

LA INDUSTRIA PETROLERA ES EL EPICENTRO DEL COLAPSO ECONÓMICO PROVOCADO POR EL CORONAVIRUS. QUÉ HACER PARA EVITAR QUE LA CADENA DE PAGOS SE QUIEBRE DEFINITIVAMENTE.

© Images by GarryKillian and Kotkoa / Freepik — Ft. Lea Ágreda



Hugo Eurnekian **CGC**

Silvana Monserrat **Expro**

Alejandro Macfarlane Camuzzi

Marcelo Martínez Mosquera **UIA Energía**











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



























Fusionamos experiencia, innovación y tecnología, transformando ideas en resultados

Ofrecemos soluciones integrales de completación, basadas en el servicio y en la innovación, siendo la opción más eficiente de la industria, Estamos comprometidos con la Calidad, la Seguridad, el Medio Ambiente y la Mejora Continua

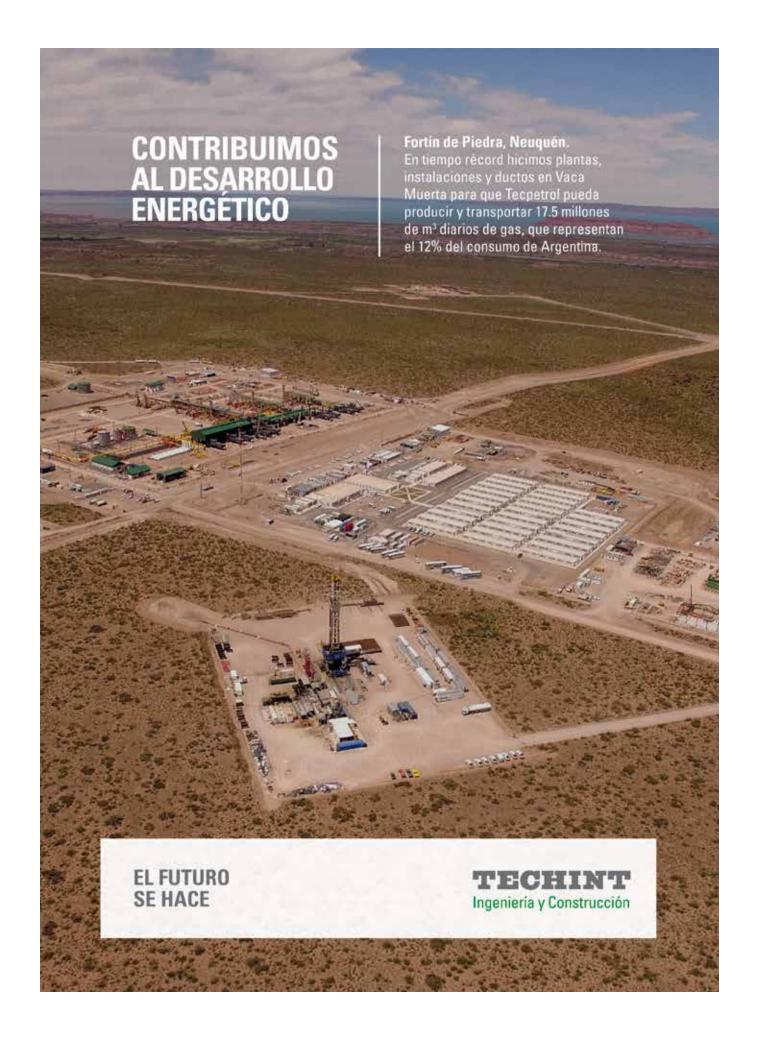




www.texproil.com.ar



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







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





www.albanesi.com.ar

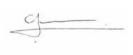


TIEMPOS DE EXCEPCIÓN

Cuando comenzamos a editar TRAMA, hace ya tres años, lo hicimos convencidos de que en la era digital aún queda lugar para las publicaciones en papel, por las ventajas comparativas que ofrece este soporte frente a lo efímero que a veces resulta el contenido que circula por internet. La planificación de cada número a partir de un tema central que se va desplegando en sucesivas notas, el diseño de una tapa capaz de condensar esa idea fuerza, la calidad del papel ilustración como respaldo y la posibilidad de escapar del día a día, dándole mayor lugar a la reflexión y al análisis de los protagonistas de la industria, son algunos de los motivos por los cuales seguimos creyendo en la edición impresa. Sufrimos, y a la vez disfrutamos, con la adrenalina que genera cada cierre, sabiendo que, a diferencia de las versiones online, no habrá chances de corregir nada una vez que la publicación entre a imprenta, pero aferrándonos a la ilusión de trascendencia que genera el papel. En esta ocasión, sin embargo, nos vemos forzados a llegar a ustedes de manera digital, por las restricciones que impone el coronavirus, pero con la esperanza de que pronto podamos superar esta coyuntura inédita y difícil y nos encontremos nuevamente en persona para hacerles llegar nuestra revista.



