora, que lleva invertidos más de u$s 80 millones en la iniciativa. Implementar un piloto de estas dimensiones es muy desafiante en muchos sentidos: no solo implica el riesgo de

+

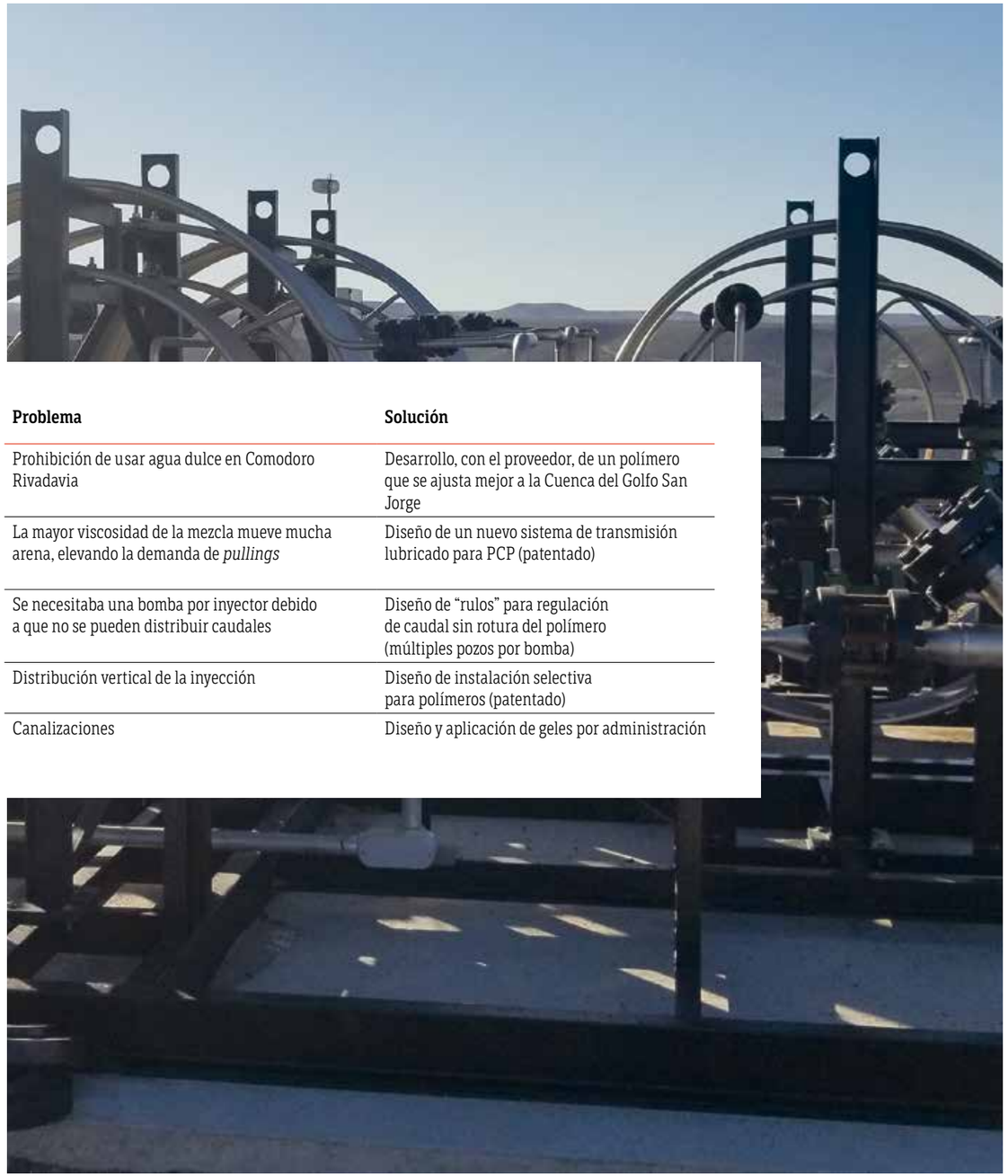
Benjamin Well

La masificación de la explotación terciaria de Diadema remite a la película *El curioso caso de Benjamin Button*, que cuenta la historia de un hombre que, extrañamente, rejuvenece a medida que gana en edad. La aplicación de polímeros en el yacimiento de Chubut permite trazar un paralelismo con esa creación de Hollywood protagonizada por Brad Pitt. Tanto que, de manera capciosa, en CAPSA se habla de “Benjamin Well” (pozo, en inglés). Para darle consistencia estadística a la analogía: un pozo de Diadema que empezó a producir en 1938 acumuló entre ese año y 1952 (cuando salió de producción) unos 28.000 m³ de petróleo por explotación primaria. Luego, desde 1992, cuando comenzó la explotación secundaria, sumó otros 26.000 m³ del hidrocarburo. Ahora, con la terciaria, la empresa aspira a producir una cifra semejante de petróleo. En total, la empresa recuperó hasta ahora un 22-25% de los recursos petrolíferos por primaria y secundaria. La meta es alcanzar una recuperación del 35%, en línea con lo que producen campos maduros de Norteamérica.

En esa clave, la petrolera está empezando a estudiar la aplicación de surfactantes en el yacimiento. El año que viene prevé lanzar un piloto para evaluar el comportamiento de esa tecnología. A lo largo de los últimos 10 años, la empresa promovió el intercambio con empresas de distintos países con experiencia en el área de terciaria. En esa lista figuran China –tal vez el mercado más avanzado en la aplicación de polímeros para estimular la producción–, Omán, Canadá, Albania y Austria.

+

Aprendizaje camino a la *masificación*



Problema	Solución
Prohibición de usar agua dulce en Comodoro Rivadavia	Desarrollo, con el proveedor, de un polímero que se ajusta mejor a la Cuenca del Golfo San Jorge
La mayor viscosidad de la mezcla mueve mucha arena, elevando la demanda de *pullings*	Diseño de un nuevo sistema de transmisión lubricado para PCP (patentado)
Se necesitaba una bomba por inyector debido a que no se pueden distribuir caudales	Diseño de “rulos” para regulación de caudal sin rotura del polímero (múltiples pozos por bomba)
Distribución vertical de la inyección	Diseño de instalación selectiva para polímeros (patentado)
Canalizaciones	Diseño y aplicación de geles por administración

CAPSA
EN NÚMEROS

u$s 80
MILLONES LLEVA INVERTIDOS EN EL PROYECTO DE TERCIARIA EN DIADEMA.

18%
DE LA PRODUCCIÓN PROVIENE DE LA EXPLOTACIÓN TERCIARIA.

70 A 130 CP
ES LA VISCOSIDAD DE LA SOLUCIÓN DE AGUA CON POLÍMEROS QUE INYECTA.

80
POZOS INYECTORES Y 24 TN/D DE POLÍMEROS A FIN DE ESTE AÑO

16 TN
DE POLÍMEROS SE INYECTAN POR DÍA EN EL CAMPO.

2
FUERON LOS DESARROLLOS EN INNOVACIÓN PATENTADOS QUE PERMITIERON VIABILIZAR EL PASAJE DE PILOTO A PROYECTO.

2007
FUE CUANDO SE INICIÓ EL PROYECTO PILOTO EN EL YACIMIENTO.

probar por primera vez en la cuenca la viabilidad de esta tecnología, sino también una inversión significativa para alcanzar la curva de aprendizaje. Desde un primer momento, se puso el acento tanto en la eficiencia de la tecnología como también en los costos de su implementación. La necesidad de mantener bajo control los costos impulsó a la compañía a buscar soluciones creativas y novedosas. En lugar de apelar a un proveedor internacional, la petrolera diseñó y desarrolló su primer planta de inyección de polímeros en conjunto con Sabinur, una empresa local. La firma se caracteriza por apoyarse en sus proveedores para encontrar soluciones que se ajusten a su presupuesto. Es un rasgo que caracteriza a las petroleras independientes a nivel mundial, que a veces no pueden costear lo que cobran las grandes empresas de servicios e insumos de la industria petrolera.

La primera planta construida es robusta y confiable. Estuvo fuera de servicio apenas cuatro horas desde que se inauguró, en 2007. Su montaje fue clave para evaluar los resultados durante la etapa de piloto. Hoy alimenta a 39 de los 55 pozos inyectores que emplea el desarrollo. ¿Qué se inyecta? Agua con polímeros importados desde Francia y China. Son poliacrilamidas que se transportan en bolsones y se disuelven con agua, similares a las que se utilizan regularmente en planta de tratamiento de agua potable. Ese proceso de dilución e hidratación dura unas dos horas y se realiza en las plantas de polímeros. Una vez que se desarrolla la viscosidad buscada por los técnicos, la solución se inyecta a la formación.

Después de comprobar la economicidad de la tecnología, la compañía amplió en 2014 su planta para barrer zonas aledañas al proyecto original e instaló en 2017 una planta automática que se opera en forma remota. Y en octubre de este año pondrá en marcha una más grande construida por la firma francesa SNF. En total, el campo contará al finalizar este año con 80 pozos inyectores (un 27% del total) con 24 tn/día de polímeros en 8.000 m³/d de agua que optimizarán el rendimiento de 115 pozos productores asociados de crudo. El próximo paso del grupo es encarar un proyecto piloto de recuperación terciaria en Pampa del Castillo, el área que adquirió a Enap Sipetrol el año pasado.

APRENDIZAJE Y SOLUCIONES

La explotación terciaria de Diadema generó también impactos colaterales no deseados. Eso obligó a la organización a ser reactiva en la solución de esos inconvenientes. Uno de los problemas fue el incremento de las intervenciones de *pulling* en los pozos productores relacionados con la inyección de polímeros, que aumento más de un 100% (pasó de 1,1 pozo/año a 2,5 pozo/año). Como la solución utilizada es más viscosa, mueve más arena y sólidos y eso termina afectando la integridad de las cañerías y de las varillas de bombeo instaladas dentro del *tubing* de producción de los pozos.

Para superar ese inconveniente, que impactó de lleno en el costo operativo de los pozos, la petrolera desarrolló un sistema de transmisión lubricado para PCP que funciona como un encapsulado en aceite que inhibe la corrosión de las cañerías. Hoy cuenta con más de 330 equipos instalados con ese sistema, que permitió reducir el índice de *pulling* a menos de 0,8 intervenciones pozos año. El grupo patentó este equipamiento no solo en Argentina sino también en distintos países en el exterior.

Los polímeros se caracterizan también por su inestabilidad. No pueden utilizarse los sistemas de regulación de caudal convencionales (válvulas e instalación selectiva) porque se rompen. Lo ideal, en proyectos de recuperación terciaria, es contar con una bomba para cada pozo inyector a fin de distribuir caudales. Pero de nuevo, eso genera un costo excesivo en áreas maduras. Por eso, los técnicos de la empresa diseñaron un rulo de caño para regular el caudal. Su costo y mantenimiento es muy inferior al de una bomba tradicional.

"Utilizamos una bomba grande que está conectada a todos los pozos juntos, en vez de una bomba individual chica por pozo; pero la inyección a cada pozo en particular la controlamos con ese espiral de cañería que modifica las presiones de inyección. Básicamente, lo que hicimos fue regular el caudal mediante una caída lineal de presión en una longitud variable que debe transitar al fluido. Cuanto más recorre, más baja la presión", detallaron desde la empresa.

La gran heterogeneidad de la formación también provoca canalizaciones a nivel de reservorio en zonas poco consolidadas por formación de *wormholes*. Por eso, la petrolera optó por inyectar geles que se posicionan bloqueando ese canal y restaurando la eficiencia de barrido.

Otro problema que debió resolver fue la distribución vertical, el polímero se rompe al pasar por una instalación selectiva, por lo que la operadora diseñó un sistema de fondo que permite distribuir el agua sin romperse hasta en tres niveles. Esto también lo patentó en Argentina y en el exterior en conjunto con una empresa de servicios local. ×

LOCKWOOD
Committed to preventing energy loss.

27 años acompañando la Industria de Oil & Gas.

INTERNATIONAL WELL CONTROL SERVICES

PRESIONES y CAUDALES				
Psi	**m³/h**	**l/min**	**GPM**	**BBl/min**
145	**682**	**11.417**	**3.020**	**72**
141	**853**	**14.217**	**3.760**	**90**
134	**1.032**	**17.200**	**4.548**	**108**

APLICACIONES:

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

Seguimos invirtiendo en tecnología para su seguridad.

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

ALBERTO SAGGESE, PRESIDENTE Y CEO DE GAS Y PETRÓLEO DE NEUQUÉN

NO CREO QUE NINGÚN GOBIERNO VAYA EN CONTRA DE VACA MUERTA

EL EJECUTIVO AFIRMA QUE LA FORMACIÓN NO CONVENCIONAL «YA NO ES UN ACTIVO QUE SE PUEDA PARAR». DEFIENDE EL ROL DE LA EMPRESA COMO FACILITADORA DEL DESARROLLO DE ÁREAS A TRAVÉS DE LA ALIANZA CON SOCIOS INTERNACIONALES Y PROPONE INCENTIVAR LA IRRUPCIÓN DE «INDEPENDIENTES ARGENTINOS».

Por Andrea Durán

Alberto Saggese
<

ALBERTO SAGGESE ASUMIÓ la dirección de Gas y Petróleo del Neuquén (GyP) en 2014, cuando Vaca Muerta daba sus primeros pasos y no era aún la promesa de una «segunda Pampa Húmeda» que significa hoy para el país. Con más de cinco años al frente de la petrolera provincial creada en el gobierno de Jorge Sapag, afirma que la formación no convencional «ya no es un activo que se pueda parar», sin importar el color político que venga. «No creo que ningún gobierno vaya en contra del desarrollo de Vaca Muerta», asegura.

Al frente de una empresa que produce 150 m³ de petróleo por día y otros 300.000 m³ de gas, calcula que en los próximos cinco años se podrá duplicar la producción para posicionar a GyP como una petrolera de mediano tamaño. «Hoy tenemos un resultado neto que hemos mantenido entre u$s 10 y 12 millones, que se traducen en dividendos, es decir, una fuente de ingreso para la provincia. Esos dividendos van a crecer en la medida en que los proyectos crezcan. Nuestro *outlook* a cinco años es que GyP pueda llegar a u$s 40 o 50 millones por año de resultado neto», estimó.

Saggese defiende el rol de la empresa como una facilitadora del desarrollo de áreas a través de la alianza con socios internacionales y propone una vuelta de tuerca para aportar más dinamismo en las inversiones: la irrupción de «independientes argentinos» capaces de explotar «superficies más chicas que puedan constituir en sí mismas un proyecto de desarrollo».

¿Cuáles son los objetivos de GyP?

—

Nosotros tenemos 37 contratos activos. Hay algunos que son convencionales y otros no convencionales en proceso de exploración que pueden conducir al desarrollo de un piloto. Y tenemos 11 concesiones no convencionales ya otorgadas, donde empezó a correr el período de los 35 años. Dos están en desarrollo pleno y las otras nueve, en proyecto piloto con planes nacionales presentados, donde las compañías han estimado que, de cumplirse todas las condiciones, iniciarán entonces el desarrollo pleno. El primer objetivo es seguir acompañando a nuestros socios de las 11 concesiones ya otorgadas. Cuando digo acompañando, quiero decir que GyP tiene una función de inspección y monitoreo de las actividades de los concesionarios, no desde el punto de vista de la autoridad de aplicación, sino de socio. Nosotros tenemos un 10% en todas las concesiones, que es muy importante porque le genera a la provincia, como accionista de GyP, un ingreso que poco a poco está creciendo. En los últimos años, el resultado neto se ha mantenido entre u$s 10 y 12 millones, que se traducen en dividendos para la provincia. Esos dividendos van a crecer en la medida en que los proyectos crezcan. Nuestra intención a cinco años es que GyP pueda llegar a u$s 40 o 50 millones por año de resultado neto. GyP es una empresa que produce 150 m³ de petróleo por día y aproximadamente 300.000 m³ de gas diarios. Nosotros calculamos que a cinco años vamos a estar produciendo algo así como 600.000 m³ por día, lo cual posiciona a GyP como una petrolera de mediano tamaño y con un interesante *cash flow*. Por otro lado, buscamos seguir adelante con nuestra función principal, que es la de poner en valor todos los yacimientos de la provincia que hoy no tienen operación. Estos son los dos ejes de nuestra actividad.

¿Eso implica seguir con este plan trimestral de apertura de áreas que tienen?

—

Exactamente.

Es difícil hacer futurología en la Argentina, y más en este contexto, pero ¿cree que, sea cual sea el resultado de las elecciones, en marzo o abril del año que viene puede haber un mayor interés de las empresas en entrar a estas áreas?

—

Las elecciones inciden, pero no tanto. A mi juicio, Vaca Muerta ya tiene pasado, presente y futuro. Se puede acelerar o se puede retrasar, pero no va a dejar de avanzar. Avanzará a pasos agigantados o a pasitos, pero el color político no incide de una manera gravitante. No creo que ningún gobierno vaya en contra del desarrollo de Vaca Muerta.

Parece uno de los pocos puntos de coincidencia que hay.

—

Sería un tiro en el pie. Todos sabemos de qué se trata, lo que tenemos que hacer es darle cada día más impulso como para que Vaca Muerta sea realmente lo que todos esperamos que sea.

EN >

> GYP ES UNA EMPRESA QUE PRODUCE 150 M³ DE PETRÓLEO POR DÍA Y APROXIMADAMENTE 300.000 M³ DE GAS DIARIOS.

Si se piensa en 2021, ¿cuántas áreas podrían estar en desarrollo? ¿Cuántos de esos permisos podrían convertirse en concesiones?

—

De los permisos, calculo que entre cinco y seis todavía están en período de exploración. O sea, no hay apuro de las compañías para declarar la comercialidad de los yacimientos. Pero hay dos o tres que tienen muy buenas posibilidades.

¿Cómo se puede contribuir a cierta aceleración de los tiempos lógicos de exploración, de risqueo, de puesta en producción de estas áreas?

—

GyP es la empresa provincial que desde el 2011 ha iniciado el proceso de apertura de todas las áreas libres de la provincia de Neuquén. Gracias a GyP, hay empresas como Exxon y Shell que tuvieron acceso a áreas. Somos la compañía que más socios internacionales tiene en la cuenca. Y a nuestros socios internacionales les facilitamos todo lo que podamos, si bien es cierto que GyP les genera un cierto costo en cuanto al *carry*, que hace que ellos tengan que invertir el 100% y nosotros nos quedemos con un 10% posterior. De todas maneras, hay un repago de esa inversión. No hay ninguna necesidad de decir que esto es gratis. Hay un repago. Pero a los socios internacionales no les resulta pesado este procedimiento, con lo cual tratamos incluso de colaborar todo lo posible con las empresas, estamos activos en los comités operativos para facilitarles el acceso a las zonas.

En 2013 o 2014, cuando GyP empezó a tener relevancia en la discusión del *carry*, se puso el acento en cuál era realmente la capacidad de inversión que tenía la empresa y en la estructura de recursos humanos. Sin embargo, hoy GyP se posicionó como un elemento creativo que ayuda a que haya nuevos jugadores. ¿Qué balance hace de ese rol?

—

Me encontré con una empresa que era para promocionar, mediante la asociación con otras internacionales o nacionales, las áreas no convencionales, pero a la vez GyP operaba un área, que era Aguada del Chañar, y tenía la pretensión de seguir operando áreas. Una de las primeras cosas que traté de cambiar fue justamente eso. Las empresas provinciales no están para operar yacimientos en un mercado donde los costos y las inversiones que hay que realizar son millonarias, con el riesgo propio de las actividades. Entonces, le dimos otro perfil a GyP, que fue justamente el de viabilizar el ingreso de inversiones. Estamos hablando de áreas sin derisquear, las áreas que nosotros entregábamos tenían muy poca información técnica. No se sabía bien qué era lo que había. Hay un elemento que fue muy complicado en Estados Unidos, denominado *entry cost*. O sea, entrar a un yacimiento sin derisquear tiene un valor y entrar a un yacimiento derisqueado tiene otro. Si pretendemos que una empresa ingrese sin derisquear y, a la vez, cobrarle un costo de ingreso muy alto, lo que se hace es destruir el proyecto. Así quebraron muchísimas compañías chicas independientes en Estados Unidos. Entonces, si bien es cierto que la provincia de Neuquén exige el pago de un bono de ingreso, ese bono nunca es lo suficientemente pretencioso como para destruir los proyectos. Hay compañías que han entrado con un costo muy bajo, y eso les permitió ingresar al proyecto muy rápidamente.