Marcela González Directora



Nicolás Gandini Director Editorial



Nº 10 ABR. 2020 Registro de la Propiedad Intelectual: 53669687

Nicolás Gandini Director Editorial

Marcela González Directora

> Juan Manuel Compte Roberto Bellato Antonella Liborio Andrea Durán Pablo Galand

Escriben

Diseño Editorial Estudio ÁgredaDG

en Buenos Aires lea.agreda@icloud.com Daniela Demelio daniela.damelio. fotografia @gmail.com

Fotografía

en Neuguén Fabián Ceballos Fotosnqn@gmail.com

REVISTA TRAMA es una producción de Econo Journal SRL Viamonte 825 PB "A"

+5411 4764 5313

Impresión

Impresor S.A.

New Press Grupo

Paraguay 264 (1870)

Avellaneda, Bs.As. +54 11 42089767

Fernando Krakowiak

Corrección Pablo Valle

> Comercialización econojournal@ econojournal.com.ar

REVISTATRAMA 12 #10 ABRIL 2020

NDT > NOTA DE TAPA

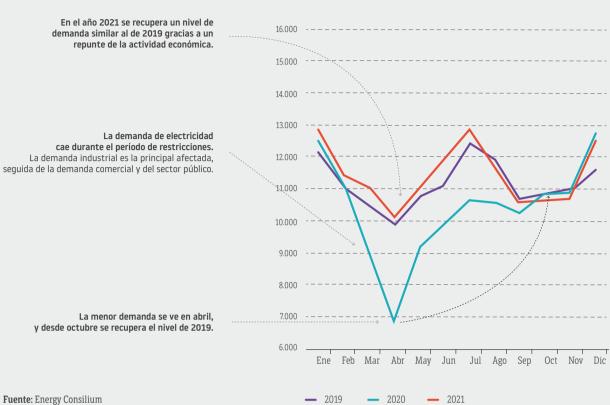


REVISTATRAMA 14 #10

NDT >

Demanda de Electricidad

Gwh



LA DESTRUCCIÓN DE VALOR en la

industria energética por la expansión del virus COVID-19 se mide en tiempo real. Es inviable -y hasta fútil- pronosticar en términos cuantitativos cuál será el impacto real de los acontecimientos históricos de alcances aún desconocidos. Sin embargo, la excepcionalidad del fenómeno queda de manifiesto cuando se observan cambios paradigmáticos. «El gran acuerdo petrolero con OPEP+ está hecho. Esto salvará cientos de miles de puestos de trabajo en el sector energético de EE.UU.», tuiteó Donald Trump el viernes 9 de abril. ¿Quién hubiera vaticinado que el presidente norteamericano sería el portavoz de un acuerdo para cortar la producción de petróleo con Rusia y Arabia Saudita? ¿Quién hubiera anticipado que el líder de la cuna del libre mercado iba a festejar la colusión entre los principales jugadores de la poderosa industria hidrocarburífera? Trump llegó incluso a discutir con Justin Trudeau, su par de Canadá, la reimposición de aranceles a la importación de petróleo y gas por

de Ronald Reagan en los 80 que no se aplican instrumentos de ese tipo. El coronavirus legitimó pragmatismos impensados para navegar en un mar de urgencias que recrudece. En la Argentina, la agenda de prioridades se transfigura a ritmo furioso. Los objetivos sobre los que se discute son desestimados casi sin darse cuenta porque pierden sentido en una realidad que se desmorona. A principios de marzo empezó a debatirse en el Ministerio de Desarrollo Productivo la implementación de un acuerdo de precio sostén del petróleo en el mercado interno para defender actividad y puestos de trabajo. Pero tras los primeros días de cuarentena obligatoria, que derrumbó la venta de combustibles y por consiguiente de petróleo, las negociaciones por el barril criollo se dilataron. ¿Cuál es el sentido de negociar con la industria un acuerdo para mantener determinado nivel de inversión o actividad si el 80% de los trabajadores petroleros está en su casa aislado por decisión del Gobierno? Lo aconsejable,

primera vez en 40 años. Desde el Gobierno

parecería, es ganar tiempo hasta contar con mayor visibilidad. Lo mismo aplica para el mercado del gas. Hasta antes de la pandemia, el Ministerio de Desarrollo Productivo trabajaba, no sin resistencias internas en las filas del propio Gobierno, en el lanzamiento de una licitación anual para que distribuidoras y generadoras eléctricas compren en conjunto -con la intermediación de Cammesa-el volumen de gas necesario para abastecer a los hogares y al parque termoeléctrico. La nueva conducción del Enargas, que encabeza Federico Bernal, quiso correrse de esa idea y ordenó a las distribuidoras que salgan a contratar gas cada una por su cuenta hasta el 31 de marzo. La iniciativa, un tanto disparatada y de eficacia dudosa, finalmente fue desestimada. ¿Es posible contratar gas a mediano plazo en un contexto excepcional que provocó una caída de la demanda de gas cercana al 30% desde que se decretó la cuarentena? Evidentemente, no. Las urgencias pasan por mantener el

barco a flote en medio del vendaval.

ABRII 2020



Generación térmica

10.000 -----



La generación térmica es la más afectada por la caída de la demanda.

Se mantiene por debajo de los niveles de 2019 durante todo el año con el mínimo en abril de 2019.

En el año 2021 se recupera un nivel de demanda pero se mantiene en un rango inferior al de 2019.

Fuente: Energy Consilium

RUPTURA DE LA CADENA DE PAGOS

— 2020 **—** 2021

— 2019

La principal preocupación de los funcionarios del área energética es preservar la cadena de pagos. La cuarentena obligatoria y los errores políticos y de comunicación del Gobierno –que primero filtró que la interrupción en el corte de servicio para deudores de tres facturas alcanzaría a todos los usuarios-derrumbaron la cobrabilidad de las distribuidoras de gas y electricidad. A mediados de abril, solo 4 de 10 clientes domiciliarios habían pagado sus facturas. La morosidad entre Pymes e industriales medios es más alta aún. Fuentes de Cammesa, la empresa que planifica el despacho eléctrico, explicaron que el objetivo, súper ambicioso, es lograr que un 50% de las distribuidoras pague la energía que toma del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Hoy, tras las primeras cuatro semanas de cuarentena, la cobrabilidad se ubica en torno al 20%. «El departamento de Cobranzas (de

Cammesa) va a tener que trabajar mucho para llegar al 50%. El nivel de pago de las facturas es muy bajo y las distribuidoras van a priorizar la cancelación de sueldos y gastos fijos antes que abonar la energía que consumen», admitieron desde una empresa eléctrica.

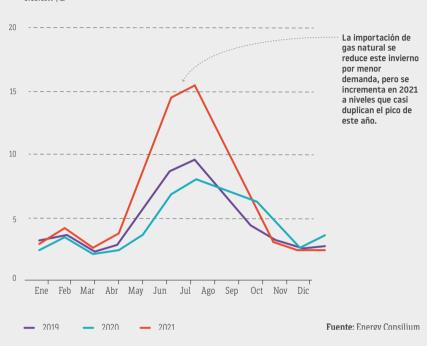
El presidente de una distribuidora gasífera siguió la misma línea. «Hasta ahora (15 de abril) pagó su factura solo un 30% de los usuarios. Para cubrir los salarios de nuestros empleados precisamos un 36%. Será difícil pagar el gas a los productores», se sinceró. Aguas abajo, las petroleras saben que en los próximos meses se agudizará su rol de financista de última instancia del sistema. No solo las distribuidoras incumplirán sus compromisos (en abril pagaron apenas el 15% del gas que compraron). Cammesa también tiene problemas para cancelar sus obligaciones en los tiempos previstos. Abonó solo un 22% de la factura en un primer pago. IEASA (ex Enarsa) enfrenta una situación similar.

66

HOY ES IMPOSIBLE
SABER CUÁL SERÁ EL
NIVEL DE ACTIVIDAD
QUE EXISTA EN LA
ARGENTINA UNA VEZ
QUE LA CUARENTENA
SE EMPIECE A
FLEXIBILIZAR.

Importación Gas Natural

MMm³/d



Subsidios crecientes al sector energético

Como se desplomó la cobrabilidad en el mercado mayorista, Cammesa pidió a Tesoro \$ 35.000 millones para cubrir costos del sistema en abril. En marzo había pedido \$ 15.000 millones

Productores de energía (gas y electricidad) se convierten en los financistas de última instancia del sistema

Las petroleras solo cobraron en abri un 15% del gas que vendieron a las distribuidoras en enero. El deterioro de la cadena de pagos ubica a los productores como los financistas de última instancia del sistema energético.

Generadoras tendrán problemas para cubrir gastos corrientes

Como el Estado incurre en demoras para pagar su remuneración, generadoras podrían tener problema para pagar sueldos y obras de construcción de proyectos renovable y térmicos.

EL SUMINISTRO PODRÍA VERSE AFECTADO

Desplome de las ventas de combustibles

Las ventas de naftas y gasoil en las estaciones de servicio cayeron un 70-80% desde el inicio de la cuarentena. Algunas refinerías, como la de YPF en Luján de Cuyo, están paralizadas.

COVID-19 **Un efecto dominó de doble entrada**

El suministro podría verse afectado

A mediano plazo, cuando se retome el nivel de consumo pre COVID-19, la Argentina necesitara recuperar su nivel de producción de petróleo, que si se paraliza también afectará la extracción d gas asociado. Por eso, para el Gobierno sigue adelante en la búsqueda de un esquema de harril criollo

Recorte de producción de hidrocarburos

Como resultado de esa situación, os productores de crudo están cerrando pozos porque no pueden acopiar más producto. La capacidad de almacenamiento en el país está a tope. YPF, por ejemplo, recortó un 50% de su campana, su principal activo en Vara Muerta

Sobreoferta de petróleo y derrumbe de precios

Por la ausencia de demand se produjo una sobreoferta bruta de petróleo a nivel global, con el consiguiente derrumbe del precio del petróleo, que al cierre de esta edición cotizaba en u\$s 29.

Las petroleras aspiraban a cobran parte de otras acreencias que tienen con el Estado. Es el caso, por ejemplo, de las compensaciones económicas que prevé la Resolución 46/2017 del Ministerio de Energía. Desde el cambio de Gobierno, el Estado dejó de pagar los subsidios a los productores que inyectan gas desde yacimientos no convencionales. Las empresas venían trabajando con la Secretaría de Energía con vistas a empezar a regularizar los pagos a partir de abril, pero frente a este escenario los privados admiten que las probabilidades de que eso suceda son muy bajas. «Los fondos del Tesoro seguramente se redireccionarán a Cammesa para cubrir los costos del sector eléctrico», aceptó, resignado, el gerente comercial de una petrolera.