¿Qué se puede hacer para que en las concesiones que hoy están otorgadas haya una mayor agilidad, teniendo en cuenta que Argentina está en un momento difícil?

—

En la Argentina el desarrollo de Vaca Muerta empezó al revés que en Estados Unidos. Allí el gran dinamismo del desarrollo de las cuencas no convencionales vino de la mano de las empresas chicas, con una gran agilidad y maniobrabilidad. Luego, esas empresas chicas empezaron a tener problemas porque habían pagado a los propietarios de las tierras valores más altos de los que podían soportar. En la Argentina se empezó totalmente al revés, un poco por nuestra historia. YPF, propietaria del 50% o 60% de las superficies explotables de Vaca Muerta, hace que esto sea un poco más lento, porque es una sola empresa que no tiene tanto músculo para llegar ahí. El resto de las áreas están distribuidas entre 9 o 10 empresas. Algunas son empresas internacionales que comparten los proyectos con los que tienen en su casa matriz. Al competir con esos proyectos, muchas veces

< EN

\+

Una propuesta para dinamizar el negocio

Revisar el sistema de concesiones

Saggese abre un debate de tintes técnicos para señalar otro tema que está pendiente en lo político y que es, a su entender, la revisión del sistema de concesiones. «Fue estructurado por la Ley 17.319, en el año 1967, cuando no existía ni la más mínima remota posibilidad de hacer explotaciones no convencionales», planteó el titular de GyP. Si bien reconoció que la Ley 27.007 de hidrocarburos de 2013 cambió un poco eso para diseñar cómo iban a ser las concesiones para no convencionales, evaluó que el momento actual demanda repensar nuevamente el sistema a la luz de las nuevas técnicas. «Hoy la predictibilidad de la existencia de hidrocarburos juega más con conceptos informáticos que con geología. En Estados Unidos ya se ha demostrado que esta predictibilidad hace que vos puedas eliminar el riesgo geológico en gran medida en los yacimientos no convencionales. Estamos hablando de una cosa que está en el medio de la industria tradicional y la minería. Entonces, cuando vos podés determinar la existencia de hidrocarburos por otros métodos, la utilización de conceptos que son utilizados por la ley debe ser revisada».

¿Qué propone?

Hoy la ley establece claramente que las concesiones deben ser otorgadas sobre la trampa de estructura productiva. Este concepto no se aplica más en los yacimientos no convencionales. Entonces, al no poder determinar la existencia de una trampa de estructura productiva, en no convencional la única manera que hay de demostrar la existencia de hidrocarburos es perforando un pozo, y ese pozo tiene una limitación física que es hasta dónde llega la fractura. Porque estás fracturando una piedra. Entonces, la fractura llega hasta equis cantidad de metros y, para poner en valor lo que está al lado, tenés que perforar otro pozo, y así sucesivamente. El problema es que cada pozo cuesta u$s 10 millones, no es que estás haciendo pozos de escaso valor. Entonces, si se piensa desde un punto de vista industrial, como lo pensó Techint, cada 28 o 30 días, o lo que dure la perforación de un pozo, estás generando una planta industrial en ese pozo. Entonces, no se le puede pedir a una empresa que tiene la posibilidad de poner 700 plantas industriales que ella sola empresa ponga 700 plantas industriales, una por mes. Tiene que venir otro que ponga equis plantas industriales dentro de la misma superficie, habida cuenta de que ya se sabe que debajo de esa superficie existe el recurso.

EN >

> “
> EN LOS ÚLTIMOS AÑOS, EL RESULTADO NETO SE HA MANTENIDO ENTRE U$S 10 Y 12 MILLONES, QUE SE TRADUCEN EN DIVIDENDOS PARA LA PROVINCIA.

el dinero va a otros más interesantes, por más que Vaca Muerta hoy sea la estrella de las formaciones no convencionales. Lo que puede generar alguna actividad nueva es el desarrollo de independientes argentinos. Esos independientes argentinos tienen que tener la posibilidad de ingresar a campos, que hoy están en manos de estas 10 o 12 empresas, para hacer algún tipo de acuerdo y acelerar el desarrollo con un dinamismo, dándoles superficies más chicas que puedan constituir en sí mismas un proyecto de desarrollo. En Estados Unidos se confía en los grupos de trabajo que tienen la capacidad técnica como para generar una organización y conseguir financiamiento para un proyecto concreto. El proyecto es lo que genera el crédito, no el crédito lo que genera el proyecto.

¿Se pueden segmentar áreas de 2.000 o 3.000 acres y encontrar operadores independientes locales o con un socio local?

—

Con una pata local. No digo que tienen que ser locales, lo que veo muy poco probable es que un independiente americano venga a invertir a la Argentina cuando puede invertir en su país. O sea, esto es como si uno pudiera sembrar en su jardín y en lugar de hacerlo se va a sembrar a un jardín a 14.000 kilómetros de distancia.

¿Esta es la discusión que se viene a corto o mediano plazo?

—

No la veo instalada. Veo proyectos políticos de cualquier color yendo a soluciones diferentes que solo consolidan la posición de las empresas mayores. Pero no están pensando en ampliar esto, como si te dijera que el campo únicamente es para productores agropecuarios que poseen más de 20.000 hectáreas. No, hoy tenemos cientos de chacareros, cientos de emprendimientos de superficies mucho más chicas , y eso genera dinamismo. ×

Gabriela Aguilar

GABRIELA AGUILAR, CEO DE EXCELERATE ENERGY

LA EVOLUCIÓN DE VACA MUERTA REQUIERE DIMENSIONAMIENTO Y RESPUESTAS

EXCELERATE ENERGY IMPULSA, JUNTO CON TRANSPORTADORA GAS DEL SUR (TGS), UN PLAN DE CONSTRUCCIÓN DE UNA TERMINAL MODULAR DE LICUEFACCIÓN EN EL PUERTO DE BAHÍA BLANCA. AGUILAR CONTÓ CUÁLES SON LAS CARACTERÍSTICAS QUE TENDRÁ LA PLANTA.

Por Antonella Liborio

EN >

“

LA DECISIÓN DE AVANZAR CON LA CONSTRUCCIÓN SE VA A TOMAR A FIN DE AÑO O PRINCIPIOS DEL AÑO QUE VIENE.

A RAÍZ DEL INCREMENTO de la producción de gas, son varios los proyectos que tienen por objetivo viabilizar la exportación a largo plazo. Al mismo tiempo que el gobierno impulsa un proyecto de Ley para viabilizar la instalación de una terminal de licuefacción de gas por unos u$s 5.000 millones, la empresa Excelerate Energy impulsa, en forma complementaria con Transportadora Gas del Sur (TGS), un plan de construcción de una planta modular de licuefacción de Gas Natural Licuado en el puerto de Bahía Blanca. Excelerate es una compañía estadounidense pionera y líder del mercado en soluciones flotantes de LNG. En 2008 la compañía desarrolló la primera terminal de regasificación de GNL de América del Sur en Bahía Blanca y en 2011 inauguró otra en Escobar.

En una entrevista con *TRAMA*, Gabriela Aguilar, CEO de la compañía, contó cuáles son las características que tendrá la planta. Distendida y super agradable, la ejecutiva —que posee una amplia trayectoria en la industria hidrocarburífera, tanto en el *upstream* como en el *midstream* de petróleo y gas—recibió a *TRAMA* en las oficinas de la empresa, emplazadas en la piso 25 de la torre Prourban, más conocido como el rulero.

En cuanto a la iniciativa conjunta con la gasífera TGS, aclaró que se está llevando a cabo la etapa preliminar de factibilidad. «Hace años venimos pensando en Argentina y observamos que la evolución de Vaca Muerta requiere dimensionamiento y respuestas. Aunque se cubra la demanda local y regional, sigue quedando un importante excedente. Así fue como empezamos a trabajar con TGS para verificar las posibilidades de tener una planta de licuefacción», remarcó.

¿Los *offtakers* están en distintas partes del mundo o la idea es buscar un mercado particular?

—

Nuestro proyecto es relativamente chico comparado con el que está pensando YPF. Creemos que una compañía de bandera argentina debe tener un proyecto de esa naturaleza, pero sabemos también que va a requerir una importante inversión y un plazo de lanzamiento que podrá llevar entre cuatro y cinco años, en tanto estén dadas las condiciones para hacer el inicio de la construcción. La iniciativa que tenemos con TGS es totalmente compatible con el resto de los proyectos y es fundamental entender que el potencial que tiene Vaca Muerta no va a estar limitado a un solo proyecto. Tendrá lugar tanto para el nuestro como para el objetivo más grande de YPF. Hay que tener en cuenta la cuestión de la escala. El proyecto ideal que hoy necesita Argentina es escalable, es decir que se le brinda al productor una solución para evacuar el gas que no puede colocar durante el verano. Hoy por hoy, el productor que ha invertido sustancialmente en Vaca Muerta no puede ingresar ese gas en el transporte o tiene que competir con gas convencional. Entonces, lo que hay en el caso del gas seco es una depredación total de precios que afecta inevitablemente las decisiones de inversión. La idea es que el proyecto pueda dar respuesta asumiendo la

EXTERRAN
A Systems and Process Company
Exterran.com

NATURAL GAS PROCESSING AND TREATING

Commercialized assets. Custom solutions.

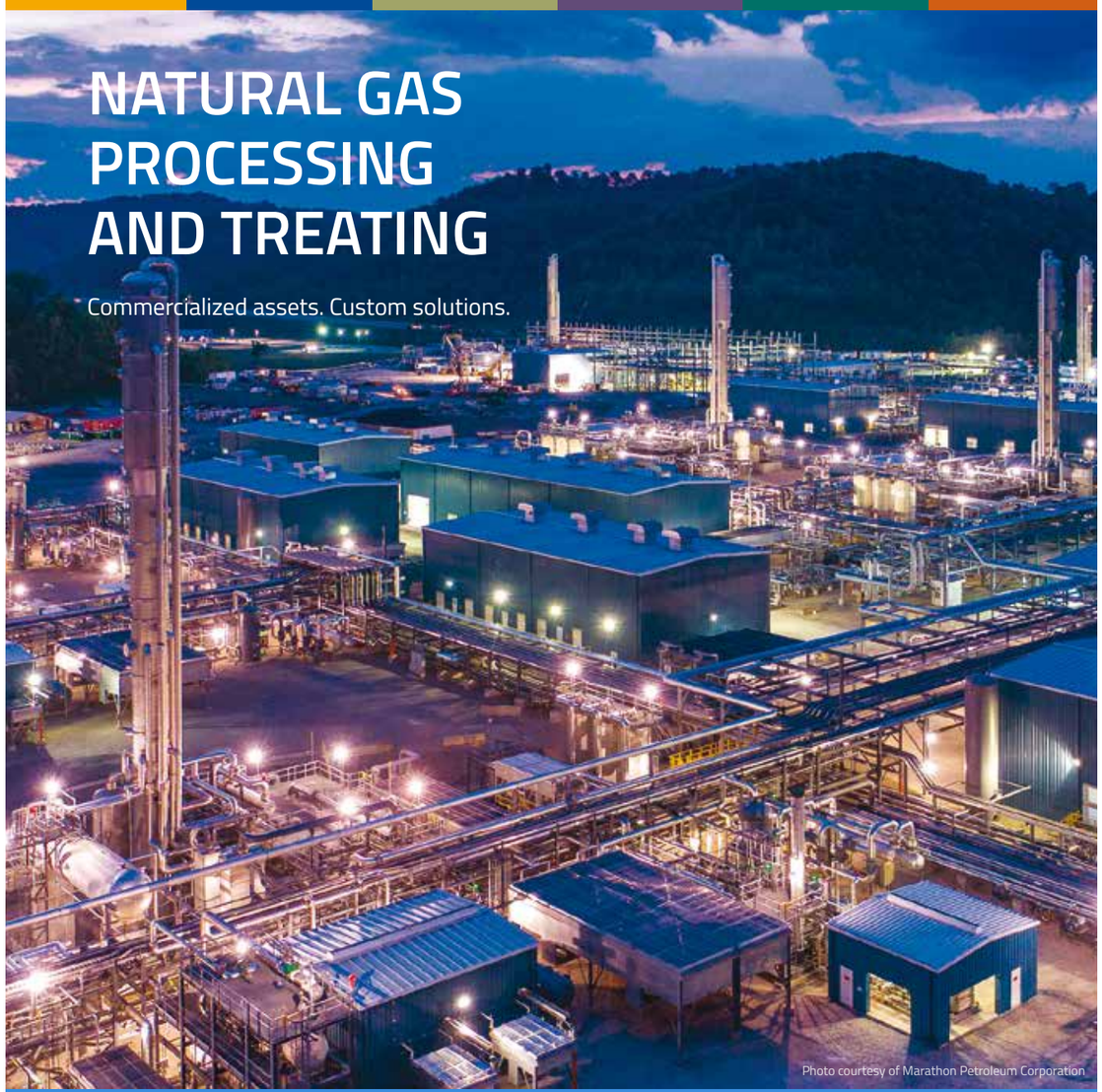


Photo courtesy of Marathon Petroleum Corporation

CREATING VALUE FROM CONCEPT TO COMPLETION.

Learn more at Exterran.com

Av. Alicia Moreau de Justo 170 – Piso 1 “Sur” – C1107AAD – Buenos Aires – Argentina

EN >

infraestructura existente tanto de transporte como de procesamiento de la naturaleza. Esto empezó el año pasado y muchas cosas evolucionaron. La construcción del gasoducto desde Vaca Muerta a Salliqueló, cerca de Bahía Blanca, va a contribuir para liberar estos proyectos de la presión que ocasiona el tiempo estacional. Sobre todo porque vamos a tener capacidad de transporte disponible todo el año. A futuro, el gasoducto construido colaboraría mucho y sumaría capacidad disponible para transportar gas incluso en invierno.

Suponiendo que pueden despejar las variables comerciales y económicas para avanzar en el proyecto, ¿qué capacidad tendría el primer módulo de licuefacción?

—

Nuestro proyecto inicia con 4 millones de metros cúbicos hasta llegar a 16 millones, escalado.

¿Está definido un cronograma de obra? ¿Cuándo podrían estar en instancia de definir la construcción?

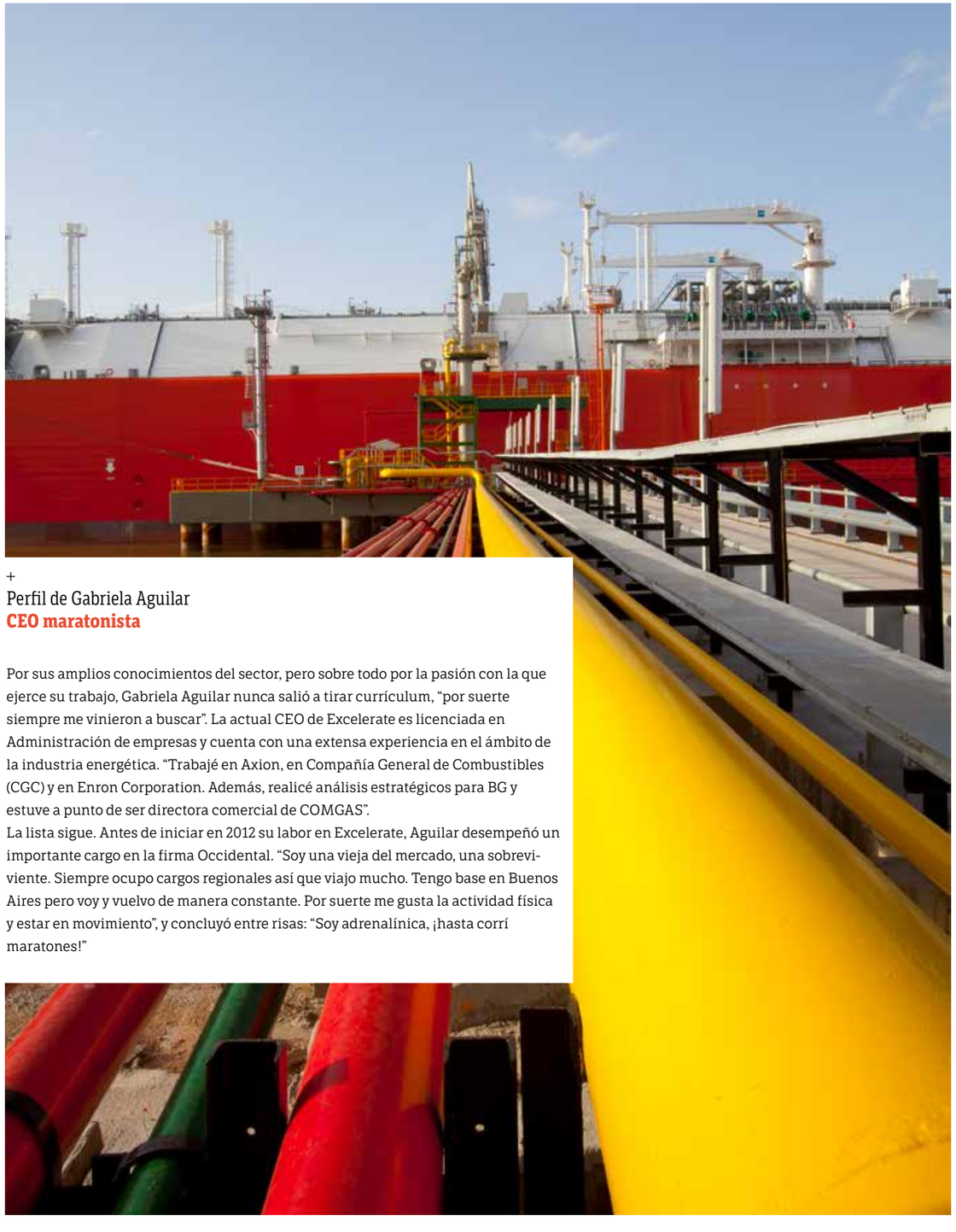
—

Nuestra meta inicial sería a mediados del tercer trimestre de 2020. Es ambicioso. Nosotros venimos trabajando hace un año. Aún tenemos que pasar la etapa de factibilidad. La decisión de avanzar con la construcción se va a tomar a fin de año o principios del año que viene, ya que son 10 meses de análisis y se requiere una inversión muy importante. Primero trabajamos en la etapa de prefactibilidad para establecer los costos de inversión y crear un proyecto sustentable para luego ser presentado en el mercado. Hoy continuamos en esa etapa. Hasta el momento, la reacción del mercado ha sido buena. Hay interesados de distinto calibre. La idea es que esto sirva de base y colabore con el resto de los proyectos.

¿Cuál es el *driver* que va a determinar la continuidad del proyecto con TGS?

—

En primer lugar, el proyecto va a atender la demanda contraestacional y eso es una gran ventaja para el productor. Durante los meses de verano, cuando la demanda local baja, se atenderá el mercado de Japón, China y Estados Unidos. Esta modalidad es una gran ventaja que permite estabilizar el precio anualmente. Todas las variables están disponibles y la decisión correrá por cuenta del productor que decida avanzar con este proyecto. Las opciones son múltiples: hay productores más sofisticados que son socios o bien ellos mismos producen LGN a nivel mundial y pueden incluir determinado volumen en su porfolio. Además, hay otros productores que no producen por su cuenta y también están interesados.
Vamos a colaborar con el productor que necesariamente esté dispuesto a tener un contrato de largo plazo para procesar el gas natural. Por otro lado, tiene que haber un *offtaker*, alguien que tome ese LNG a través de un contrato de largo plazo. Desde TGS



+
Perfil de Gabriela Aguilar
CEO maratonista

Por sus amplios conocimientos del sector, pero sobre todo por la pasión con la que ejerce su trabajo, Gabriela Aguilar nunca salió a tirar currículum, "por suerte siempre me vinieron a buscar". La actual CEO de Excelerate es licenciada en Administración de empresas y cuenta con una extensa experiencia en el ámbito de la industria energética. "Trabajé en Axion, en Compañía General de Combustibles (CGC) y en Enron Corporation. Además, realicé análisis estratégicos para BG y estuve a punto de ser directora comercial de COMGAS".
La lista sigue. Antes de iniciar en 2012 su labor en Excelerate, Aguilar desempeñó un importante cargo en la firma Occidental. "Soy una vieja del mercado, una sobreviviente. Siempre ocupo cargos regionales así que viajo mucho. Tengo base en Buenos Aires pero voy y vuelvo de manera constante. Por suerte me gusta la actividad física y estar en movimiento", y concluyó entre risas: "Soy adrenalínica, ¡hasta corrí maratones!"

y Excelerate nos proponemos colaborar para que esas dos puntas se encuentren.