SIN ACTIVIDAD

La perforación de pozos está suspendida desde que comenzó la cuarentena, el 20 de marzo. Todos los equipos de drilling están parados, al igual que la gran mayoría de los workover. Solo quedaron activas algunas unidades de pulling emplazadas en campos estratégicos. A partir del lunes 20 de abril se empezó a retomar la actividad en algunos yacimientos de Neuquén. Pero hoy es imposible saber cuál será el nivel de actividad que tendrá la Argentina una vez que la cuarentena se empiece a flexibilizar. Con el Brent por debajo de los u\$s 30 -incluso después del histórico acuerdo de la OPEP+ y EE.UU. para recortar la producción mundial de petróleo en un más de 10 millones de barriles-, la ecuación económica para extraer petróleo de Vaca Muerta está en rojo. Hoy no es un problema porque el consumo de crudo se desplomó como efecto de la cuarentena. Las ventas de

naftas cayeron un 80% en abril. Tanto que las grandes refinerías del país comenzaron a frenar totalmente sus plantas. Hoy operan al 30% o 40% de su capacidad instalada, al límite operativo por cuestiones de seguridad. En YPF proyectaban una recuperación para mayo, pero con la extensión del aislamiento habrá que esperar. «Calculábamos que la demanda en mayo sería un 40% inferior que la de febrero. En junio proyectábamos que será un 25% inferior. Pero hoy el escenario es más sombrío», indicaron.

El suministro podría

verse afectado

PROBLEMAS ASOCIADOS

Ruptura

de la cadena de pagos

La exportación de petróleo y el cierre de pozos constituyen la única alternativa para palear la situación. No será sencillo. El crudo Medanito, que se extrae en la Cuenca Neuquina, no se exporta desde hace casi 20 años. Cuando sondearon el mercado, a las petroleras con activos en

Vaca Muerta se les puso cuesta arriba el relevamiento comercial. El precio de compra que recibieron fue bajísimo. «Sobra petróleo en todos lados. El mejor precio que conseguimos fue Brent menos un descuento de u\$s 18», comentaron desde una petrolera. Bajo ese esquema, las petroleras que exportaron terminarán recibiendo un precio neto entre u\$s 10 y 15 dólares por barril.

La destrucción de valor en el negocio petrolífero genera, además, un efecto secundario en el mercado de gas. Además del cierre de pozos de crudo que se registró en abril –YPF, por ejemplo, bajó la mitad de los pozos de Loma Campana, su mayor desarrollo de *shale oil*–, la producción de gas se ve afectada porque buena parte de los pozos cerrados de petróleo traen gas asociado. En la antesala del invierno, no es un tema para pasar por alto. Y menos si los problemas físicos para evacuar crudo,

gasolina y condensados complejizan aún más la situación, «Si el consorcio que opera el *offshore* de Tierra del Fuego (liderado por Total) no logra colocar su producción de petróleo Hydra que viene asociado al gas (antes se lo vendía a la refinería de Raízen), tendrá que bajar su oferta de gas. Hay varios millones de metros cúbicos diarios de gas que se perderán por no poder evacuar los líquidos asociados», explicó el director de Gas de una petrolera con base en la Cuenca Austral. Se estima que, a nivel nacional, podrían perderse unos 15 ó 20 MMm³/d de gas por el cierre de pozos de petróleo y por la incapacidad física de evacuar condensados y líquidos asociados, como sucede en el offshore de Tierra del Fuego.

Son escenas impensadas de una pandemia que en abril transformó de manera radical la fisonomía de la industria energética. *

SOBRA PETRÓLEO
EN TODOS LADOS. EL
MEJOR PRECIO QUE
CONSEGUIMOS FUE
BRENT MENOS UN
DESCUENTO DE U\$S 15,
COMENTARON DESDE
UNA PETROLERA.

REVISTA**TRAMA 18** #10

NDT >

En primera persona

TRAMA entrevistó a tres altos ejecutivos para transmitir un análisis de primera mano del impacto de la pandemia del COVID-19 en los distintos segmentos de la cadena de valor energética. A continuación, los testimonios de Martín Genesio, titular de la norteamericana AES, uno de los cuatro grandes jugadores del mercado de generación de energía; Ricardo Torres, presidente de Edenor, la mayor distirbuidora eléctrica del país; y Alejandro Macfarlane, principal accionista y presidente de Camuzzi, la distribuidora que más gas despacha en el país.



Martín Genesio (AES)

«Es fundamental sostener las cadenas de pago durante la tormenta inyectando dinero donde sea necesario»

Las distribuidoras eléctricas publicaron un comunicado en el que remarcan la importancia de intentar mantener la cadena de pagos en el sector. ¿Cómo afecta esa situación a las generadoras?

El sector, como cualquier otro, necesita mantener su cadena de pagos. En el segmento de generación, la importancia de mantener la cadena de pagos es radical, ya que es el último eslabón. Si esa cadena de pagos se rompe, el sector de generación estaría financiando parte de la cadena hacia abajo, lo cual es, primero, injusto, y segundo, impracticable en este contexto. Es fundamental que los actores del sector y las autoridades nos aboquemos a mantener la cadena de pagos.