Excelerate tiene *expertise* comercial para detectar dónde están esos actores...

—

Tenemos *expertise*. Nosotros compramos cargamento a productores de LNG y luego lo vendemos. De hecho, compramos un cargamento en Boston y lo regasificamos durante enero y febrero. Tenemos muchos años de experiencia; ahora bien, Excelerate no es el único que puede ofrecer un servicio al productor.

En cuanto a la variable económica, ¿qué implicancia tiene el *break even* del precio del gas?

—

El proyecto no va a asumir riesgo molecular. Existe lo que se llama *toling* o tarifa de licuefacción a partir de la cual el productor evalúa el mercado y el precio. En verano el precio bajó muchas veces. Lo que puede mejorar es un precio internacional. Ahora bien, estamos hablando de largo plazo. El precio de LNG hoy no necesariamente va a ser el precio de LNG dentro de dos o cinco años. Hoy es el peor momento para que un productor tome ciertas decisiones, porque el precio actual no es atractivo. Lo que se puede hacer es bajar aún más el precio para ingresarlo en el mercado y competir con el resto de los productores existentes.

¿Por qué este proyecto tiene sentido en Argentina y no así en otros países?

—

Hay otros países que tienen un comportamiento similar pero no poseen una estacionalidad tan marcada. En el caso de Argentina, los países regionales no pueden absorber el excedente. Por ejemplo, en Europa existe todo un continente capaz de absorber un volumen adicional y lo mismo pasa en China o Japón. Argentina está limitada para poder evacuar todo el potencial. No todo el caudal que se espera tener de Vaca Muerta va a poder ser evacuado a través de las redes de transporte existentes.

¿Quién va a hacer la inversión de desarrollo?

—

Estamos en ese proceso. Desde Excelerate tenemos interés de participar como accionistas. Por otro lado, necesitamos alguna compañía que tenga participación como productora, como parte del proyecto de licuefacción y que, por supuesto, pueda vender LNG a un tercero.

¿De qué nivel de inversión estamos hablando?

—

Estamos en el orden de los u$s 600/800 millones.

EN >

“
EL PROYECTO VA A ATENDER LA DEMANDA CONTRA-ESTACIONAL Y ESO ES UNA GRAN VENTAJA PARA EL PRODUCTOR.

Es una terminal modular de licuefacción...

—

Exacto, es una terminal modular en tierra con almacenamiento flotante. Sin duda tiene sus beneficios. En términos de tiempo, costo y medio ambiente, la construcción de tanques de LNG tiene una carga importante. Entonces, para colaborar con los costos, el almacenamiento flotante es una ventaja.

YPF está promocionando la construcción de una terminal de licuefacción, ¿qué sentido tiene ese proyecto para Excelerate?

—

Creo que los proyectos son independientes, aunque siempre colaboramos y mantenemos conversaciones. La iniciativa de licuefacción de YPF resulta ser un buen *testing* porque pone a prueba todas las dificultades que existen en proyectos de este calibre.

¿Excelerate está en condiciones de jugar un rol en ese proyecto?

—

Por tamaño, en ese proyecto, no. Son proyectos complementarios, ambos viables. Por supuesto que si tengo que elegir dónde industrializar el gas me gustaría que sea en Argentina, y que eso traiga promoción, desarrollo y puestos de trabajo. Por eso digo que todos los proyectos son viables.

¿Cómo evalúas el mercado del gas a futuro?

—

Hay que hacer un análisis cuidadoso. Acá va a coexistir el gas convencional maduro, que requiere un montón de inversión para sostener la producción, con el no convencional, que si bien tiene una proyección muy importante en Vaca Muerta, también va a requerir un compromiso de largo plazo en forma constante. El no convencional va a requerir inversión constante y continua a lo largo del tiempo. Si miramos el pasado no tenemos buenas noticias, pero hay que mirar hacia el futuro. Porque las decisiones de inversiones de los productores han sido muy cambiantes dependiendo de las condiciones económicas del precio del gas y tarifas. Particularmente la tarifa de gas tiene un componente social muy importante y, por ende, a la hora de tomar decisiones respecto del precio, entra en juego la política. Esto explica el comportamiento zigzagueante que el precio del gas mantuvo a lo largo de los años. También existen los yacimientos de producción de crudo con gas asociado. Posiblemente se produzca un cambio de porfolio. Muchos productores están modificando el perfil a la producción de crudo. Sobre todo porque hoy ya existe una infraestructura en la que el precio del crudo es internacional y no se pone en discusión. Y cuando digo esto no estoy pensando en el mercado local, hablo de la exportación de crudo.

¿Cuál es la reflexión sobre el acuerdo con YPF?

—

Estamos muy contentos con ese acuerdo con YPF, que se va a extender hasta mayo de 2020. Fue un requerimiento de YPF y claramente está asociado con la estacionalidad. El primer cargamento real de exportación se va a dar en octubre. Para nosotros ser parte de eso es importante, queremos acompañar a Argentina en todos los procesos. El barco se llama Excalibur y tiene una capacidad de 138.000 metros cúbicos de LNG, con lo cual el tiempo de carga es menor respecto de otros barcos con capacidad de 155.000 metros cúbicos. Con YPF trabajamos hace muchos años y este es un acuerdo de confianza. Respecto del mercado, eso va a ser una decisión de YPF; hay muchas opciones y colaboraremos con ese tema pero aún no está definido el mercado. ×

“
DURANTE LOS MESES DE VERANO, CUANDO LA DEMANDA LOCAL BAJA, SE ATENDERÁ EL MERCADO DE JAPÓN, CHINA Y ESTADOS UNIDOS.

< EN

ARMANDO LOSON (HIJO), PRESIDENTE DE ALBANESI

ESTÁ BIEN QUE HAYA ENERGÍA RENOVABLE, PERO HOY NO DEBERÍA SER PRIORIDAD

EL EMPRESARIO REALIZÓ UN BALANCE DE LA GESTIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN DURANTE LOS ÚLTIMOS CUATRO AÑOS. Y ANALIZÓ LA SITUACIÓN DEL MERCADO DE GAS A PARTIR DE LA CAÍDA DE LOS PRECIOS.

Por Antonella Liborio

EN >

> “
>
> SI EL MERCADO SE ESTABILIZA, EN LOS PRÓXIMOS DOS AÑOS TENDREMOS INVERSIONES DE U$S 500 MILLONES.

ARMANDO LOSON, HIJO DEL EMPRESARIO ROSARINO que lleva el mismo nombre, tiene 46 años, es licenciado en Economía por la Universidad de San Andrés, aunque no se define como economista. Su hábitat es el mundo de la energía. Desde que se recibió ingresó en Albanesi, la empresa familiar que hoy preside. Pasó por el área de Desarrollo de Negocios, la operación de centrales y se especializó en Finanzas cuando la compañía –líder en el mercado de comercialización de gas y un jugador de peso en el negocio de generación– salió al mercado internacional para solventar la construcción de nuevas centrales térmicas. Agradable, analítico y de bajo perfil, Loson reparte su tiempo entre su jornada en el piso de la torre Catalinas, donde Albanesi tiene su sede, y su familia integrada por su mujer y tres pequeños hijos. El empresario repasó los proyectos de generación eléctrica construidos bajo el paraguas de la Resolución 21 de la Secretaría de Energía, aseguró que el sector del gas deberá enfrentar desafíos regulatorios y dejó en claro que las energías renovables deben acompañar, pero no ocupar un lugar protagónico en el desarrollo del sector eléctrico. Además, analizó el panorama actual y reflexionó sobre las oportunidades y desafíos que deberá asumir Albanesi, una firma que fue fundada en 1929 y en la actualidad comercializa más del 10% del total del gas natural consumido en el país.

En 2015, con el cambio de gestión, el diagnóstico sugería incentivar la potencia térmica de rápido ingreso porque era estrecha la oferta y la demanda. ¿Qué balance hace de ese proceso que finalmente dio lugar a las Resoluciones 21/16 y 287/17?

—

El proceso fue muy exitoso, no solo las empresas que veníamos invirtiendo en el sector hicimos foco y fuerza en tratar de participar de los proyectos sino también muchos jugadores nuevos. Creo que el sector venía siendo exitoso con inversiones, pero el cambio de gobierno y un mejor acceso al mercado de capitales, sumado al endeudamiento internacional, que para mí fue el principal *driver*, hizo que todo ese proceso resultara muy exitoso. Hubo muchos proyectos en cada una de las licitaciones, incluso algunos quedaron afuera. Todo el sistema se basó en última tecnología y se abrió la posibilidad de los cierres de ciclo en una segunda etapa. Fue exitoso porque había necesidad de energía, por un lado, y avidez de inversión, por el otro. Más allá de las empresas, fue clave el modo en que acompañaron los inversores. Cuesta encontrar un sector que haya crecido tanto en el último tiempo, acompañado de las inversiones extranjeras. Cuando se realizó la licitación de la Resolución 21/16 para crear nueva capacidad de generación térmica, nosotros metimos un proyecto de cogeneración. Era una licitación de emergencia y se priorizaba la energía puesta a disposición en poco tiempo. Hablo de la Central Térmica Ezeiza, un proyecto «*greenfield*» que involucró la adquisición de un predio de 8 hectáreas en el municipio de Ezeiza, la construcción de una nueva planta de generación y la instalación de tres turbinas Siemens SGT-800 de 50 Mw cada una a disposición de Cammesa. El proyecto entró y hoy está entregando energía eléctrica desde el año pasado y vapor desde este año. En el caso de la Resolución 287/17, la Secretaría de Energía llamó a la licitación de cierre de ciclo y cogeneración sobre equipamiento ya existente. Los proyectos de cogeneración son más eficientes que los de ciclo combinado. Tienen una eficiencia térmica por arriba del 80%. En un ciclo combinado bueno, es del 60%. Esto refuerza el interés del sector y las posibilidades que hay en cuanto a lo térmico.

¿Venían estudiando esos proyectos?

—

Sí, los estudiamos dos años. Todos los proyectos que entraron en las resoluciones 21/16 y 287/17 fueron analizados: el proyecto de cogeneración en la planta industrial Timbúes perteneciente a la aceitera Renova en Santa Fe, la planta de cogeneración ubicada sobre un predio propiedad de la cerealera Louis Dreyfus en Arroyo Seco (Santa Fe), la ampliación de M. Maranzana en Río Cuarto (Córdoba) y la ampliación de la Central Térmica Independencia en Tucumán. Todo esto se venía estudiando con anticipación. Teníamos una carpeta de trabajos pendientes a la espera de una oportunidad para llevarlos adelante.

¿Cómo fue la entrada al mercado de generación?

—

En 2001, nuestros principales clientes requerían centrales térmicas. En ese sentido, éramos líderes del mercado en comercialización y cuando sos líder el crecimiento es marginal. Entonces decidimos vender más gas y para eso era necesario generar el consumo. Invertimos en generación en un contexto en el que nadie invertía en generación. Compramos la central

EXPRO

La misión de Expro es

Well Flow Management™

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

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

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

www.exprogroup.com

EN >

ALBANESI
EN NÚMEROS

28
AÑOS COMERCIALIZANDO GAS NATURAL

10
PLANTAS GENERADORAS DE ENERGÍA UBICADAS EN 7 PROVINCIAS

275 MW
EN CONSTRUCCIÓN

19
AÑOS GENERANDO ENERGÍA ELÉCTRICA

1.520 MW
INSTALADOS

térmica Piedra Buena en 2004. En 2005 compramos Generación Mediterránea, que era el último activo de Enron en Argentina. Hicimos todo eso con la fuerte convicción de seguir creciendo en el terreno del gas y generar nuestro propio consumo. Años después se produjo una expectativa de cambio de tarifa muy fuerte y algunos grupos grandes estaban comprando activos. En Piedra Buena habíamos entrado con un fondo de inversión americano y, cuando nos hicieron una oferta para vender, el fondo se retiró y nosotros hicimos lo mismo.

Muchos productores están preocupados porque no hay señal de precio. ¿De qué modo impacta en su empresa esta dinámica del mercado?

—

Impacta, por supuesto. Hay que ser ágil y hábil para entender el papel de intermediario. Al estar en el medio, tenés que medir las dos puntas. Con los productores tenemos relaciones a largo plazo. Hay circunstancias en las que nos sentamos a discutir determinados cambios en la regulación para subsistir en la relación y que no se genere nada disruptivo. Sin duda hay que discutir, sobre todo cuando no sabés hacia dónde va el mercado.

¿Ve en el sector de comercialización una oportunidad grande para Argentina?

—

Sin duda, y también sumaría lo que es energía eléctrica. Allí puede que se generen mayores condiciones de competencia. Siempre vimos el rol del comercializador como un actor del mercado que genera relaciones de competencia y beneficia a los consumidores.

En materia de generación y gas, algunos sectores sostienen que la energía termoeléctrica debe incentivar a monetizar el gas de Vaca Muerta. Otro sector apuesta a las energías renovables. ¿Se identifica con alguna de estas perspectivas?

—

Cien por ciento con la primera. Argentina es un país gasífero y todo lo que sea el desarrollo de Vaca Muerta es muy importante para su crecimiento. En cuanto a las renovables, me parece interesante como un complemento de la matriz, pero cuando tenés un país gasífero, y sobre todo ahora que los precios de gas

www.shakespearestudio.com.ar

Todo se transforma

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

Petrocuyo
Repensando el futuro

EN >

“

ARGENTINA ES UN PAÍS GASÍFERO Y TODO LO QUE SEA EL DESARROLLO DE VACA MUERTA ES MUY IMPORTANTE PARA SU CRECIMIENTO.

están bajando, los altos costos de generación renovable no son lo más conveniente. Para el futuro me parece más relevante que se siga desarrollando lo térmico en función de la sinergia que tiene con Vaca Muerta.

Las renovables tienen derecho prioritario por ley. ¿Puede llegar a ser un problema, teniendo en cuenta la competencia que implicaría con la demanda de gas?

—

El problema se genera cuando la prioridad del renovable elimina una central de ciclo combinado que es muy eficiente. Está muy bien aprovechar los renovables, pero de esa forma no se hace más eficiente el sistema. Esa competencia no es beneficiosa. Me parece bien que haya un porcentaje de renovable en la matriz energética, pero no debería ser prioridad.

¿Qué está mirando la compañía en el actual escenario de volatilidad e incertidumbre en cuanto a qué va a pasar en materia regulatoria?

—

En lo que respecta a la compañía, tenemos tres proyectos que están en desarrollo: los dos cierres de ciclo en Ezeiza y en Río Cuarto, y el proyecto de cogeneración para Dreyfus. Entre los tres sumamos una inversión de u$s 600 millones, de los cuales se han invertido alrededor de u$s 100 millones en la compra de equipamientos. Tenemos varios proyectos en marcha, aunque hoy es difícil evaluar alternativas de inversión. Nuestra carpeta está armada y somos optimistas. Si las condiciones de mercado se estabilizan pronto y no hay ninguna noticia inesperada respecto de los contratos, en los próximos dos años tendremos inversiones de u$s 500 millones.

¿Ve oportunidades en el sector para comprar activos?

—

Puede haber algunos cambios en los próximos años. Veo varias compañías buscando, pero todavía no está claro quiénes están vendiendo. Se pueden dar fusiones.

¿Su *expertise* siempre fue el sector financiero?

—

Cuando empecé a trabajar en la compañía hace más de 20 años, cumplí un rol comercial. Después desarrollé nuevos negocios buscando alternativas de inversión y cuando empezamos a expandirnos en el sector energético me volqué a lo financiero, principalmente para financiar los proyectos de expansión. En los últimos 10 años invertimos más de u$s 1.000 millones, no es una cifra menor. Pasamos de trabajar solo con bancos locales a tener en 2007 nuestro primer crédito *offshore*. Más tarde hicimos nuestra primera emisión en el mercado de capitales local. A pesar de ser una compañía chica en muchos aspectos, tenemos un departamento financiero muy profesional, y en cuanto a la parte técnica, contamos con gente que trabaja muy bien.

¿Dónde ve mayores desafíos en los próximos años, en gas o electricidad?

—

Vamos a tener desafíos en ambos, los dos van a ser regulatorios en muchos aspectos. La solución va a estar más fácil en el sector energético como generación. Puede que el desafío sea más grande en gas natural y petróleo. Porque hay que terminar de delinear un sistema a mediano/largo plazo y complacer tanto al Estado como a las empresas privadas. ×

LA PLANTA FLOTANTE QUE PRODUCE LNG PARA EXPORTAR

VIAJE AL INTERIOR DE LA BARCAZA LICUEFACTORA DE YPF

DESDE FEBRERO, LA NAVE DE LA COMPAÑÍA BELGA EXMAR REPOSA EN EL PUERTO DE MEGA, BAHÍA BLANCA. FUE BAUTIZADA *TANGO FLNG*, PERO SE CONSTRUYÓ EN CHINA; TIENE UN CAPITÁN CROATA Y TRABAJADORES DE DISTINTOS LUGARES DEL MUNDO. YPF LA ALQUILÓ POR DIEZ AÑOS Y APUESTA A PRODUCIR 500.000 TONELADAS ANUALES.

Por Fernando Krakowiak

EN EL MUELLE QUE LA EMPRESA Mega tiene en Ingeniero White, a solo 10 kilómetros de Bahía Blanca, reposa desde febrero una mole de color naranja de 144 metros de largo y 32 de ancho. Es la planta flotante que la petrolera YPF le alquiló por diez años a la compañía belga Exmar para convertir en Gas Natural Licuado (LNG, según su sigla en inglés) la producción proveniente de la formación Vaca Muerta. La nave fue bautizada *Tango FLNG*, pero se construyó en China; está comandada por un capitán croata llamado Ante Govic, que tiene bajo sus órdenes a ucranianos, colombianos, venezolanos, argentinos y hasta a un jamaiquino. *TRAMA* recorrió la barcaza el pasado 3 de septiembre, días antes de que empiece a producir LNG de modo continuo para exportar.

LAS ENTRAÑAS DEL GIGANTE

Una vez que se llega al final del muelle, es necesario transitar por unas escaleras grises, angostas, con barandas amarillas, para subir a la cubierta de la plataforma. «Visitors subject to search in case of alarm proceed to muster station», se puede leer desde la escalera cuando se está por abordar. «No cellphone, no photo, no smart watch, no naked ligths», dice otro de los carteles. Cualquier tipo de dispositivo electrónico está prohibido. «No smoking», puede leerse en una de las paredes con letras gigantes en rojo. La seguridad es estricta porque el barco trabaja con gas, y la prioridad de todos es no volar por el aire. El día es soleado, pero el viento sopla con fuerza

“

YPF YA REALIZÓ EN JUNIO UNA PRIMERA EXPORTACIÓN DE LNG, PERO FUE SOLO UNA OPERACIÓN PUNTUAL PARA CHEQUEAR EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA.

+
Cifras

144
METOS DE LARGO LARGO Y 32 DE ANCHO TIENE LA BARCAZA TANGO FLNG.

35
TRABAJADORES DE AL MENOS SEIS NACIONALIDADES SE DESEMPEÑAN ARRIBA DE LA PLATAFORMA FLOTANTE.

160
GRADOS BAJO CERO REQUIERE EL PROCESO DE ENFRIAMIENTO PARA LICUAR EL GAS NATURAL.

sobre la barcaza y obliga a extremar los recaudos al transitar por la cubierta. Todos los invitados reciben una charla donde los instruyen sobre las medidas de seguridad para tomar en cuenta mientras estén dentro de la barcaza. En uno de los extremos de la nave, sobresale una antorcha que va quemando gas, ya que no se ventea el fluido a la atmósfera.

Los operarios trabajan en turnos de 12 horas durante un mes y luego tienen un mes de descanso. Hay maquinistas, personal de mantenimiento, ingenieros, técnicos electromecánicos, supervisores. Por ahora, de los 35 trabajadores que tiene la barcaza, solo 12 son argentinos, pero el objetivo, a partir del pedido que realizaron los gremios, es que, a medida que se vayan capacitando, la cantidad de empleados locales crezca.

En la sala de control, está todo listo para comenzar a operar. Consolas con monitores, teclados y teléfonos empotrados desde donde se supervisa la actividad de la planta. «wind sensor», «trim indicator», «UHF radio», «manual depressure», «list indicator» y «remote control panel» son algunos de los pequeños carteles que guían la operación.

En la pared sobresalen un plano de la planta, un termómetro y dos teléfonos amarillos y negros. Allí se ubica el capitán Ante Govic, un croata que trabaja para Exmar. Llegó junto con la plataforma y tiene previsto seguir al frente. El idioma obligado arriba de la plataforma es el inglés, porque hay trabajadores de al menos seis nacionalidades.