Frente a una crisis inédita como esta, ¿qué tipo de medidas de contingencia implementó AES?

En AES nos hemos preparado desde hace años para una situación como esta. La empresa está altamente digitalizada, con lo que todas nuestras tareas administrativas y no esenciales para la operación se están haciendo en modalidad home-office incluso desde una semana antes del dictado de la cuarentena obligatoria. Respecto de la operación, nuestros héroes (personal operativo de las plantas) trabajan en turnos mínimos bajo un estricto protocolo de higiene y

seguridad. Hay que prestarle toda la atención a este punto en particular; la salud, higiene y seguridad de nuestros operadores de planta es absolutamente lo más importante y relevante, tanto para ellos como para nosotros y para el sistema eléctrico.

Asumiendo que una crisis tan profunda como esta provocará una significativa destrucción de valor en la industria energética, ¿qué visión se puede aplicar en la Argentina para intentar mitigar la pérdida de valor?

En una crisis como esta, habrá pérdida de valor. Es muy difícil no sufrir esa pérdida mientras dure la tormenta sanitaria, pero se pueden aplicar visiones que permitan mitigar, o incluso ganar valor cuando esta pase. Mi visión radica en que es fundamental sostener las cadenas de pago durante la tormenta inyectando dinero donde sea necesario. Una vez salidos de ella, la estrategia debería incluir una esterilización en el tiempo de ese dinero inyectado para evitar un espiral inflacionario. Respecto de las prioridades a defender, seguramente cada actor de cada sector sienta que lo suyo es prioritario, y es entendible que así sea. Más allá de eso, creo que la prioridad general radica en la salud de la sociedad, y en nuestro sector en particular vuelvo a poner como prioridad la cadena de pagos, donde un rompimiento de esta complicaría mucho el escenario.



¿Necesita una solución más ligera como alternativa a la tubería flexible?

Nuestro sistema de CoilHose Light Well Circulation System (LWCS) es un desarrollo innovador que proporciona una alternativa más eficiente y de menor costo, comparada con los sistemas tradicionales de tubería flexible.

- Tecnología probada en campo con más de 100 operaciones en pozos activos
- Minimiza la pérdida de producción de hidrocarburos
- Reduce el costo total de intervención
- Diseño compacto con requerimientos de espacio pequeños
- Configuración móvil y flexible
- Tripulación con experiencia tanto en sistemas de registros como en tubería flexible
- Despliegue rápido (3-4 horas) en cubiertas livianas y con espacio limitado en plataforma

Para mayor información contactarse a: argentina.sales@exprogroup.com









exprogroup.com



REVISTA**TRAMA 20** #10

NDT >



Ricardo Torres (Edenor)

«La cuestión tarifaria quedará para cuando superemos la coyuntura de la pandemia»

A fines de marzo, Adeera, la asociación que nuclea a las distribuidoras, publicó un comunicado en el que remarca la importancia de intentar mantener la cadena de pagos en el sector. ¿Cómo impacta esa situación en el caso de Edenor?

_

Creemos que es muy importante, como dice el comunicado de Adeera, que aquel que pueda pagar lo haga. No solo estamos preocupados por la operación de la compañía, sino también por las más de 500 Pymes que son proveedoras de Edenor y las más de 10.000 familias –entre empleados y terceros– que dependen de la empresa. Comprendemos que hay dificultades por los cierres de bancos y otros lugares de pago, y también gente que tiene problemas de ingresos irregulares que no están percibiendo. Para ellos, el Gobierno determinó ciertos beneficios que nosotros hemos ampliado, dado que no nos resulta fácil identificar a estos beneficiarios y preferimos que ante la duda se le aplique a más gente. Pero insisto en que una parte importante de nuestros clientes está en condiciones de pagar y debe comprender que en las actuales circunstancias es una actitud solidaria hacerlo.