LA OPORTUNIDAD

La unidad de licuefacción flotante de Exmar se construyó a partir de un acuerdo que la compañía belga firmó con Pacific Rubiales Energy, en marzo de 2012, para instalar la planta en la costa colombiana. En septiembre de 2016, se realizaron con éxito los testeos en el astillero Wison Offshore and Marine Ltd., de la ciudad china de Nantong, y en julio de 2017 se oficializó la entrega de la barcaza. Sin embargo, el proyecto que preveía su instalación en Colombia se canceló. YPF vio aquel fracaso como una oportunidad y el año pasado comenzó las negociaciones para traer al país la plataforma que entonces estaba en Shangai y se llamaba «Caribbean FLNG». El contrato se firmó en noviembre de 2018, y la barcaza arribó en febrero de este año. Como se trata de una unidad sin propulsión, el transporte estuvo a cargo del buque de carga pesada *Forte*, de bandera maltesa, y una vez que llegó al puerto se la acercó al muelle de Mega con la ayuda de cuatro pequeños remolcadores de la Agencia Marítima Meridian.

La plataforma móvil produce unos 3.300 metros cúbicos por día de LNG y tiene tres tanques con una capacidad conjunta de 16.100 metros cúbicos. Por lo tanto, en cinco días colma su almacenamiento. A raíz de ello, el jueves 12 de septiembre amarró el buque metanero *Excalibur*, de Excelerate Energy, que cuenta con una capacidad de almacenamiento de 138.000 metros cúbicos de LNG y permanecerá unos 40 días hasta completar su carga.

YPF ya realizó en junio una primera exportación de LNG desde Bahía Blanca, pero entonces fue solo una operación puntual para chequear el funcionamiento del sistema. Ahora, en cambio, comenzó a producir de manera continuada. De hecho, la empresa está terminando de cerrar un contrato con un segundo barco que arribaría a fines de octubre.

La intención es exportar seis barcos entre octubre y mayo del año próximo, cuando la vuelta del frío obligue a interrumpir la exportación. «Con esta barcaza aprovechamos al máximo la compatibilidad estacional con el hemisferio norte, que nos permite licuar el gas cuando nos sobra para mandarlo a determinadas latitudes donde la demanda crece por el consumo residencial», afirma Marcos Browne, vicepresidente de Gas y Energía de YPF.

El proceso de licuefacción no es sencillo.

Lo primero que se hace es despojar al gas natural de todos los elementos que son nocivos para el proceso de industrialización, como el agua y el dióxido de carbono. En ese proceso también se extraen los hidrocarburos pesados y otros gases que acompañan al metano. Luego se avanza con el proceso de refrigeración, que consiste en llevar el gas natural de una temperatura de entre 35 y 40 grados, con la que llega a Bahía Blanca, a los 160 grados bajo cero, que es el punto en que se licúa y se mantiene líquido a presión atmosférica.

La ventaja de ese proceso es que su volumen se reduce en 600 veces. Una vez licuado, se almacena en tanques a una temperatura que va de 159 a 162 grados bajo cero. El buque metanero *Excalibur* tiene una capacidad de 138.000 metros cúbicos de LNG, que equivalen a unos 82 millones de metros cúbicos de gas natural.

El mercado mundial de LNG mueve unos 300 millones de toneladas anuales, y las proyecciones muestran que la demanda podría llegar a duplicarse en los próximos 20 años.

Con la barcaza, YPF tiene previsto producir unas 500.000 toneladas anuales que, según detalló Marcos Browne, reportarán unos u$s 200 millones anuales. No obstante, la empresa lo ve solo como el

+
Cifras

600
VECES SE REDUCE EL VOLUMEN DEL GAS NATURAL AL SER LICUADO.

16.100
METROS CÚBICOS DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO TIENE LA BARCAZA.

500.000
TONELADAS ANUALES DE LNG TIENE PREVISTO PRODUCIR YPF CON LA BARCAZA.

200
MILLONES DE DÓLARES ANUALES REPORTARÁ LA EXPORTACIÓN DE LNG.

10
AÑOS ES EL PLAZO DE ALQUILER QUE ACORDÓ YPF CON EXMAR PARA EXPLOTAR LA BARCAZA.

300
MILLONES DE TONELADAS MUEVE EL MERCADO MUNDIAL DE LNG.

primer paso de una estrategia a largo plazo. «Esto es solo una muestra muy chica de lo que podemos hacer si efectivamente desarrollamos la infraestructura de licuefacción que tenemos en mente», afirma Browne, uno de los principales impulsores del proyecto dentro de la compañía.

EL SUEÑO DE LA PLANTA TERRESTRE

La petrolera quiere construir una planta de procesamiento en tierra con una capacidad de licuefacción de 5 millones de toneladas por año, diez veces más que la barcaza. La concreción de ese proyecto demandará unos u$s 5.000 millones, y su construcción demoraría al menos cinco años. YPF tiene claro que una inversión de esa magnitud no puede realizaría en soledad. Sabe que hay muchos interesados y que el plan lo debería llevar adelante un consorcio de empresas. Por ahora, recién se está evaluando la factibilidad del proyecto, incluyendo la infraestructura y la ingeniería, lo que deberá ir de la mano del desarrollo de Vaca Muerta y de la construcción de un nuevo gasoducto que una la Cuenca Neuquina con la provincia de Buenos Aires. Una de las propuestas es montar esa planta de licuefacción también en la costa atlántica, ya sea en Bahía Blanca o en alguna ciudad relativamente cercana, como Quequén o Carmen de Patagones. El plan también contempla la construcción de un nuevo polo petroquímico que procesará los componentes más pesados extraídos del gas, pero todavía no hay nada definido. «Estamos bastante lejos en términos temporales del momento en que haya que tomar la decisión final de inversión. Hoy estamos concentrados en terminar de darle forma al proyecto, que tiene una complejidad alta», remarca Marcos Browne.
Como parte de ese plan, la compañía le presentó al presidente Mauricio Macri un proyecto de ley para promocionar la exportación de LNG. La intención es fijar condiciones que permitan firmar contratos de venta por plazos de hasta 20 años, pero en el contexto político y económico actual esa discusión pasó a segundo plano y seguramente quedará para el próximo gobierno. Por ahora, lo que sí es una realidad es la barcaza con la cual la Argentina se sumó al lote de los 20 países que exportan LNG. ×

GAS Green Oil Services
VIRTUAL GasNet
GEA ENERGY
QUINPE

Desarrollamos nuestro negocio con un firme compromiso de inversiones en nuestro país.

SIDECO AMERICANA
DIVISIÓN ENERGÍA

ELABORACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE COMBUSTIBLES

EL «*REVAMP*» DE NEW AMERICAN OIL

CON UN PREDIO DE 8 HECTÁREAS, NAO MUEVE EN LA ACTUALIDAD 9.000 CAMIONES POR AÑO, QUE EQUIVALEN A 300.000 METROS CÚBICOS DE COMBUSTIBLE, ENTRE LOS QUE ENTRAN Y SALEN DE SU REFINERÍA, EN EL PARQUE INDUSTRIAL PLAZA HUINCUL.

EN >

< EN

«*REVAMP*». Palabra inglesa que, según el Diccionario de Cambridge, significa: «cambiar o arreglar algo de nuevo, con el objetivo de mejorarlo». El término se oye mucho en Rodrigo Arias, gerente general de New American Oil. Con su versión argentina, si es que acaso existe: «revampear». Todo el tiempo, en cada línea, con cada concepto. Como si fuera la clave del ADN de New American Oil, empresa que cumplirá 20 años en 2020 y que llegará a ese aniversario siendo algo muy distinto de lo que fue cuando comenzó.

«A principios de 2017, decidimos revampear nuestra refinería para los crudos no convencionales. Para las producciones primarias de los proyectos no convencionales en fase de ensayo, éramos una muy buena opción de evacuación de petróleo. Lo mismo que se da con el gasoil», señalan en la empresa. «Por nuestra ubicación estratégica, desde Plaza Huincul teníamos la capacidad logística de darles a los productores ese servicio. Las petroleras que estaban arrancando en Vaca Muerta no tenían sus *facilities* en tierra para tratarlo, para inyectarlo. Entonces, nosotros íbamos y se lo retirábamos», describen.

El formato, agregan, se replicó con el gasoil. Así, indican, NAO se convirtió en un proveedor que, a su vez, se transforma en cliente. «Estamos de ambos lados del mostrador: compramos petróleo y vendemos combustible. Y, por eso, podemos canjear petróleo por combustible», definen.

Con un predio de 8 hectáreas, NAO mueve en la actualidad 9.000 camiones por año, que equivalen a 300.000 metros cúbicos de combustible, entre los que entran y salen de su refinería, en el Parque Industrial Plaza Huincul.

«Vaca Muerta nos puso más oferta y más demanda en la puerta de nuestra refinería», aseguran en NAO. «Siempre, tuvimos la vocación de conocer todo el espectro de crudos de la cuenca de testearlo en nuestra refinería, conocer sus rendimientos, entender la geología. Cuando fue lo de Vaca Muerta, la curiosidad se acrecentó. Las señales eran esas», narran.

Con clientes como XTO, ExxonMobil, Chevron, Baker Hugues GE, Pluspetrol y Halliburton, NAO también logró posicionarse en Vaca Muerta como proveedor *back up*; en los casos en los que no son la primera opción del productor, dada su cercanía a los *rigs* y *stocks* permanentes de combustibles aseguran siempre una rápida respuesta ante imprevistos.

PUNTO DE PARTIDA

Hoy, New American Oil tiene 50 empleados, más otros tantos si se considera su operación logística. Dos décadas atrás, arrancó con dos: sus fundadores. Jorge Arias, un ex Pérez Companc, y Eduardo Mónaco, quien provenía de EMU SAIC, una empresa de fabricación de equipamientos pesados de gas y petróleo, que tenía larga trayectoria en la industria. El proyecto arrancó operando con combustibles para el agro. Luego, llegó a estaciones de servicio. El gran salto se dio en 2002: alquiló una planta de asfalto modificado y la reconvirtió («revampeó», como les gusta decir en la firma) para petróleo. Cinco años después, la adquirió. Así, 2007 se convirtió en el punto de partida de un ciclo de inversión para ampliar capacidad y procesos. Por ejemplo, adaptándola para procesar *shale*.

Otro hito tuvo lugar en marzo de este año. NAO adquirió Medanito Challaco, planta de inyección y bombeo que pertenecía a la atribulada Medanito y que a la compradora le dio acceso directo al oleoducto Oldelval, caño de 1.700 kilómetros que une Rincón de los Sauces (Neuquén) con Puerto Rosales (Bahía Blanca).

«Es la parte de servicio y evacuación de petróleo. Lo retiramos con camiones cisternas, lo inyectamos a través de nuestra planta y el crudo que el productor tenía en una locación no conectada ahora está en Bahía Blanca. Sería nuestro pasito en *midstream*», define Arias.

Lo ve como un proyecto escalable. «Desde que la compramos, empezamos a ponerla en valor. Funciona a un tercio de su capacidad. Comenzamos a habilitar los otros tanques que tenía. Cambiamos por bombas más rápidas. Cambiamos todas las instalaciones, con lo cual puede funcionar tres veces más que antes. Es una nueva unidad de negocios», amplía.

«Ya no somos una empresa que solo refina y vende combustible. Somos una empresa de servicios. Y uno es la entrega de combustible *just in time*. Otro, el *midstream*».

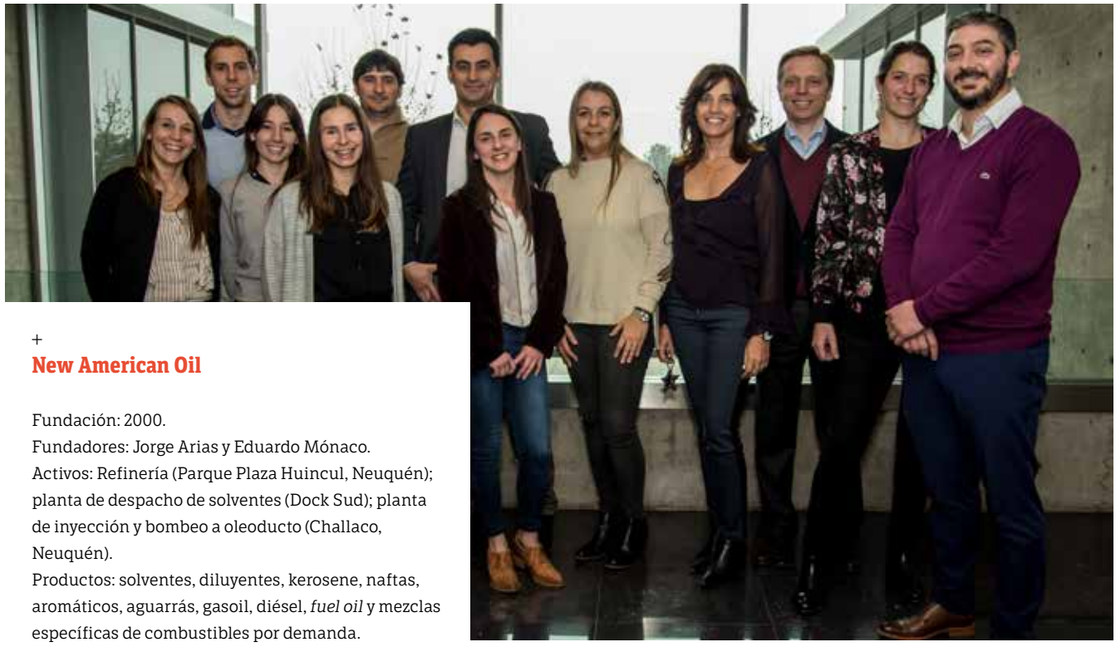
«Nuestro principal foco es el servicio de entrega de combustibles. Dejar de ser una refinería que hace productos para ser una empresa de servicios», insiste. Su principal ventaja competitiva para ese *turn-around*, apunta, es contar con producción propia. «Podemos garantizar calidad, *stock* permanente y aprovechar nuestra posición geográfica. Para llegar a Vaca Muerta, somos, desde el punto de vista de los combustibles, la empresa con

+

Tiempo de mejora

«Estamos en un estadio en el que nuestras obras son para eficientizar procesos, como el recupero de las corrientes calóricas o del gas de refinería», indica Arias, acerca del actual foco de inversión de NAO. «Fuimos creciendo con una lógica: primero, el músculo. Ahora vamos con cuestiones más finas». En ese sentido, menciona su cargadero de camiones como un hito importante en cuanto a servicio: ocho dársenas en Plaza Huincul, con capacidad para operar en simultáneo. «Lo mismo nuestro parque de tanques, que creció mucho», subraya.

EN >



+
New American Oil

Fundación: 2000.
Fundadores: Jorge Arias y Eduardo Mónaco.
Activos: Refinería (Parque Plaza Huincul, Neuquén); planta de despacho de solventes (Dock Sud); planta de inyección y bombeo a oleoducto (Challaco, Neuquén).
Productos: solventes, diluyentes, kerosene, naftas, aromáticos, aguarrás, gasoil, diésel, *fuel oil* y mezclas específicas de combustibles por demanda.

mayor *stock* y de mayor cercanía, y con la mayor oferta de diésel que se pueda consumir: bajo azufre, grado 2, base gasoil para lodos, para fractura, para *coiled*, para perforación, para generación... Tenemos toda la gama», despliega. Algo que, recuerda, para una empresa de servicios petroleros resulta vital.
«La operación petrolera no se puede quedar sin gasoil», remarca. Así, NAO retira el crudo del yacimiento –siempre, en condiciones comerciales, de agua y sal– y lo devuelve convertido en gasoil.
En su caso, el grado 2 más bajo de azufre del mercado: menos de 300 partes por millón, acorde con lo que la legislación argentina prevé recién para 2022.
«Explotamos esa cercanía geográfica. Con cualquier productor que nos venda crudo, también habrá un *win-win* de precios. Porque no tiene que llegar a Puerto Rosales para venderlo», describe Arias. En ese sentido, el productor ahorra flete, tratamiento, transporte y costos de almacenamiento antes de exportarlo o venderlo al mercado interno. «Acá, el día uno ya nos lo entregó. Tiene ahorro financiero y no carga con el transporte. Nos pasa a nosotros el título y riesgo cuando sale de la brida de despacho».
En la empresa, reconocen que su negocio más fuerte es el diésel. Desde siempre. Sin embargo, intentan diversificar. No depender enteramente del negocio petrolero. Por ejemplo, continúan proveyendo al agro y, también, a la pesca. «Este último, en el Sur, es un segmento en el que nos está yendo muy bien. Y, como la temporada de pesca tiene estacionalidades, el negocio petrolero nos ayuda para lograr uniformidad de demanda y dar en los picos de la pesca, como para no estar tan fraccionados», señala Arias.
Otro segmento importante para NAO es la minería.
«Está claro que, en cuanto a escala, lo nuestro son nichos. Pero, para cualquier nueva operación que emprendamos, ya tenemos esa capa de aprendizaje que no es inmediata, porque lleva muchos años», comenta.
En ese sentido, una oportunidad que buscará capitalizar es su condición de planta fiscal. «Hace mucho tiempo que exportamos a Chile una corriente de solventes. Logísticamente, Vaca Muerta está mucho más cerca del Pacífico que del Atlántico para insumos críticos. Estamos relevando cuáles serían aquellos, con valor agregado, en los que podríamos aprovechar esa condición para importar y, luego, hacerlo llegar a los productores», dice Arias.
Entre tanto, también identificó otro nicho a explorar.
«El fenómeno de las empresas grandes en no convencional hace que las principales productoras se vayan desprendiendo de áreas más marginales. Eso da lugar a firmas como GeoPark, Oilstone o President Petroleum. En ese formato, también hay espacio», vislumbra.
Es que, como él mismo subraya, NAO va a nichos. «A las empresas con las que queremos trabajar porque entendemos que son una buena opción para nosotros«, aclara. «A veces, jugamos con la palabra "boutique"», agrega. Una boutique en permanente «revampeo». ×

FERNANDO CIAÑO, DIRECTOR DE OPERACIONES DE BTU

LO QUE NECESITAMOS ES GENERAR DEMANDA PARA EL GAS

—

BTU ES UNA DE LAS EMPRESAS ARGENTINAS CON MAYOR *EXPERTISE* EN MATERIA DE CONSTRUCCIÓN DE GASODUCTOS Y PLANTAS COMPRESORAS. CIAÑO DIALOGÓ CON *TRAMA* SOBRE LOS PLANES QUE LA EMPRESA TIENE EN CARPETA PARA SEGUIR CRECIENDO.

“

VACA MUERTA TIENE PENDIENTE EL FAMOSO TREN. EN ALGÚN MOMENTO VA A RESURGIR Y SE VA A PONER EL INTERÉS EN ESA OBRA.

NO SON MUCHAS LAS EMPRESAS argentinas con equipamiento y capacidad para tender gasoductos troncales e instalar plantas compresoras de gran porte. Apenas suman un puñado. BTU es una de ellas. La constructora –fundada en 1982 por Carlos Mundín– cuenta con más de 30 años de participación en ese mercado. A diferencia de otras competidoras, su principal *métier* es el transporte de gas. Lleva instalados más de 900 km de gasoductos de alta presión y 130.000 HP de potencia en el área de compresión de gas natural. Fernando Ciaño, director de Operaciones, participó de buena parte de esos proyectos. Ingeniero civil de la Universidad Tecnológica Nacional, ingresó en la empresa en 1987 y con los años se especializó en la industria del gas. Nacido en Tres Arroyos, en el interior de la provincia de Buenos Aires, vive desde hace años en Caballito. Hoy coordina las unidades de ingeniería, gerenciamiento de proyectos, montaje y operación de obras de energía y *Oil & Gas*. También cuenta con amplia *expertise* en el negocio de transporte ferroviario, con más de 150 km de vías férreas renovadas.
Ciaño recibió a *TRAMA* en las oficinas de BTU sobra la avenida Leandro N. Alem, a pocas cuadras de Retiro. Sereno y de hablar didáctico, el directivo repasa las oportunidades que ofrecerá el sector de energía si la Argentina logra sortear la crisis y pone en valor sus cuantiosos recursos hidrocarburíferos, no solo de Vaca Muerta sino también de otras cuencas convencionales. La ampliación del sistema troncal de gasoductos es uno de los desafíos de la agenda actual. BTU construyó más de 10 plantas turbocompresoras, con capacidades entre 10.000 y 23.000 HP cada una, operadoras por las transportadoras TGN y TGS. Además, participó de las sucesivas expansiónes del Gasoducto del Norte con cañerías de 24 y 30 pulgadas.

Vaca Muerta va a requerir instalaciones e infraestructura para viabilizar la explotación. ¿Qué rol podría jugar BTU en la ampliación del sistema de transporte troncal de gas?

—

El potencial es enorme y la experiencia también. BTU es una compañía que lleva 37 años en el mercado. La interacción con el cliente comienza a partir de la génesis del proyecto, incluso analizando el marco regulatorio y revisando las definiciones de ingeniería financiera de los proyectos. Primero hay que hacer un anteproyecto y un

“

LAS PERSPECTIVAS DE PRODUCCIÓN DE GAS SON GRANDES Y LAS NECESIDADES DE INFRAESTRUCTURA Y DE OBRAS COMPLEMENTARIAS A NIVEL EXPORTACIÓN SON INEVITABLES.

análisis de costos para encarar la obra. Las etapas de ingeniería y construcción vienen después. Tenemos mucha experiencia en esa área y también en la construcción específicamente. En gasoductos y en *Oil & Gas*, hemos construido plantas compresoras, de tratamiento, de GLP y de proceso y casi 1.000 kilómetros de cañerías de alta presión ya construidos y en operación.

No son tantas las empresas que pueden hacer eso en Argentina...

—

No creo que sean tantas las que tengan el equipamiento adecuado para tender cañerías de 30/36 pulgadas. Eso requiere contar con equipos específicos, tales como tiendetubos, curvadoras y presentadores internos entre otros. Nosotros disponemos de esos equipos de última generación con todas las certificaciones correspondientes.

¿Cómo incursionaron en el segmento de tendido y transporte de gas?

—

Desde mediados de la década del 90 participamos en varios gasoductos de alta presión. De allí en adelante la actividad fue ininterrumpida. Asimismo, más allá de la construcción de ductos, hay una experiencia muy grande en el desarrollo de plantas compresoras. Hemos instalado 10 plantas turbocompresoras de mas de10 mil HP cada una.

¿También ofrecen la ingeniería básica de los proyectos?

—

Sí, el desarrollo de los proyectos arranca desde la ingeniería básica. De hecho, a veces comienza mucho antes, se desprende de la idea conceptual y el análisis de la demanda.

¿BTU intenta generar valor antes de la construcción?

—

Hace años venimos analizando cómo funciona el negocio. Además, estudiamos profundamente el marco regulatorio. Hasta los 90 existió Gas del Estado. Luego, con la privatización, cambió el esquema de construcción. Empezaron a jugar las transportadoras y distribuidoras y esto significó otro tipo de contrato, otro tipo de obra y otro tiempo. Más adelante se innovó en la construcción de las obras según las resolucion 185 y los decretos 180 y 663. Esos procesos requirieron una participación más activa de fideicomisos financieros, con su encuadre legal y jurídico especifico.

¿Qué diferencia existe entre un gasoducto pequeño y uno troncal o de alta presión? ¿Es solo una cuestión de escala o hay diferencias al nivel de la gestión de los proyectos?

—

Hay una diferencia importante. No todas las compañías están calificadas para ejecutar una obra de magnitud. Actualmente nosotros estamos certificados por TGS, TGN, YPF, Metrogas y recientemente nos han certificado para Vista. La escala es relativa. Hay escala en cuanto a los diámetros, hay escala en cuanto a la longitud del ducto o la magnitud de planta de tratamiento o de proceso. Por otro lado, los lugares de instalación no siempre son iguales e implican desafíos diferentes, algunos cuentan con accesos y disponibilidades más amigables. En general, estos proyectos no están en lugares fáciles y hay que disponer de un equipo y un plantel propio que esté preparado.

Muchas empresas del mercado gasífero están evaluando la ampliación del sistema de transporte. ¿Cómo evalúa ese proceso?

—

Es altamente probable. Dejando de lado la situación contextual, todos los planes de desarrollo energético, y en particular en lo que hace a gas, en gran medida pasan por Vaca Muerta. Independientemente de la cuestión política, Vaca Muerta va a seguir siendo un polo de desarrollo y lo entendemos de esa manera. Lo que necesitamos es generar

+

La vida en bicicleta

Fernando Ciaño prefiere pedalear. El ingeniero egresado de la Universidad Tecnológica Nacional ocupa un buen rato del fin de semana andando en bicicleta. Con lluvia o buen tiempo, solo o acompañado por algunas de sus cuatro hijos, el directivo de BTU realiza un ida y vuelta de los 60 km que separan a Tigre del barrio de Caballito, donde vive. Más que un hobby, un espacio para regenerar y pensar.

Fernando Ciaño

“

INDEPENDIENTE-MENTE DE LA CUESTIÓN POLÍTICA, VACA MUERTA VA A SEGUIR SIENDO UN POLO DE DESARROLLO Y LO ENTENDEMOS DE ESA MANERA.

demanda para el gas, que hoy en día está bajando. El foco de las productoras está puesto en la exportación de gas natural vía gasoducto. Hay varios ductos de exportación en Chile, en Uruguay y el proyecto de Brasil que entiendo se estaría retomado. Por supuesto también está la exportación de GNL, que pasó a ser la estrella que se mira a mediano plazo. Las perspectivas de producción de gas son grandes y las necesidades de infraestructura y de obras complementarias a nivel exportación son inevitables.

En el caso del gas es indispensable la ampliación de infraestructura, y en cuanto al petróleo el desafío está en el área *midstream*. ¿Considera que ahí pueden jugar un rol?

—

Sí, sin ninguna duda. Hubo varios proyectos, varios emprendimientos de *midstream* y estamos atentos a eso. También trabajamos ampliando el área de infraestructura ferroviaria hace muchos años y con equipamiento propio. Vaca Muerta tiene pendiente la ejecución del tren. Hoy es un proyecto postergado, no sé hasta cuándo. Pero en algún momento va a resurgir y se va a poner el interés en esa obra.

¿Cómo analiza el proyecto que lanzó el gobierno para avanzar con la construcción de un nuevo gasoducto que una la Cuenca Neuquina con Buenos Aires?

—

Hoy está en curso la licitación por una licencia, eso significa que los grupos que compitan van a ofertar una tarifa con las condiciones del contrato y con las condiciones comerciales. Seguimos de cerca todo el desarrollo de ese proyecto desde la Resolución 82, los pliegos para comentarios, los definitivos y el decreto presidencial. Estamos atentos a esas cuestiones y queremos contribuir con la consolidación de ese desarrollo. Podemos aportar a la construcción del ducto y de la planta compresora porque tenemos capacidad operativa suficiente. Hoy sostenemos un nivel de actividad importante aunque menor que en otras épocas. Tenemos cuatro obras en construcción. Dos de ellas, pertenecientes al área ferroviaria, están terminadas, y hay otra obra muy avanzada de 100 km de vía en Chaco. Hace un mes firmamos un nuevo contrato en Tucumán. ×

Gregorio Rodrigues

<

ENTREVISTA A GREGÓRIO RODRIGUES, RESPONSABLE DE EXPRO EN ARGENTINA

SACAR VENTAJA A PARTIR DE LA ESPECIALIZACIÓN

—

EXPRO ESTÁ EN PLENO CRECIMIENTO Y DESARROLLO EN EL PAÍS COMO PROVEEDOR DE SERVICIOS ESPECÍFICOS CON FOCO EN *WELL TEST* Y *WIRELINE*. LA COMPAÑÍA APUESTA TANTO POR LA EXPANSIÓN DE VACA MUERTA COMO POR EL DESARROLLO CONVENCIONAL Y *OFFSHORE*.

Por Roberto Bellato

EN >

LA COMPAÑÍA INTERNACIONAL DE SERVICIOS PETROLEROS EXPRO tiene presencia en más de 50 países en Europa, África, Asia y América. En Argentina, está en actividad desde hace 40 años como proveedor de servicios petroleros en operaciones *offshore* en el Mar Argentino, donde comenzó su historia en el país, y en producción convencional, pero desde hace dos años inició una nueva etapa. Desde julio de 2017, Expro está en pleno crecimiento y desarrollo como proveedor de servicios específicos con foco en *well test* (evaluación de pozos) y *wireline* (tecnología de cableado de pozo), y pasó de tener tres empleados estables en el país a contar con 156 personas en su staff. Con los planes que tiene solo para los desarrollos convencionales de Chubut y el norte de Santa Cruz, en la Cuenca del Golfo de San Jorge, llegará antes de fin de año a formar un equipo de 170 personas.

Quien lidera este proceso de pronunciado crecimiento es Gregório Rodrigues, responsable de Desarrollo de Negocios para Latinoamérica, que llegó al país hace tres años y está llevando a la compañía a un crecimiento exponencial en el mercado de servicios petroleros. En diálogo con *TRAMA*, este brasileño nacido en Río de Janeiro sintetizó así el actual momento de la industria de *Oil & Gas* en el país: «Por más que haya un desarrollo tan grande en Vaca Muerta, con una gran inversión, el país está al nivel de 1991. Hubo una caída muy grande. Hay mucho de convencional para desarrollar. En definitiva, no es elegir entre convencional y no convencional, sino que es tener servicios para los dos. Y el fuerte de la Argentina es que esto se puede hacer. Son muy pocos los países que tienen esta opción. Están China, Rusia, Estados Unidos, Canadá y, por supuesto, Argentina», aseguró.

Esta gran avanzada de Expro en el país a partir de ofrecer en el mercado servicios especializados ubica a la empresa con una presencia cada vez más fuerte en el sector y compitiendo con otras grandes compañías de servicios petroleros. Durante la charla, donde se recorrió pasado, presente y futuro de la producción de petróleo y gas convencional y las potencialidades del desarrollo de Vaca Muerta y del *offshore*, Rodrigues dejó en claro que los planes de Expro por el momento no incluyen el despliegue en los servicios de fracturas en los hidrocarburos no convencionales. El cálculo que hace es que al estar a niveles de producción similares a los que había en el país a comienzos de la década del 90, pero con 40% más de población y de consumo energético, todavía queda mucho camino por recorrer en la explotación convencional. Esta oportunidad que él observa en la Argentina, que hoy se convirtió para la compañía en el principal mercado en toda Latinoamérica, tiene que ver con sumar a Vaca Muerta el desarrollo de los hidrocarburos convencionales.

¿Cuáles son los servicios que están desarrollando en la Argentina?

—

Todos los niveles de la cadena de producción, desde el *upstream* hasta el *downstream*, y también el *midstream*. ¿Qué sería hoy el *well flow management* para Expro? Hacemos *well testing*, que son las evaluaciones de pozo, y también *wireline*, que es la línea más grande en Argentina.

¿Es la línea más grande que tienen ustedes en el país?

—

Sí, es la línea más grande. Es decir, para Expro la operación de *wireline* en la Argentina es la más grande del mundo. *Slickline*, por supuesto, que sería una variante con menos tecnología aplicada. También nos enfocamos en *offshore*, donde tenemos experiencia porque lo hicimos acá en 2009 y 2010.

¿En la Cuenca del Golfo San Jorge?

—

Sí. En esa época todavía era Repsol-YPF y Enap Sipetrol. Expro tiene más de 40 años. Se fundó en Gran Bretaña, enfocada en lo que es *offshore*. Así pasamos por DST (*Drill Stem Testing*), por TCP (*Tubing Conveyed Perforating*), que sería *wireline*, *slickline*; pasamos por todo eso. Desarrollamos el paquete completo.

¿Hoy el *core* fuerte de ustedes es el *wireline*?

—

Sí, es el *wireline* y también el *well testing*.

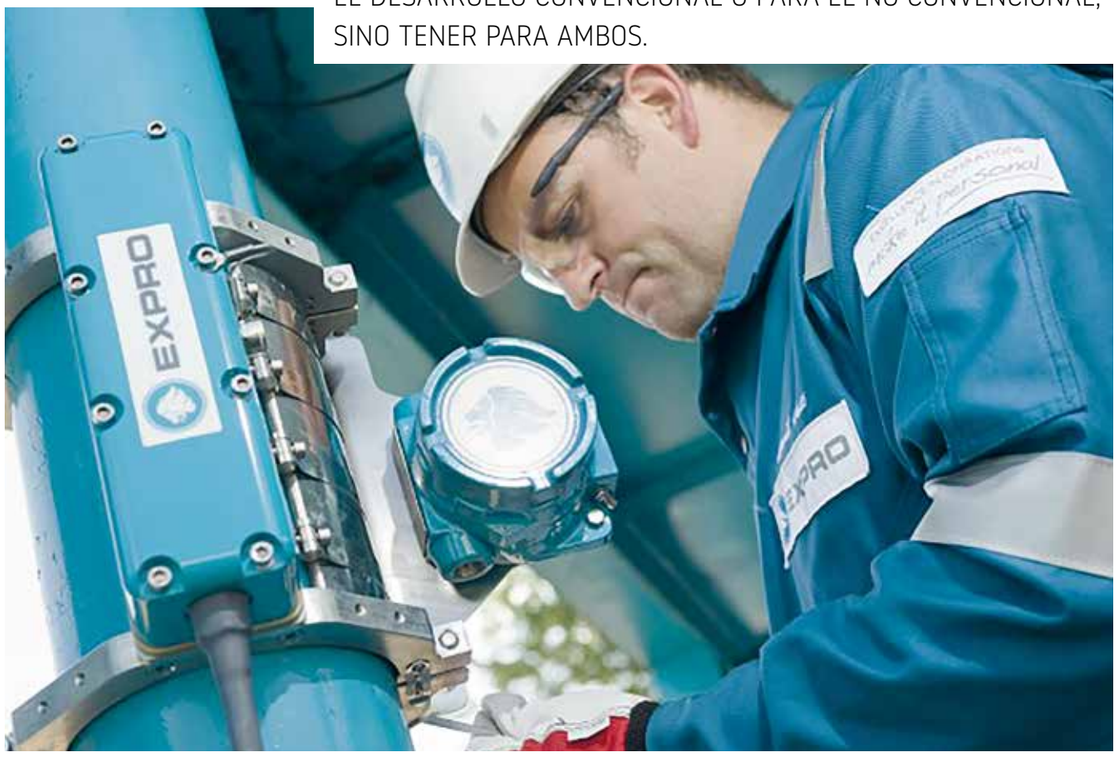
¿Estos servicios especializados se focalizan en la Cuenca Neuquina o incluyen también otras cuencas?

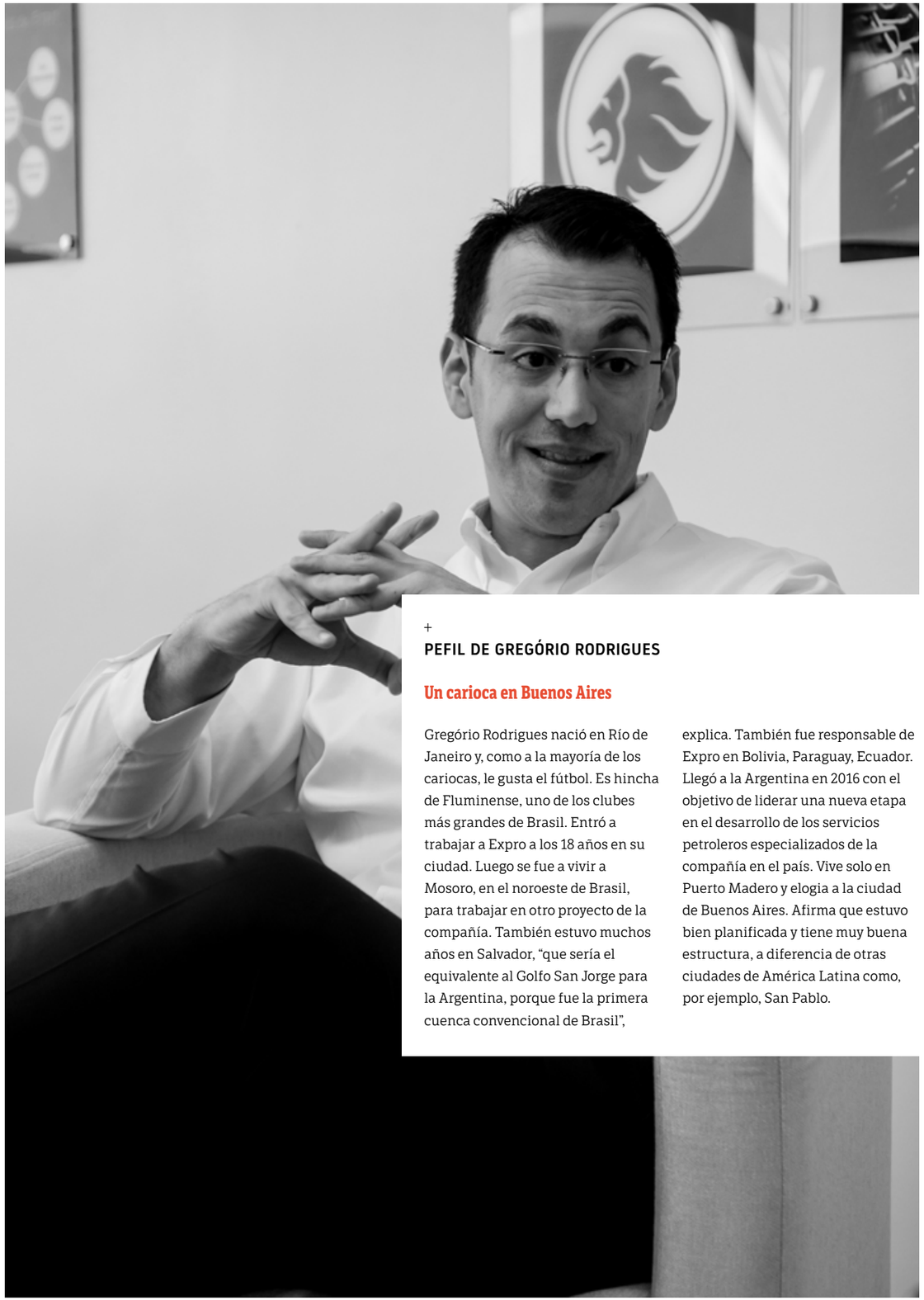
—

Nosotros empezamos con Neuquén. Ese fue el primer paso en esta nueva etapa que ya lleva dos años. Después de una reestructuración, volvimos fuerte en 2017 con el no convencional en Vaca Muerta. Ahí comenzamos con *wireline* y con servicios de *flowback*. Ahí arrancó este nuevo proceso de Expro en Vaca Muerta.

“

NO CREEMOS QUE LA ALTERNATIVA SEA TENER SERVICIOS PARA EL DESARROLLO CONVENCIONAL O PARA EL NO CONVENCIONAL, SINO TENER PARA AMBOS.





+

PEFIL DE GREGÓRIO RODRIGUES

Un carioca en Buenos Aires

Gregório Rodrigues nació en Río de Janeiro y, como a la mayoría de los cariocas, le gusta el fútbol. Es hincha de Fluminense, uno de los clubes más grandes de Brasil. Entró a trabajar a Expro a los 18 años en su ciudad. Luego se fue a vivir a Mosoro, en el noroeste de Brasil, para trabajar en otro proyecto de la compañía. También estuvo muchos años en Salvador, "que sería el equivalente al Golfo San Jorge para la Argentina, porque fue la primera cuenca convencional de Brasil", explica. También fue responsable de Expro en Bolivia, Paraguay, Ecuador. Llegó a la Argentina en 2016 con el objetivo de liderar una nueva etapa en el desarrollo de los servicios petroleros especializados de la compañía en el país. Vive solo en Puerto Madero y elogia a la ciudad de Buenos Aires. Afirma que estuvo bien planificada y tiene muy buena estructura, a diferencia de otras ciudades de América Latina como, por ejemplo, San Pablo.

EN >

“
ARGENTINA TIENE UNA OPORTUNIDAD, ESTANDO AL NIVEL DE PRODUCCIÓN DE 1991, CON UN 40% MÁS DE POBLACIÓN Y DE CONSUMO ENERGÉTICO.

Llevan muy poco tiempo.
—
Sí, y hoy para Expro la Argentina es el mayor país de Latinoamérica, incluso superando el nivel de actividad que tenemos en Brasil. También tenemos presencia en Bolivia, Colombia, México.