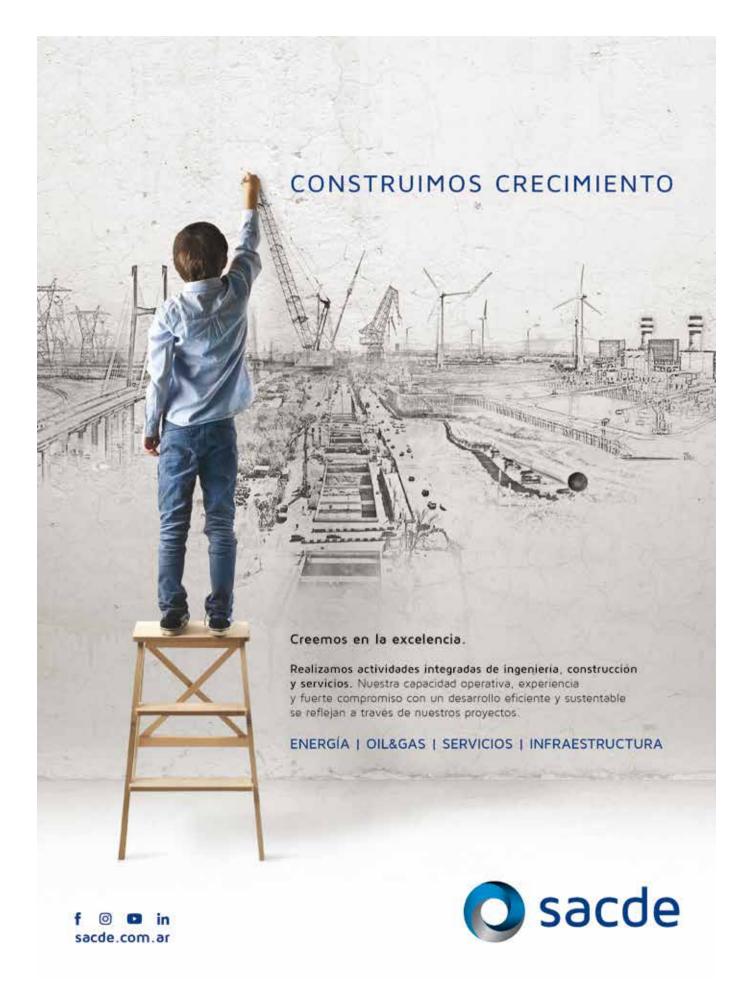
Frente a una crisis inédita como esta, ¿qué tipo de medidas de contingencia implementó Edenor? ¿A qué aspecto de la operación hay que prestarle más atención en este momento?

Además de asegurar la continuidad en las condiciones de seguridad que impuso la pandemia para nuestros equipos técnicos, buena parte del plantel está cumpliendo tareas desde sus casas a través de la modalidad de «home work» o teletrabajo. También hemos puesto el foco en la ampliación y refuerzo de las plataformas digitales para que todos nuestros clientes puedan seguir en contacto con nosotros canalizando sus necesidades de trámites, consultas y pagos a través de edenordigital.com y/o la App para telefónia móvil. Pero quiero aprovechar su pregunta para agradecer a todos y cada uno de nuestros empleados y contratistas que realizan tareas consideradas esenciales y salen cada día a mantener, reparar y operar la red para que las 10 millones de personas que viven en nuestra zona de concesión puedan hacer su cuarentena o aislamiento con el servicio eléctrico necesario.

La situación de excepcionalidad probablemente termine motivando una nueva postergación de la actualización tarifaria que está pendiente desde febrero de 2019. ¿Qué nivel de flujo de caja posee la empresa para garantizar la operación del sistema?

_

La cuestión tarifaria quedará para cuando superemos la coyuntura de la pandemia. Es un tema a conversar. Recuerde que desde febrero de 2019 no recibimos ajuste de nuestros ingresos, la inflación del período superó el 60%, y que las dificultades de pago de nuestros clientes y la caída de la demanda por la paralización de actividades son todas circunstancias que reducen los ingresos de la empresa mientras aumentan los costos de operar.



REVISTA**TRAMA 22** #10 ABRIL 2020

NDT >





Alejandro Macfarlane (Camuzzi)
«La situación de Camuzzi es crítica»

Las distribuidoras eléctricas remarcan la importancia de intentar mantener la cadena de pagos en el sector. La misma lógica podría aplicarse al gas natural. ¿Cómo impacta esa situación en el caso de Camuzzi?

Si bien la problemática de fondo es la misma y está relacionada principalmente con la caída abrupta de las cobranzas que estamos percibiendo como consecuencia de la pandemia del coronavirus y las distintas medidas que se tuvieron que implementar en todo el país, en el sector del gas natural esta misma problemática adquiere una complejidad adicional.

Uno de los mayores costos que tiene la compañía es justamente la compra del gas natural que luego distribuimos. A diferencia del eléctrico, en el sector de gas adquirimos la energía a un grupo amplio de empresas privadas. Ante un escenario de contracción de los ingresos y sin posibilidad de acceder al mercado de capitales, sería muy complejo mantener la cadena de pagos y, tal como sucedió en el pasado, comenzaríamos a contraer nuevamente deudas con los productores de hidrocarburos. Vale la pena destacar que en la actualidad continuamos regularizando esta deuda histórica. Cuando se efectuó la Revisión Tarifaria Integral (RTI) y se aprobaron nuevos cuadros tarifarios, además de dar cumplimiento a las distintas inversiones trazadas tuvimos que iniciar un profundo proceso de renegociación de deudas, al tiempo que cancelábamos los volúmenes de gas corriente. Volver a un escenario como este pondría a las compañías en una situación de enorme fragilidad.

Frente a una crisis inédita como esta, ¿qué tipo de medidas de contingencia debe implementar el segmento de distribución?