Es disruptiva la penetración en el mercado que pudieron realizar en tan solo dos años. ¿Eso es debido a que su *core business* es el *wireline*?
—
Hay una escasez de oferta de empresas de servicios especializados, que es nuestro caso. En *wireline*, específicamente. En *flowback* también. Acá hay muchas compañías que ofrecen una u otra alternativa y son competencia entre sí. Y nosotros somos un poco más flexibles.

Esto es interesante, porque cuando uno ve la primera etapa del desarrollo de Vaca Muerta, en 2012 y 2013, la mayoría de las operadoras querían tener llave en mano con todos los servicios, como fractura, *wireline*, *coiled tubing*. ¿Por qué ustedes quieren enfocarse en este servicio específico? ¿Cómo hacen para que el cliente entienda eso y no quiera alguien que le ofrezca todos los servicios?
—
Por más que hoy haya un mayor desarrollo en Vaca Muerta, la producción de hidrocarburos en la Argentina está a niveles de 1991. Desde entonces hubo una caída muy grande. Por eso pensamos que hay mucho de convencional para desarrollar. En definitiva, no creemos que la alternativa sea tener servicios para el desarrollo convencional o para el no convencional. Hay que tener los dos. El fuerte de Argentina es que puede tener los dos desarrollos. Son muy pocos países que cuentan con esta opción. Están China, Rusia, Estados Unidos, Canadá y, por supuesto, Argentina. Cuando todos en el mercado se enfocaron en el no convencional, fuimos hacia hacía allí porque para nosotros era algo nuevo, y teníamos que estar sí o sí como una empresa global de servicios. Eso hacía falta para el porfolio. Pero hay que considerar que tenemos 40 años de experiencia en el desarrollo convencional y nuestra competencia está toda direccionada al no convencional. Mi opinión es que no se va a repuntar la producción al mismo nivel de años anteriores estando exclusivamente en el no convencional. Hay mucho para desarrollar en el *offshore*, en la Cuenca Austral, en la del Golfo San Jorge. En este nuevo proceso empezamos en Neuquén y ahora ya estamos en Comodoro Rivadavia.

¿Cómo es el despliegue de Expro en Comodoro Rivadavia?
—
Ya tenemos oficinas y varios contratos. Estamos trabajando.

¿Con quién trabajan ahí?
—
Estamos con YPF con contratos que cubren las provincias de Chubut y el norte de Santa Cruz. Y estamos en conversaciones con la compañía Pan American Energy en esa zona.

¿Y en la Cuenca Austral también quieren desplegarse?
—
Sí, pero en una escala más acotada. Participamos de diversas licitaciones enfocados en el *offshore*. Estamos en contacto con todos los clientes que tienen presencia en el Mar Argentino, como Enap Sipetrol, Total; tenemos contacto con todo lo que es Carina, Vega Pléyade. Y también con la propia YPF.

Ahí está el plan del proyecto Fénix.
—
Sí, y hay otros proyectos como Octans, de la empresa Enap. Por eso, estamos participando de todo ese desarrollo y los clientes nos ven como potenciales proveedores de servicios. Planeamos tener servicios ahí, donde hoy operamos remotamente.

Hace 40 años que tienen presencia en la Argentina, pero en 2017 comenzó una segunda etapa para Expro. ¿Qué objetivos tienen para los próximos dos años?
—
Nuestra estrategia, y estamos hablando en el corto plazo, es ser líderes de mercado en *wireline*. Y por eso no podemos estar

EN >

“
HICIMOS UNA INVERSIÓN IMPORTANTÍSIMA EN ESTOS DOS AÑOS, QUE SE UBICAN DENTRO DE LAS TRES INVERSIONES MÁS GRANDES DE LA COMPAÑÍA A NIVEL GLOBAL.

limitados solo al no convencional. Debemos estar en los dos lados. Por eso, estratégicamente, tenemos planificado abrir oficinas en Santa Cruz, en la localidad de Las Heras, en Comodoro Rivadavia, aparte de las oficinas de Neuquén. También estamos evaluando las provincias de Mendoza y Salta, donde creo que se pueden hacer muchas cosas, aunque sabemos que todavía no hay tanta actividad. Esto es a corto plazo y estamos muy cerca de lograr este objetivo, más que nada expandir lateralmente y enfocarnos en *well testing* y *wireline*. Pero también tenemos distintas líneas de servicios, tenemos producción, medidores de caudal, que son muy precisos, y todo para *offshore*. Por eso, queremos expandir lateralmente a otras líneas para tener una presencia más importante en la Argentina.

¿Qué desafíos propios observa para operar en la Argentina?

—

La Argentina tiene una oportunidad, estando al nivel de producción de 1991, con un 40% más de población y de consumo energético. Es distinto a otros países donde no hay oportunidades de crecimiento. Por eso es que hicimos una inversión importantísima en estos dos años, que para Expro globalmente se ubica dentro de las tres inversiones más grandes de la compañía. Compramos equipos a nivel global y los llevamos al mercado argentino.

¿Qué dificultades puede ver?

—

La inflación es la variable que quita previsibilidad. El mayor éxito de la Argentina está en Vaca Muerta. No hay discusión con eso. Hoy Vaca Muerta compite a nivel mundial con Permian o Bakken en Estados Unidos y Canadá. Allá la variable a tener en cuenta es el precio internacional del petróleo. Acá, en cambio, la inflación afecta muchísimo a las compañías de servicios porque implica mayores costos de personal y afecta también en cómo diseñar una inversión.

¿Cuánta gente incorporaron en los últimos dos años?

—

Cuando llegué acá hace dos años estábamos la contadora, otro directivo y yo. Hoy somos 156 personas. Con el crecimiento que estamos teniendo en el sur, en Comodoro y Santa Cruz, seguramente para fin de año vamos a llegar por lo menos a 170.

Vaca Muerta es estratégica, pero también aparece como un tema relevante la producción convencional.

—

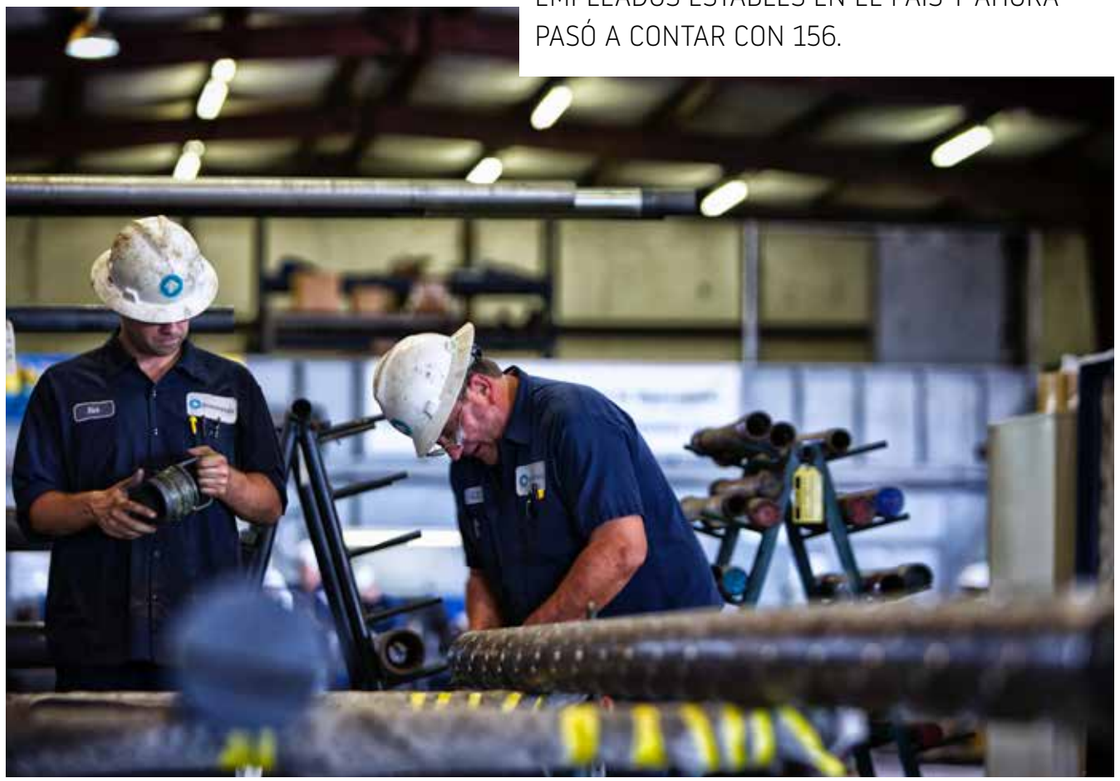
Todos los países que lograron desarrollar su matriz energética de forma consistente en el largo plazo no se enfocaron en una sola forma para obtener energía. Eso no pasó en Estados Unidos, Europa ni en Rusia. Tienen matrices diversificadas. Acá están todas las posibilidades, *offshore*, no convencional y convencional. Hay que desarrollar todos los frentes.

¿Estuvieron siguiendo la licitación de *offshore* que hizo ahora el gobierno argentino?

—

Sí, por supuesto. Nosotros tenemos contratos con todas las compañías grandes que se presentaron en esa licitación. Tenemos negocios con Qatar Petroleum en Qatar, tenemos negocios con Exxon en todo el mundo y tenemos contrato con Total acá desde hace muchísimos años. ×

“
HACE DOS AÑOS EXPRO TENÍA TRES EMPLEADOS ESTABLES EN EL PAÍS Y AHORA PASÓ A CONTAR CON 156.



ARENAS ARGENTINAS, FILIAL DE LA DRAGADORA JAN DE NUL GROUP

EXPERIENCIA BELGA PARA LAS ARENAS DE VACA MUERTA

LA FIRMA CUENTA CON UNA PLANTA CAPAZ DE CUBRIR CERCA DE UN DÉCIMO DEL MERCADO. SU DIRECTOR, PIETER JAN DE NUL, PROYECTA SUMAR NUEVOS CLIENTES PARA VENDER TODA SU PRODUCCIÓN E INCLUSO AMPLIARLA EN UN 2020 DONDE ESTIMA UNA EXPANSIÓN DEL SECTOR CERCANA AL 50%.

Por Lucas Lufrano

EN >

> “
> LA CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA COMENZÓ EN ENERO Y SE TERMINÓ EN SEPTIEMBRE. SU CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ES DE 150.000 TONELADAS, EQUIVALENTE MÁS O MENOS AL 10% DEL MERCADO.

CON APENAS 34 AÑOS, PIETER JAN DE NUL se puso al frente de Arenas Argentinas del Paraná, división local de la multinacional de su familia, Jan De Nul. La empresa belga, cuya principal unidad de negocios a nivel global es el dragado, se asentó en la Argentina en 1995 a partir de que su controlada Hidrovía –donde se asoció en partes iguales con el Grupo Emepa– obtuviera la concesión para el mantenimiento del Río de la Plata y el Paraná. Por este último sale el 70% de las exportaciones de granos del país, que abonan u$s 3,06 por tonelada en concepto de peaje. En 2014, la compañía comenzó a estudiar la posibilidad de abastecer la demanda de Vaca Muerta y en 2016 fundó la productora de arena de *fracking* con ese propósito. Sin embargo, el proyecto se demoró. «Desde ese momento, enfrentamos el problema del huevo y la gallina. Como contratistas, solemos ingresar a un sitio con el contrato en mano. Este caso era totalmente distinto: las petroleras nos exigían una planta en pie para sentarse a negociar. Si bien insistimos en que una firma nos permitiría garantizar el requerimiento, luego entendimos que aquí no funciona así. Hace dos años se arribó a un punto de ahora o nunca y, tras analizar el diseño y las posibilidades, se avanzó», recuerda el directivo mientras mecha argentinismos con acento francés. El proyecto fue presentado a mediados de 2018 al presidente Mauricio Macri durante una misión comercial encabezada por la princesa de Bélgica.

Egresado en Ciencias Geológicas por la Universidad de Gante y con un máster en Ciencias Marinas y Lacustres por la Universidad Libre de Bruselas, el nieto del fundador de la compañía e hijo del dueño actual está en pareja con una argentina y ya echa raíces en el país. «El mercado arenero está creciendo porque las petroleras locales e internacionales asumieron el compromiso de satisfacer la necesidad nacional de gas y están perforando como locos en Vaca Muerta», se entusiasma. El ejecutivo también reunió experiencia en el dragado del nuevo canal de Suez en Egipto y en la construcción de una de las islas artificiales de Dubái.

Ubicada en la localidad entrerriana de Diamante, a 46 km de la capital provincial, y de diseño similar a su par de YPF, la planta convocó una inversión inicial de u$s 5 millones y su construcción se llevó a cabo desde enero hasta septiembre de 2018.Con una capacidad de 150.000 toneladas anuales, emplea a 60 vecinos –más otros cinco especialistas extranjeros de la multinacional– y puede cubrir casi un 10% de la demanda actual. Aunque el joven Jan De Nul advierte que no hay números exactos dado lo vertiginoso del crecimiento, estima que el mercado alcanzará las 2,5 millones de toneladas en 2020.

PARA ABARATAR VACA MUERTA

La arena de fractura hidráulica representa entre 10% y 20% del coste de un pozo petrolero, de acuerdo con la empresa europea. Por ello es un insumo crítico para el yacimiento neuquino, que ofrece oportunidades para los proveedores locales pero a su vez los enfrenta con la oferta extranjera. Según el INDEC, durante 2018 la Argentina importó u$s 21,2 millones en arenas silíceas y cuarzosas, con los Estados Unidos y Brasil como principales socios: 117% más que el año anterior, aunque 60% menos que el pico de 2014, período tras el cual la producción local empezó a ganar terreno.

«El precio de mercado de la arena puesta en Vaca Muerta es de alrededor de u$s 200 por tonelada y hay mucha competencia. El 80% de la arena proviene de Entre Ríos. No es solo río. Hay muchas canteras. Es un mercado en el que hay que estar muy presente. Hay que pelear», detalla Pieter Jan De Nul. Las importadas norteamericanas, en cambio, suelen pagarse a u$s 300.

A principios de 2019, Arenas Argentinas firmó un contrato con Tecpetrol que estará vigente durante todo el año para abastecer al brazo hidrocarburífero de Techint, con 70.000 toneladas a un precio promedio de u$s 180, de los cuales el 40% se explica por costos de transporte en camión. En ese sentido, se entiende el interés de los belgas en la concreción del proyecto de tren de carga para unir Bahía Blanca con Añelo.

¿Cuál es la particularidad de esta planta?, preguntó *TRAMA* al ejecutivo.

—

La planta está preparada para todas las formas de extracciones que puedas imaginar. El diseño estaba listo en 2015 y es capaz de producir cualquier tipo de granulometría. Los tamices están modulados y solo es una cuestión de cambiar las mallas. Se puede entregar arena cruda o tamizada. Una vez descargada, comienza el procesamiento. La arena se seca en un horno y se tamiza a las diferentes granulometrías que demanda el cliente. Algunos quieren la arena bastante gruesa y otros la quieren muy

< EN

\+

Los negocios de Jan De Nul Group

De este a oeste y de norte a sur

Jan De Nul Group está instalado en 37 países de todos los continentes, excepto la Antártida, y suma casi 6.500 empleados. De acuerdo con su último reporte anual, la multinacional alcanzó una facturación de € 1.758 millones, arrojó un beneficio bruto antes de los gastos financieros de € 277 millones y una ganancia neta de € 31 millones. El 75% de los ingresos corresponden a actividades marítimas, de dragado y *offshore*.

Mientras más de la mitad de la facturación se origina en Europa, América (17%) compite mano a mano por el segundo lugar contra Asia y Medio Oriente (19%). Además de la Argentina, en la región los belgas también dicen presente en Brasil, Colombia, Ecuador, Perú, Panamá, México, Bahamas y Jamaica.

En el país, la empresa levantó su perfil durante el último tiempo de cara a la renovación de la concesión de la autopista navegable del Paraná que enfrentará en 2020 para operar desde 2021. Los históricos socios se presentarán por separado para quedarse con un negocio que implica unos u$s 200 millones anuales. Desde Jan De Nul argumentan que el reparto en mitades de los dividendos no es congruente con los gastos, ya que el dragado es más costoso que el balizamiento. Pero además se agrega la confesión como arrepentido de Gabriel Romero, dueño de Emepa, en la llamada causa de los cuadernos de la corrupción, luego de la cual renunció a sus cargos directivos.

A la planta de Diamante e Hidrovía, la firma belga le suma proyectos de mantenimiento en los puertos de Bahía Blanca y Quequén, en Ushuaia y en el río Uruguay. En conjunto, el año pasado había presentado planes de inversión por $ 32 millones.

EN >

“
UBICADA EN LA LOCALIDAD ENTRERRIANA DE DIAMANTE, A 46 KM DE LA CAPITAL PROVINCIAL, Y DE DISEÑO SIMILAR A SU PAR DE YPF, LA PLANTA CONVOCÓ UNA INVERSIÓN INICIAL DE U$S 5 MILLONES.

fina. Depende de si tienen pozos de gas, pozos de petróleo y de qué está mirando el ingeniero de reservorio. Cada uno hace su propio pastel. Nuestro proceso es crítico porque las normativas de la American Petroleum Institute son muy estrictas a la hora de determinar las diferentes fracciones. Es necesario que la arena esté seca porque de lo contrario no se logra cumplir con esos requisitos técnicos. Es un trabajo complejo porque demanda una inserción muy grande con hornos y cribas. Hasta ahora solo contamos con un cliente que solicita arena tamizada, pero no hay problema para producir arena cruda, seca o no seca. Esta planta puede hacer de todo.

¿Qué porcentaje del mercado tienen?
—
La planta recién arrancó el año pasado. La construcción comenzó en enero y se terminó en septiembre. La capacidad de producción es de 150.000 toneladas, equivalente más o menos al 10% del mercado actual, pero el mercado está creciendo mucho y nadie tiene números precisos. De hecho, se estima que el año que viene el mercado llegaría a 2,5 millones de toneladas. Todos están perforando como locos porque Argentina necesita el gas y el compromiso de las empresas petroleras nacionales e internacionales está. Nuestra capacidad es de 150.000 toneladas, pero si logramos tener más clientes se puede duplicar o triplicar.

¿Cuándo empezaron a explorar la posibilidad de este negocio?
—
En 2014 empezamos a mirar el tema, pero en ese momento el desarrollo de Vaca Muerta era muy pequeño. Entre 2014 y 2017 hemos estado mirando bien el diseño de la planta y las posibilidades, y en 2017 dijimos “es ahora o nunca”. Empezamos a construir y en septiembre de 2018 ya estaba lista.

¿No tienen problemas de materia prima para ampliar la planta?
—
Lo más complicado son las cribas y el horno. Pueden pasar entre seis y ocho meses desde el pedido hasta la recepción. Lo más difícil ya fue hecho: buscar el terreno, hacer la construcción y el diseño, que tampoco fue fácil. En caso de querer ampliar la planta, volvemos a los mismos proveedores y les encargamos otro horno de 25 o 50 toneladas por hora.

¿Y en cuanto a la arena?
—
No hay problemas con la materia prima. Solo para Hidrovía dragamos 30 millones de m³ por año. Dentro de aquel total se incluye lodo, arena y sedimentos que trasladamos de un lado a otro para mantener el río en profundidad. Encontramos nuestra

EN >

> “
> EL PRECIO DE MERCADO DE LA ARENA PUESTA EN VACA MUERTA ES DE ALREDEDOR DE U$S 200 POR TONELADA Y HAY MUCHA COMPETENCIA.

Pieter Jan De Nul

<

arena en una zona muy específica; no es cualquier arena. Por año se estima que hay 200 millones de m³ de sedimentos que atraviesan el río. En un contexto de expansión de Vaca Muerta, entre todas las areneras estaríamos extrayendo unos 10 millones y aun así el río no lo sentiría. Continúa produciendo sedimentos permanentemente; la capacidad es casi infinita.

¿Los sedimentos son de libre disponibilidad?

—

Son dos cosas distintas. Los sedimentos que dragamos para Hidrovía no se pueden utilizar para otra cosa. El contrato de Hidrovía no permite extraer arena y comercializarla para cualquier uso, ya sea hormigón, Vaca Muerta o lo que sea. Los sedimentos de la hidrovía se dragan en las zonas de poca profundidad y se descargan en las zonas de mucha profundidad. Es una tarea intensiva. El dragado de Diamante aparece tres semanas después en Escobar. Es un trabajo permanente que exige atención de día y de noche. Por eso contamos con 500 personas con seis dragas, cada una con su lancha para ser capaz de garantizar la profundidad. Hay que estar híper presentes, si no perdés; contra la naturaleza no se puede ganar. Ahora bien, si es de libre disponibilidad, se pide autorización a la provincia y se paga un canon. Es un contrato totalmente separado.