Tenemos un doble desafío. En primer lugar, necesitamos sostener los ingresos, dado que el margen de distribución es la única fuente de recursos que tenemos para llevar adelante nuestra actividad. Por eso estamos tomando todas las medidas a nuestro alcance para evitar que la morosidad se dispare. Contamos con un amplio abanico de bocas de pago, entre las presenciales, las telefónicas y las digitales. En paralelo, y detectando que estábamos teniendo inconvenientes con la logística de las facturas, a contrarreloj hemos

creado una plataforma para que todos los usuarios puedan descargar la factura, propia o de un tercero, y autoenviarla por email o mensaje de texto, justamente para favorecer a que la facturación no se detenga. Si bien la tecnología nos está brindando herramientas muy ágiles, también necesitamos que los usuarios adopten estas opciones y actúen responsablemente abonando el servicio que utilizan. Los usuarios más vulnerables frente a esta pandemia están protegidos con el DNU 311, que se publicó en marzo. El resto debería abonar su factura tal como lo venía haciendo, más aún con todo el abanico de opciones que le brindamos. El segundo desafío está vinculado con la operación. Distribuir gas natural es una enorme responsabilidad, por eso debemos garantizar el mantenimiento de la infraestructura para que el servicio se sostenga en condiciones operativas seguras.

La situación de excepcionalidad probablemente termine motivando una nueva postergación de la actualización tarifaria que está pendiente desde febrero de 2019. ¿Qué nivel de flujo de caja posee la empresa para garantizar la operación del sistema?

La situación de Camuzzi es crítica. A la falta de reconocimiento de la variación del IPIM en octubre 2018 ante la aplicación de una polinómica, se le sumó luego el diferimiento y posterior suspensión de la adecuación semestral de tarifas correspondiente a octubre de 2019; la introducción de cambios regulatorios no contemplados oportunamente en la Revisión Tarifaria Integral (como por ejemplo los cambios en la modalidad de facturación o las modificaciones en los plazos de pago del gas); distintas medidas judiciales dictadas y, en el caso de Camuzzi Gas del Sur, la falta de resolución de la problemática del subsidio patagónico a los consumos residenciales. Estas variables, sumadas a la coyuntura macroeconómica, tuvieron un fuerte impacto en el flujo de ingresos de la compañía.

Para poder hacer frente a este escenario, nos vimos en la obligación de llevar adelante diversas acciones para mitigar el impacto de la reducción de los ingresos. Por un lado, tuvimos que adecuar el Plan de Inversiones en curso y reducir los gastos operativos al mínimo indispensable para cumplir los estándares de seguridad y los indicadores regulatorios.

Si ya el punto de partida para este año era complejo, esta pandemia terminó modificando completamente el curso trazado.





REVISTATRAMA #10

"

ABRII 2020



27

Hugo Eurnekian



NDT >

UN PROYECTO COMO EL NUESTRO, DE ALMACENAMIENTO DE GAS SUBTERRÁNEO. ES UN BUEN EJEMPLO DE FLEXIBILIDAD **OPERATIVA** DESARROLLADA GRACIAS A UNA CULTURA QUE VALORA ESTOS ASPECTOS.



HUGO EURNEKIAN mantiene la calma. Su característico hablar pausado se condice con la simpleza con la que explica sus argumentos. Mucho tuvo que ver el joven empresario de 36 años en la consolidación de CGC –la petrolera que Corporación América le compró a Southern Cross en 2013– en el mercado de hidrocarburos. Antes tenía un lugar casi marginal. Hoy es uno de los players establecidos en el negocio del gas, con un ambicioso proyecto de desarrollo en Santa Cruz.

Frente a los coletazos del COVID-19, que acentuó la baja del precio internacional del petróleo, Eurnekian, presidente de Compañía General de Combustibles, accedió a dialogar con TRAMA sobre las prioridades y la forma de transitar una crisis tan profunda e incierta como esta.

A diferencia de otras crisis del petróleo que decantaron en un derrumbe de los precios, en esta ocasión se evidencia, además, un desplome de la demanda y una enorme cuota de incertidumbre en materia sanitaria. ¿Cómo se reacciona desde el liderazgo y se gestiona una situación desconocida como esta?

Hoy se dan dos crisis de petróleo en simultáneo. Una de oferta, más clásica, que es la de la ruptura en la OPEP+ (relacionada con la pelea entre Rusia y Arabia Saudita), y que acentuó la caída de los precios. Y la otra es de demanda, y es la que ocasionó la pandemia del coronavirus. Esta última es mucho más particular e incierta.

Obviamente estas crisis simultáneas generan gran incertidumbre en cuanto a su profundidad y duración, en un contexto que no solo afecta a la industria petrolera sino a la casi totalidad de los sectores de la economía.

Así, lo importante no es solo cómo reaccionar sino cómo te encuentra, y es aquí donde pesa qué construiste antes: algo que hace la diferencia a la hora de poder atravesar estas situaciones es haber desarrollado una cultura adecuada en la organización. Aspectos como flexibilidad, capacidad de adaptación, agilidad en la toma de decisiones son claves. Un proyecto como el nuestro, de almacenamiento de gas subterráneo, es un buen ejemplo de flexibilidad operativa desarrollada gracias a una cultura que valora estos aspectos. Si bien no fue pensada originalmente para una situación inédita como esta, una solución así va a ayudar muchísimo a enfrentar una demanda con mayor incertidumbre como es la actual.