¿Cuántos clientes tienen en Vaca Muerta?

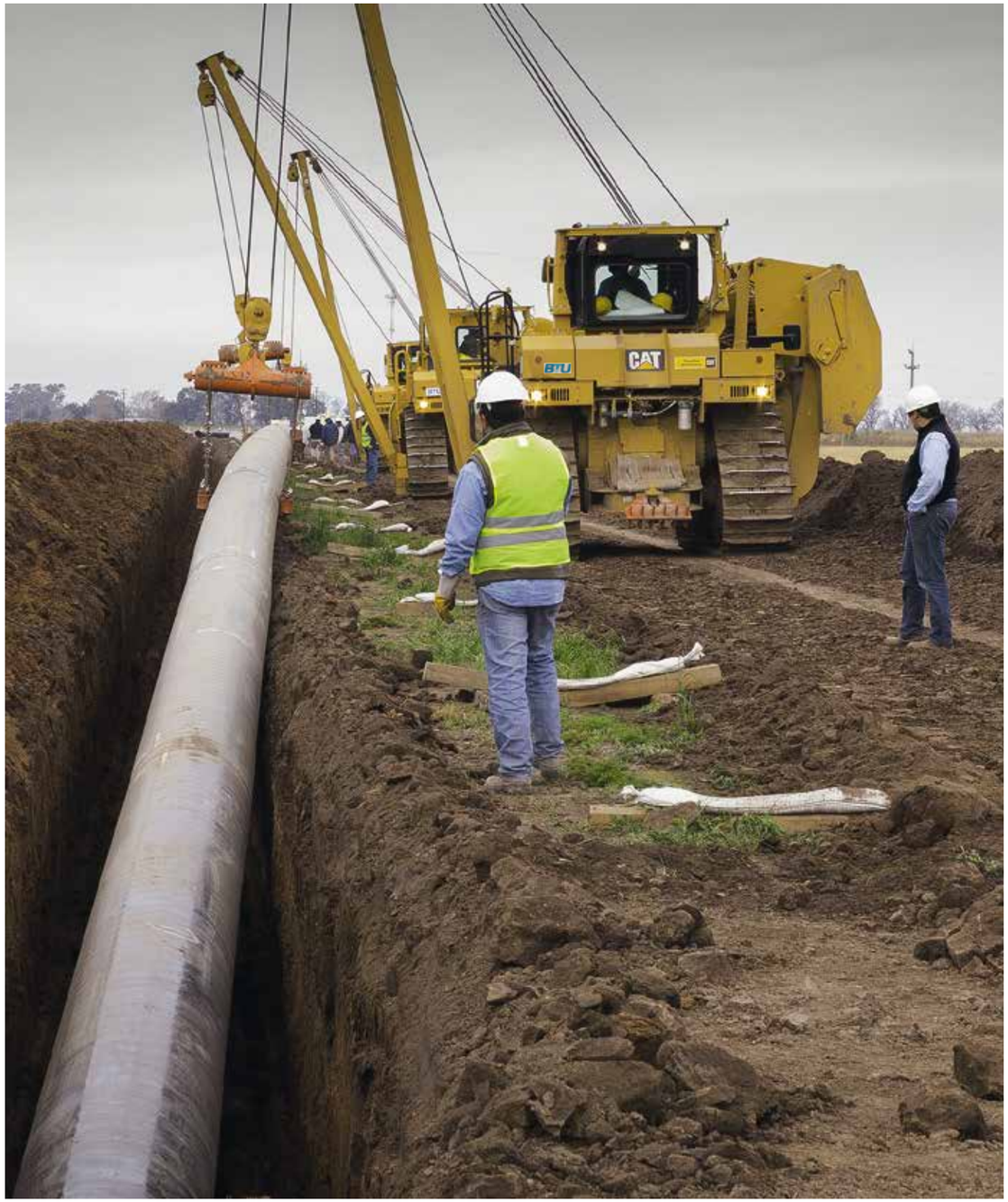
—

Hoy solo estamos trabajando con Tecpetrol, pero buscamos más clientes. El hecho de que dispongamos de un único cliente es una eventualidad que responde a que la planta recién inició su funcionamiento en septiembre pasado y ya era tarde. Antes de eso, las empresas nos decían: “Volvé a hablar cuando la planta esté lista”. En este momento estamos negociando con varias petroleras y confiamos en poder vender toda la capacidad el próximo año.

¿Hay mucha competencia?

—

El precio de mercado de la arena puesta en Vaca Muerta es de alrededor de u$s 200 por tonelada y hay mucha competencia. El 80% de la arena proviene de Entre Ríos. No es solo río. Hay muchas canteras. Es un mercado en el que hay que estar muy presente. Hay que pelear. Si no estuviera creciendo Vaca Muerta, podríamos decir que el mercado está saturado, pero hay mucha demanda para los pozos y suficiente demanda para todos. Las petroleras están invirtiendo en muy buena forma. ×



Más de 35 años de experiencia en el desarrollo y construcción de obras de ingeniería en nuestro país

BTU

Av. Leandro N. Alem 896 | Piso 5 | C1001AAQ | CABA | República Argentina| +(54-11) 4321-4800 | btu@btu-sa.com

—
Xx

ALVISE TORMENE, CEO DE TORMENE ARGENTINA

OFRECEMOS UNA SOLUCIÓN INTEGRAL PARA LAS ESTACIONES DE GAS

—

ESTA COMPAÑÍA DE ORIGEN ITALIANO, FUNDADA HACE 112 AÑOS, APLICA LA MÁS MODERNA TECNOLOGÍA EN INGENIERÍA Y SERVICIOS DE SEPARACIÓN, FILTRACIÓN, MEDICIÓN Y REGULACIÓN DE GAS NATURAL.

CUANDO EN 1907 AMEDEO TORMENE comenzó en la ciudad italiana de Padua con un taller de fundición de metales no ferrosos, posiblemente no imaginó que 112 años después su nombre estaría vinculado a una de las únicas cinco empresas del mundo que provee, de manera integral, ingeniería y servicio para la separación, regulación y medición en las estaciones de gas natural. El salto se dio en la década del 30, cuando en Italia se descubrió el gas natural y aquel taller comenzó a fabricar las primeras válvulas de gas. Desde ese momento, la expansión de Tormene fue a escala global e incluyó a la Argentina. «Mi padre vino por primera vez al país en 1959 para hacer la planta reguladora de Fiat, en Córdoba, que es la misma que sigue utilizando en la actualidad. Esa relación con la Argentina se interrumpió durante algunos años; a mitad de la década de 1990 conocí a nuestro socio argentino y creamos Tormene Americana. De ahí nació la parte sudamericana que desde Argentina se expandió a Brasil, Perú y Colombia. Pero la cabeza de playa sigue siendo Argentina», afirma Alvise Tormene, nieto de Amedeo y actual CEO de la compañía.
La singularidad de Tormene Americana es que brinda un servicio completo a los clientes desde el inicio del proyecto hasta la puesta en marcha de la estación de gas. El crecimiento constante que evidencia la compañía es consecuencia de contar con el *know-how*, la experiencia y el profesionalismo necesarios para emprender estos proyectos.

La estación de filtración, regulación y medición para gas natural es uno de los productos que brinda Tormene. Están construidas sobre *skid* metálico con estilo modular que facilita su transporte e instalación en obra, incluyendo su instrumentación y control. Otros de los productos son las estaciones de acondicionamiento de gas para centrales termoeléctricas y redes de distribución.

¿Cómo es el método de trabajo de Tormene para la puesta en marcha de las estaciones de gas?

—

Habitualmente, el cliente nos manda las especificaciones y nosotros les hacemos una oferta que incluye las reguladoras que fabricamos en Argentina y China. Toda la parte de ingeniería es nuestra y la fabricación es tercerizada. Eso pasa por la cultura típicamente italiana. Allí tenemos muchísimas compañías que están acostumbradas a trabajar para otras empresas, son proveedoras de mano de obra o de pequeñas actividades mecánicas. Para las plantas que armamos en el país, las reguladoras vienen de un proveedor argentino que fabrica bajo licencia nuestra. Para la parte de equipos contratamos distintos proveedores –que habitualmente son los mismos cinco o seis– y que depende del tamaño de los proyectos que nos demandan.

¿Cambia mucho el proceso de instalación entre una planta y otra o es un trabajo estandarizado?

—

En lo que tiene que ver con las plantas distribuidoras de gas, el método de trabajo es muy parecido, ya que las especificaciones son bastante similares. Pero en relación con las usinas eléctricas, el trabajo se hace más particular porque los sistemas son mucho más sofisticados. Las plantas que nosotros instalamos para una usina eléctrica resultan un componente mínimo desde los costos. Pero lo cierto es que, si la planta no funciona, no funciona nada. Por lo tanto, su desempeño resulta determinante para la usina.

¿Cuál es la participación de Tormene en la construcción del gasoducto que unirá Vaca Muerta con Rosario?

—

Varios de los constructores que participan del proyecto nos están solicitando que les pasemos presupuestos para la provisión de las instalaciones de superficie, donde vamos a tener la posibilidad de participar. En cada lugar de entrega del gasoducto hay un puesto de medición, y en cada uno de ellos están las distintas etapas de separación, regulación y medición. Si bien en el gasoducto lo más impactante es su extensión, en el inicio de la obra se necesitan equipos de separación, y lo mismo en los puntos de entrega. Ahí es donde nosotros vamos a estar participando y constituye una inversión importantísima.

¿En qué consiste el Sistema Plexor que acaban de lanzar al mercado, destinado a las auditorías o a las inspecciones de las plantas reguladoras?

—

El Sistema Plexor es un dispositivo que evita el detenimiento de la producción al momento de analizar el funcionamiento de una planta. La forma tradicional de trabajar en los controles tiene que ver con desarmar parte de los *skid* de medición para llevarlos a un banco de pruebas y revisar su funcionamiento. En cambio, el Sistema Plexor que nosotros ofrecemos, se colocan unos conectores de una computadora que hace un análisis de cómo está funcionando cada uno de los elementos, sin necesidad de desarmar nada ni de suspender la producción.

¿Y qué recepción ha tenido esta nueva aplicación en el sector?

—

Sinceramente, la respuesta ha sido muy buena. Hemos llevado nuestro sistema al Ente Nacional Regulador del Gas. Les contamos de qué se trata y les encantó. Les pareció que resulta muy apropiado aplicar este tipo de tecnologías nuevas al mantenimiento preventivo y predictivo de las estaciones. Ahora estamos haciendo algunas pruebas y empezando a brindar el servicio en las distintas distribuidoras con las que trabajamos. Nuestra expectativa es captar todo el mercado porque no existe nada parecido a esto en Argentina.

¿Cuál es el beneficio que les aporta a las distribuidoras la aplicación de estos equipos?

—

En general, las distribuidoras tienen un plan de mantenimiento que consiste en sacar la válvula, revisar los repuestos y reponer los que sean necesarios. Y ponen nuevamente la válvula. Con este sistema, sin detener ningún funcionamiento, hacen un análisis de la unidad que están probando. Al repetir las pruebas, el sistema va marcando las curvas de respuesta de los equipos. Al marcar la curva, indica también cuál es el momento de hacerle el mantenimiento. Marca si anda bien o si anda mal, y el desgaste que va teniendo. Si esa cuerva es más agresiva o menos agresiva, va previendo cuándo es necesario cambiar alguna pieza. De esa manera mejora la eficiencia. ×

—

Alvise Tormene

> “
> LAS PLANTAS QUE INSTALAMOS PARA UNA USINA ELÉCTRICA RESULTAN UN COMPONENTE MÍNIMO DESDE LOS COSTOS, PERO SU DESEMPEÑO ES CENTRAL.

—
Damián Cattaino

DAMIÁN CATTAINO, VICEPRESIDENTE *POWER SYSTEMS*
DE SCHNEIDER ELECTRIC ARGENTINA, PARAGUAY Y URUGUAY

LÍDERES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

—

SCHNEIDER ELECTRIC, ESPECIALISTA GLOBAL EN GESTIÓN DE LA ENERGÍA Y AUTOMATIZACIÓN. EL AREA DE *POWER SYSTEMS* SE DEDICA A LA EJECUCIÓN Y EL DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

+

La diversidad y la inclusión como valores

Schneider Electric Argentina no ha parado de crecer en la Argentina. En el último año, la compañía facturó u$s 160 millones. A la hora de explicar la clave de esta expansión constante, Damián Cattaino sostiene que hay cuatro elementos que marcan la diferencia: el foco en la atención de los clientes, la vanguardia en tecnología, la calidad de los sistemas y productos y la selección del personal. «Lo mejor que tenemos en la compañía, más allá de la calidad y el foco en el cliente, son las personas que trabajan en ella», afirma.

Para contar con personal altamente calificado, Schneider ofrece a sus empleados capacitación permanente. «Hay una cultura de las personas de la compañía de formarse constantemente. Tenemos cursos destinados para las diferentes especialidades. Además de cursos presenciales, contamos con una plataforma de *e-learning*, a la que nuestros empleados acceden y seleccionan las capacitaciones de interés, más allá de las que son propuestas por sus jefes», asegura Cattaino.

La diversidad y la inclusión son dos valores que la empresa inculca y promueve en su personal. «Nuestro *staff*, en los últimos años, cambió radicalmente. Era un rubro netamente machista. Cuando yo ingresé, había apenas diez mujeres, y actualmente trabajan más de 150 en diferentes áreas, tales como Administración & Finanzas, Calidad, Dirección, Logística, Marketing, *Project Management*, Recursos Humanos, Suministros, Ventas y Producción. Tenemos un muy buen *ratio* de género», concluye el directivo.

“

SCHNEIDER ARGENTINA DESARROLLA TODAS ESTAS SOLUCIONES EN SU PLANTA INDUSTRIAL EN FLORIDA, QUE ES MODELO EN EL PAÍS.

CON 37 AÑOS DE HISTORIA EN EL PAÍS, Schneider Electric Argentina es una compañía que lidera la transformación digital de la gestión de la energía y la automatización en Infraestructura e Industria, Centros de datos y Edificios. Desde hace más de 20 años, la empresa decidió volcar sus servicios al sector de *Oil & Gas* y la Minería, entre otros. Esta transformación coincidió con la llegada a la compañía de Damián Cattaino, quien actualmente ocupa la Dirección del área *Power Systems,* dedicada a la ejecución y el diseño de sistemas de distribución de potencia eléctrica. «Nuestra misión es ofrecer Productos, Sistemas y Servicios, desde la media tensión –33.Kvolt.– hasta la baja tensión de potencia, incluyendo Sistemas de control, Protección y Medición. Los equipos y sistemas son fabricados en nuestra planta y están orientados a las empresas electrointensivas, tales como *O&G*, Minería y Siderúrgica como así también al sector de Energía: Generación, Transmisión y Distribución. El 70% de nuestro *core business* está allí», relata Cattaino.

«*Power Systems* es un área relevante para la compañía. En Argentina somos más de 100 personas. Tengo a cargo el desarrollo del negocio, con lo cual velo por los resultados. Dentro de nuestro equipo realizamos el diseño, la ejecución y, de ser necesario, el montaje y la instalación. Hay que tener en cuenta que, en muchos casos, las condiciones para la instalación y el montaje son muy complejas por el tipo de empresas con las que trabajamos. Por ejemplo, si es un cliente dedicado a la explotación del litio, el centro de operaciones se encuentra a 4.000 metros de altura», completa.

¿Cómo es el proceso desde que las empresas electrointensivas acuden a ustedes hasta que se instalan los equipos?

—

El primer elemento importante para estar cerca de nuestros clientes lo constituye nuestra cobertura geográfica a nivel comercial, la más grande que posee este rubro en la Argentina. Contamos con 13 agencias y delegaciones. Estamos presentes en las provincias más relevantes. Por lo tanto, cuando el cliente necesita una solución, nuestro equipo analiza la mejor propuesta técnico-comercial. El cliente valida técnica y económicamente la propuesta. Luego de la adjudicación procedemos a ejecutar la Solución. En nuestra planta realizamos la ingeniería y fabricación del equipamiento. Finalmente, el cliente asiste a los ensayos de recepción en nuestra la planta, y luego se procede al envío.

¿Cuánto tiempo puede llevar todo el proceso de una solución?

—

Es muy relativo. Dependiendo de si se trata de un producto estándar o una Solución. Para el caso de componentes de media tensión o Celdas Secundarias, entre 45/60 días. Para las Soluciones, los plazos varían en función de la complejidad: hay proyectos de 180 días en promedio y algunos llevan un año de ejecución. Para el caso de acuerdos de Marco, al ser estandarizados los plazos se acuerdan en función de cronogramas propuestos principalmente para las distribuidoras de energía, con lo cual es mucho más fluido el flujo de entrega en función de una fecha programada con los clientes.

EN >

En el sector de *Oil & Gas*, ¿cuál es la solución que más les demandan?

—

Desarrollamos Sistemas de variación de velocidad, los cuales son fundamentales para optimizar la operación de los yacimientos. Nuestras Soluciones son diseñadas cumplimentando los requerimientos técnicos solicitados por los clientes y los estándares mundiales más reconocidos. Mediante nuestros convertidores se optimizan los procesos, el consumo y se protegen los activos de nuestros clientes. Son equipos seguros, confiables, inteligentes y comunicables, que pueden ser comandados a distancia y de los que se puede obtener información esencial de la aplicación. A través de nuestro software pueden visualizar desde la cantidad de m³/h extraídos de producto pasando por cartas dinamométricas, para detectar la performance y perfeccionar el rendimiento del pozo en tiempo real, hasta qué nivel de energía está consumiendo o devolviendo a la red en el caso de los variadores regenerativos, principalmente para las distribuidoras de energía.

TENDENCIAS ENERGÉTICAS

En el proceso de transformación que está experimentando el sector de energía aparecen dos grandes tendencias: por un lado, la generación distribuida y renovable, para lo cual Schneider Electric desarrolla en el país soluciones de nuevas tecnologías de equipos de potencia y, por otro, la otra gran tendencia es el Internet de las Cosas, para lo cual la compañía desarrolla dispositivos electrónicos tales como Sistemas de Protección y Medición, sensado de variables, y esta información es gestionada en aplicaciones y analíticos que hacen más eficiente la energía en provecho de todos los actores involucrados.

De esta manera, Schneider Electric ha logrado una posición de liderazgo en Sistemas de Generación distribuida. Todas estas plataformas apuntan a que las empresas de energía obtengan una mejor calidad y continuidad del servicio, y que además optimicen sus costos», asegura Cattaino.

Este EcoSistema de Soluciones basado en la interoperabilidad de los Sistemas Schneider Electric lo ha denominado EcoStruxure Grid, que además de considerar aspectos relativos a ciberseguri-

EN >

“

EL ÁREA *POWER SYSTEMS*, ADEMÁS DE ARGENTINA, CUBRE URUGUAY Y PARAGUAY, DONDE NO TENEMOS PLANTA. POR LO TANTO, EXPORTAMOS HACIA ESOS PAÍSES.

dad es transparente y agnóstico, permitiendo interactuar con equipos y Sistemas de terceros.
Schneider Argentina desarrolla todas estas soluciones en su planta industrial, que es modelo en el país. Se trata de un predio de 44.000 metros cuadrados, emplazado en la localidad bonaerense de Florida, y que cuenta con un *staff* de 600 empleados. Posee un Sistema de Gestión Integrado que cumple con las normas ISO 9001, ISO 140001, OSHAS 18001 y ISO 50001 (que es la que maneja las eficiencias energéticas en la propia instalación). «Se trata de una planta muy moderna y segura», indica Cattaino. «En lo que respecta a la línea de montaje, los equipamientos se manejan por Sistemas neumáticos y ergonómicos diseñados para la seguridad y comodidad de las personas», describe.

¿En la planta se hace el ensamblado de los equipos o la fabricación total?

—

Schneider Electric Argentina posee varias líneas de producción de equipamientos de media y baja tensión, algunas de ellas tienen el máximo nivel de industrialización a través de transferencia tecnológica desde casa matriz, y otras con nivel de ensamblado local. Es importante destacar que nuestra planta industrial es la de mayor volumen de la región. Nos abastecemos de componentes desde nuestras plantas internacionales y proveedores del mercado local, como por ejemplo chapa, cobre y otros materiales. Mas allá de todo lo anterior, lo mas importante es el desarrollo de la ingeniería de las provisiones con el equipo local formado por ingenieros especializados en cada línea de equipamiento. Con todo ello logramos alcanzar integraciones locales de hasta el 60%.

¿Desde la filial de Schneider en Argentina exportan productos a la región?

—

Sí, exportamos a países de Sudamérica, tales como Paraguay, Uruguay, Chile, Perú, etc. ×

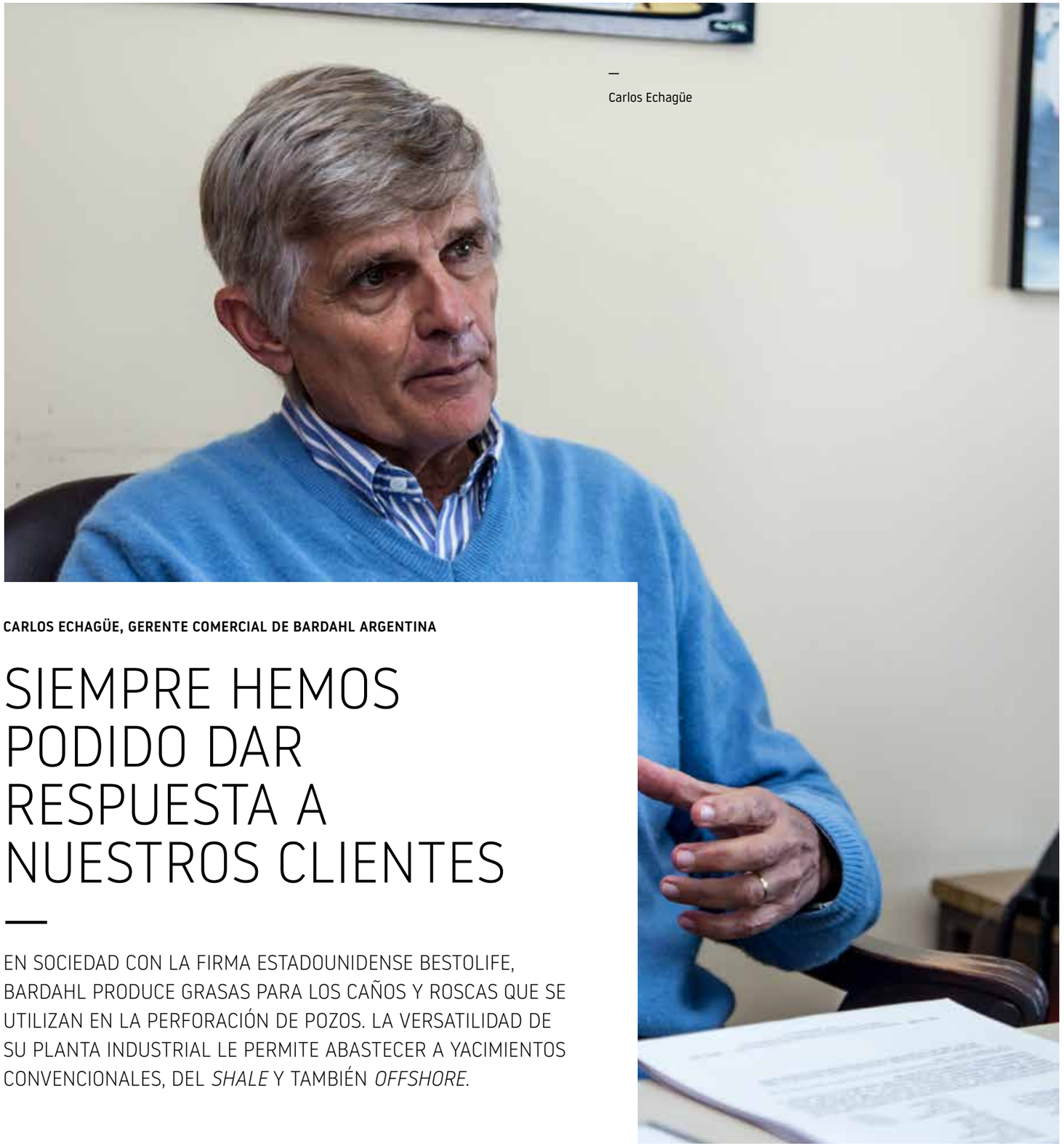
NORDEX
acciona Windpower

TECNOLOGÍA PUNTA
HASTA 4,8 MW

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

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

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



—
Carlos Echagüe

CARLOS ECHAGÜE, GERENTE COMERCIAL DE BARDAHL ARGENTINA

SIEMPRE HEMOS PODIDO DAR RESPUESTA A NUESTROS CLIENTES

—

EN SOCIEDAD CON LA FIRMA ESTADOUNIDENSE BESTOLIFE, BARDAHL PRODUCE GRASAS PARA LOS CAÑOS Y ROSCAS QUE SE UTILIZAN EN LA PERFORACIÓN DE POZOS. LA VERSATILIDAD DE SU PLANTA INDUSTRIAL LE PERMITE ABASTECER A YACIMIENTOS CONVENCIONALES, DEL *SHALE* Y TAMBIÉN *OFFSHORE.*

“

BESTOLIFE TIENE UNA GRASA ESPECÍFICA PARA DAR UNA RESPUESTA SATISFACTORIA A LOS REQUERIMIENTOS DE VACA MUERTA.

«BARDAAAHL... BARDAAAHL...». Cualquier oyente desprevenido identifica esta exclamación de un spot radial con una de las marcas líderes de lubricantes y aditivos para motores. Sin embargo, la empresa Bardahl Argentina es mucho más que eso. Desde hace 20 años, en sociedad con la firma estadounidense Bestolife, es una de las principales proveedoras de grasas para caños y roscas en la industria hidrocarburífera. Desde su planta en Del Viso, esta compañía –que hace ocho años se independizó de la casa matriz en Estados Unidos– elabora en forma integral todos los compuestos que de manera directa llegan a las plantas de operaciones de todo el país. «Nosotros hacemos nuestra propia grasa. Elaboramos la grasa madre, nos encargamos del proceso de saponificación, la aditivamos y le vamos dando las distintas características que el usuario o la aplicación necesitan», afirma ante *TRAMA* Carlos Echagüe, gerente comercial de la compañía. «La sociedad con Bestolife nació a partir de su intención de abastecer el mercado local y nuestra capacidad de producir la grasa. Es así como, desde hace 20 años, elaboramos bajo licencia de Bestolife toda la línea de productos para el mercado argentino», completa el directivo. La mayor fábrica de tubos de Argentina coloca nuestra grasa en su producción, siendo el principal cliente de Bardahl, en este rubro. Pero la compañía también provee de manera directa a grandes operadoras, a empresas de servicios o productores, ya que elabora toda la gama de grasas para el *pulling* y la perforación.

¿A nivel global Bardahl está volcada al sector de *Oil & Gas*?

—

Depende de cada lugar. Hay algunos franquiciados de Bardahl que han ingresado al sector industrial. Pero específicamente en una asociación con Bestolife, somos los únicos porque el abastecimiento en otros lugares no ha sido un problema para ellos. En Argentina, las particularidades de algunos clientes exigían formas de provisión bastante complicadas. Había que entregar a granel, *just in time*. Si uno no tiene un socio local, es muy difícil cumplir con estos requerimientos.

¿La elaboración de las grasas sufrió muchas modificaciones en todos estos años?

—

Sí, sobre todo desde que se empezó a tomar mayor conciencia del impacto ecológico. Cuando empezamos, el 65% de los componentes de las grasas era sobre la base de metales como el cobre, el plomo y el zinc. Pero con el tiempo esos metales fueron reemplazados por componentes como el teflón y el grafito. Los componentes se importan porque debn tener una determinada granulometría para poder ir entre la rosca. Si bien nosotros fabricamos la grasa, tiene que seguir siendo Bestolife, y ellos quieren garantizarse que los materiales que se están utilizando provienen de la misma fuente de donde ellos se proveen.

¿Este viraje hacia una producción más ecológica requirió una inversión significativa?

—

Crear nuevos productos siempre trae acompañados inversión y nuevos desafíos. Lleva mucho tiempo de investigación y desarrollo.
En el caso particular de las grasas de este tipo no es un tema sencillo, implica mucho trabajo de laboratorio y de ensayos. Además, nuestros clientes en este rubro tienen altísimos estándares de calidad, con centros de investigación donde la grasa siempre es evaluada y comparada con

+

Testigo del crecimiento

Carlos Echagüe lleva 42 años trabajando en Bardahl Argentina. Ingresó a la empresa para desempeñarse en el área de compras, cuando no eran más de una decena de empleados y la elaboración de los productos se realizaba con máquinas rudimentarias. Hoy Bardahl cuenta con maquinaria de última tecnología integrada por varias líneas de llenado, con sopladoras e inyectoras de última generación para la producción propia de envases. Esta estructura le permite fabricar 1,5 millones de envases por mes, desde su formulación hasta el etiquetado. «En todos estos años que llevo acá, he tenido el privilegio de ver el crecimiento de una empresa que desde mi punto de vista es modelo no solamente por la calidad de los productos que hace sino por su conducta. En Bardahl se respetan mucho los valores del personal y las normas. Es una compañía que pelea contra situaciones comerciales que muchas veces no son tan claras en la Argentina. Y sin embargo, ha mantenido siempre una conducta intachable en ese sentido. Me siento muy orgulloso de pertenecer a Bardahl», remata Echagüe.

“
LA FUNCIÓN MÁS IMPORTANTE DE LAS GRASAS ES PROTEGER LAS ROSCAS Y LOS CAÑOS. NO SOLO QUE NO SE ROMPAN, SINO QUE SELLEN CORRECTAMENTE.

otras del mundo. Esto nos ayuda a estar a la vanguardia en la calidad de los productos. Los constantes ensayos, sumados a los rigurosos monitoreos no solo de los fabricantes de tubos sino también del usuario final, nos motivan a seguir descubriendo nuevos productos y servicios para este mercado.

¿La utilización del *fracking* los llevó a tener que elaborar un producto específico para esa actividad?

—

Sí. Justamente Bestolife tiene una grasa específica para dar una respuesta satisfactoria a los requerimientos de Vaca Muerta, sobre todo en el proceso de exploración. No solamente por la extensión del pozo sino también por la alta presión y el hecho de que la perforación es horizontal. Todo eso hace que el requerimiento de la grasa para el servicio sea muy específico. La diferencia pasa por un cambio en la composición de las materias primas. Pero al trabajar con Bestolife, tenemos la ventaja de que este tipo de grasas ellos ya las venían utilizando en Estados Unidos con las explotaciones del *shale* que se dieron allá. De todos modos, no fue necesario hacer ningún tipo de adecuación en la planta. Tenemos equipamiento suficiente para poder responder con celeridad y volumen a las necesidades del mercado.

¿Hubo un crecimiento en escala en cuanto a la demanda de estas nuevas grasas?

—

Sí, en estos dos últimos años ha habido un incremento significativo. Nos pone muy contentos porque las perspectivas son muy interesantes. Y hablando con operadores, realmente los resultados de Vaca Muerta son muy buenos. Se abre una oportunidad para el sector energético en la Argentina. En el Golfo San Jorge también hay muy buenas perspectivas. Y para el *offshore*, Bestolife tiene una línea especial de productos y grasas para perforaciones. Son las mismas que se aplican en el Mar del Norte, que tienen que pasar por exámenes muy rigurosos para evitar la contaminación y al mismo tiempo proteger el caño. No hay que olvidarse de que la función más importante de esas grasas es proteger las roscas y los caños. No solo que no se rompan, sino que sellen correctamente para evitar fugas.

¿En cuánto los afecta la fuerte caída que se está dando en el sector automotriz para toda la línea de lubricantes y aditivos que ustedes elaboran?

—

Se siente, pero una de las características de Bardahl es que ofrece al usuario de autos un abanico muy amplio de productos. No solamente lubricantes y aditivos, sino también productos de belleza para el automotor, líquido de frenos y escobillas, entre otras cosas. Entonces, en épocas de crisis puede suceder que un sector de la venta caiga, pero lo compensamos con otro que sube o se mantiene estable. Con nuestros productos puede seguir manteniendo el vehículo en muy buenas condiciones cuando no lo puede renovar con tanta frecuencia. Además, contamos con un sistema de comercialización fuera de lo común. No tenemos distribuidores, sino vendedores directos en todo el país. Eso nos permite estar en contacto con el intermediario más inmediato del usuario. Así, se puede tener una idea más acabada de lo que está sucediendo en el mercado y reaccionar más rápidamente que algunas estructuras más grandes. Si hay algo que distingue a Bardahl, es que aun en los momentos más turbulentos de la economía nunca dejó de entregar productos. ×

+

De igual a igual con los más grandes

La planta industrial de Bardahl en Del Viso es un predio de 7.500 metros cuadrados. La calidad de su laboratorio, la capacidad de su equipo de investigación y la tecnología de su equipamiento le permiten a la empresa ofrecer productos a pedido de los clientes. «En el sector industrial siempre se ha reconocido a Bardahl como un sastre a medida», afirma Echagüe. «Gran parte del crecimiento que experimentó la empresa en estos años se debe a que hemos podido dar respuesta a los grandes clientes que nos solicitan un producto especial para su actividad. Gracias a la automatización que tenemos en nuestra planta, podemos elaborarlo de manera integral, sin depender de terceros», agrega. «Nuestra clave está en ser eficientes y tener bien integrada toda la cadena de producción, respondiendo rápidamente ante los cambios y ofrecer resultados óptimos. Esa ha sido una política de Bardahl desde siempre», asegura Echagüe.

ProdEng
Production Engineering Services

Somos una compañía que trabaja en el up-stream de la industria petrolera en yacimientos convencionales y no convencionales.
Somos expertos en manejo de fluidos erosivos, asistencias de fractura, clean-up y well-testing.

phoenix GLOBAL RESOURCES
Trabajando por el desarrollo energético argentino

María Virginia Marinsalta

MARÍA VIRGINIA MARINSALTA, GERENTA DEL SECTOR ASEGURADOS DE ALBA CAUCIÓN

EN EL SECTOR ENERGÉTICO HAY MUY BAJA SINIESTRALIDAD

ALBA TIENE UN ROL DESTACADO EN EL *OIL & GAS*. ES UNA DE LAS POCAS COMPAÑÍAS HABILITADAS PARA EMITIR SEGUROS AMBIENTALES. A PARTIR DEL LANZAMIENTO DEL PLAN RENOVAR, TAMBIÉN PASÓ A SER UN ACTOR DE PESO EN LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

“

EN EL SECTOR DE *OIL & GAS* INTERVENIMOS MÁS CON EL SUBCONTRATO QUE CON EL CONTRATO PRINCIPAL.

CON MÁS DE 60 AÑOS DE TRAYECTORIA, Alba Caución es una compañía líder en el seguro de caución. Ofrece al mercado todos los productos y coberturas ligados a los contratos de obra pública y privada, licitaciones, contratos de provisión de obra o concesión. También brinda garantías aduaneras para el comercio internacional y es una de las pocas compañías habilitadas por la Superintendencia de Seguros y por la Secretaría de Ambiente para emitir seguros ambientales, ya que cumple con el requisito de contratar empresas de remediación ambiental y de transportes de residuos. Todos los productos que ofrece Alba son aplicables a la industria energética. Sobre todo en lo que tiene que ver con contratos de concesión, de instalación o por la importación de equipos. «En general, en el sector energético no hay mayor incumplimiento. Justamente por esa razón es un sector apetecible», afirma María Virgina Marinsalta, gerenta de Asegurados de la compañía.

En el rubro de energías renovables, a partir del lanzamiento del Plan RenovAr Alba pasó a ocupar un rol importante. Comenzó a trabajar con el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE), en un producto conocido como Garantía de Financista del Proyecto. En estos contratos, el BICE ofrece préstamos de hasta el 70% del proyecto de inversión en energías renovables, con un plazo máximo de 15 años y con dos años de gracia. En estos casos, el rol que cumple Alba es el de garantizar la puesta en marcha del proyecto en todo lo que tiene que ver con la construcción de la planta, hasta llegar a la etapa de generación. «Esta póliza presupone que, cuando el proyecto está terminado, va a generar los fondos suficientes para pagarlo», indica Marinsalta.

Otro de los actores que interviene en estos contratos es Cammesa. «Por un lado están las garantías hacia Cammesa, para que los proyectos lleguen en tiempo y forma con lo que prometieron de construcción. Todos lo que se presentan en las licitaciones deben ofrecer una garantía para Cammesa. A su vez, aquellos que hayan salido adjudicados tienen que presentar una nueva garantía a Cammesa por el cumplimiento del contrato. Finalmente, los que soliciten un crédito en el BICE también deben presentar una garantía, que no está vinculada con la devolución del préstamo sino con la habilitación comercial. Lo bueno de estos contratos es que así el BICE se asegura de que el proyecto se termine. En caso de que este se pare, nosotros le pagamos al BICE», afirma.

¿El BICE recurrió a ustedes cuando se lanzó el Plan RenovAr?

—

En realidad, a nosotros nos fueron llegando los proyectos por separado. Después hicimos varias reuniones con el BICE para tener una idea más global del negocio. Todos estos proyectos ellos los tienen contenidos dentro de un programa que llaman Financiamiento Estructurado. No se trata de casos aislados, sino que forma parte de un programa de desarrollo, con una ley que lo respalda y el interés político de que estos proyectos de energía renovables se lleven a cabo. En algunos casos hemos visto proyectos con poco sustento, muy débiles. Y los rechazamos. Igual depende de qué tipo de proyecto se trate, cuán largo es, qué apalancamiento tiene, cuánto le da el BICE y cuánto le dan otros bancos con inversión propia. Muchos de los que se presentan son empresas que a lo mejor se dedican a otra cosa y que ya son clientes nuestros en otros rubros. Esto se da mucho en los proyectos de energías renovables que tienen que ver con la biomasa: aprovechan los desperdicios de la producción para convertirlos en energía. En algunos casos es para uso propio y, en otros, para subirlo a la red.

+

Marplatenses con historia

Alba Caución es una empresa de capitales nacionales, fundada hace 60 años por la familia Cuffia. Con origen en Mar del Plata, desde 1983 pasó a dedicarse al ramo de caución. En la actualidad cuenta con 11 agencias en distintos puntos del país, con presencia en ciudades como Rosario, Santa Fe, Córdoba, Mendoza, Neuquén y Salta, entre otras. Al ser especialistas en seguro de caución, una de las características de Alba es que brinda servicios a medida. «El trato personalizado con nuestros clientes es un rasgo que nos identifica y marca una diferencia con respecto a la competencia», afirma María Virginia Marinsalta. «El que está hace muchos años en el mercado sabe de esa expertise y, cuando tiene una caución más fuera de lo habitual, suele recurrir a nosotros. Es un orgullo y una gran responsabilidad», remata.

“

SE NOTÓ UN CRECIMIENTO NOTABLE DE LA FACTURACIÓN DE LA AGENCIA QUE TENEMOS EN VACA MUERTA.

¿En el sector de *Oil & Gas* la participación de ustedes se da en los contratos que tienen que ver con la adjudicación de áreas?

—

Intervenimos más con el subcontrato que con el contrato principal. La empresa petrolera debe tener una garantía a favor del Estado por la concesión que le dan. Ahí nosotros no jugamos tanto. Muchas de las empresas vienen con programas de seguros de afuera o con *brokers* internacionales ya contratados. La realidad es que las empresas están trabajando con tasas muy bajas que, a nuestro entender, técnicamente pasaron la barrera de lo racional. Nosotros entramos mucho más fuerte en los contratos que se establecen entre las operadoras y las proveedoras que subcontratan para los distintos servicios. A las petroleras grandes las tenemos más como beneficiarios que como tomadores de seguros.

En comparación con otros rubros, ¿los contratos se cumplen en el sector energético?

—

En general, en el sector energético no hay mayor incumplimiento. Justamente por esa razón es un sector apetecible. Es un rubro con menor tasa de siniestralidad en comparación con otros.

¿Con el desarrollo de Vaca Muerta tuvieron una demanda mayor en la agencia que poseen en Neuquén?

—

Se notó un crecimiento notable de la facturación de la agencia que tenemos en Vaca Muerta. Sobre todo en lo que tiene que ver con subcontratos. Desde la cantidad de alquileres para personas que se han mudado hasta la garantía de contratos entre privados. Vemos realmente un potencial importante en Vaca Muerta.

¿Hay una relación directa entre el comportamiento de la actividad económica y la tasa de siniestralidad?

—

Sí, es inversamente proporcional. Cuando la actividad económica baja, los siniestros suben. De hecho, este fue el año de mayor cantidad de siniestros en la historia de la compañía. No solo en cantidad, sino también en intensidad. ×

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