crudo- se ha convertido en uno de los bienes más preciados, para poder guardar la producción y no tener que malvenderla o incluso cerrarla mientras dure el período de baja demanda. Otro de los aspectos relevantes y necesarios en este contexto es la confianza construida dentro de la organización y de la empresa con su comunidad de negocios. En primer lugar, en estos momentos es necesario un equipo ágil: es cuando la confianza juega un papel fundamental, no solo entre los miembros del equipo sino también aquella que la empresa le confiere a cada persona. Permite delegar, tomar decisiones rápidas y que el equipo funcione comprometido y adaptándose a las nuevas circunstancias. En segundo término, es muy relevante la relación con el resto de las partes interesadas: provincia, sindicatos, inversores, clientes, proveedores y contratistas. En una situación como esta, todas las relaciones se van a tensar, y una buena relación construida sobre confianza posibilitará a todos transitar

mejor este período difícil.

para gestionar una situación

En tercer lugar, el modo de reaccionar

desconocida como esta es siempre

El almacenaje –tanto de gas como de

cuidando esa confianza construida, aun cuando en muchas ocasiones represente altos costos.

Asumiendo que una crisis tan profunda como esta provocará una significativa destrucción de valor en la industria petrolera global, ¿qué visión se puede aplicar en la Argentina para intentar mitigar la perdida de valor? ¿Cuáles deberían ser las prioridades a defender?

El tema pendiente que tiene la industria petrolera en la Argentina es el de desarrollar un marco regulatorio aplicable y perdurable en el tiempo. En épocas como esta de precios bajos de petróleo representa una oportunidad para desarrollar reglas claras sin que la aplicación tenga un alto costo para los consumidores ni para las arcas del Estado, permitiendo a la vez previsibilidad para manejarnos en tiempos de precios altos de petróleo, si llegaran a volver. Si bien existen reglas claras, el

problema es que la historia nos demuestra que esas reglas no han sido posibles de aplicar. Han pasado distintos gobiernos y distintos contextos y, en general, nunca se pudieron respetar; en cada momento

hubo una justificación más o menos razonable para hacerlo. El marco regulatorio existente plantea

la libre disponibilidad y comercialización del petróleo crudo y de los combustibles líquidos, supeditando la exportación al completo abastecimiento de las necesidades del mercado interno en condiciones de indiferencia. Pero este marco regulatorio fue sucesivamente quebrantado en los últimos 20 años. Cuando el precio del barril de petróleo internacional estuvo por arriba de los u\$s 100, el precio local estuvo muy por debajo. No obstante, fue subiendo paulatinamente acercándose al precio internacional hasta ubicarse cerca de los u\$s 80 por barril en el año 2014. Por el contrario, cuando el precio internacional del petróleo se ubicó en los u\$s 30 por barril en 2016, el precio local solo bajó hasta los u\$s 50 por barril, aproximadamente.

En resumen, lo que la historia de los últimos 20 años nos muestra es que no se ha trasladado la volatilidad del precio internacional del barril a nuestra economía. Pero tampoco hemos estado completamente desconectados de la realidad del precio internacional. Más bien hemos seguido con tendencias más suaves y con algo de retraso la tendencia

EN UNA SITUACIÓN COMO ESTA, TODAS LAS RELACIONES SE VAN A TENSAR Y UNA BUENA RELACIÓN CONSTRUIDA SOBRE CONFIANZA POSIBILITARÁ A TODOS TRANSITAR MEJOR ESTE PERÍODO DIFÍCIL.

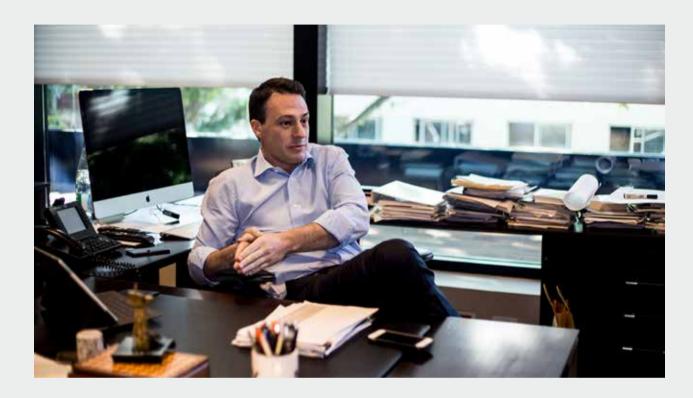
REVISTATRAMA 28

NDT >

Hugo Eurnekian

#10

V



del precio internacional del barril de petróleo. Lo que no necesariamente es una mala política. Lo malo de esto es que haya sido hecho sin un marco regulatorio que lo respalde y, por el contrario, se hizo quebrando las normas vigentes.

Por lo tanto, lo que no se logró aún fue definir un conjunto de reglas que refleje la política aplicable en relación con el precio del crudo. Por ende, tenemos sucesivos quebrantamientos a nuestro propio marco regulatorio, que traen como consecuencia incertidumbre en el sector y, en general, comprometen o disminuyen la capacidad de atraer y realizar inversiones. Los mismos resultados o los mismos precios podrían haber sido establecidos bajo alguna regla previsible, y así la certidumbre y capacidad de inversión, producción y mano de obra; en definitiva, el valor generado para nuestro país, hubiera sido mucho mayor.

Algo similar pasa con el gas natural.

Tenemos leyes que se cumplen parcialmente y esto no hace más que introducir incertidumbres adicionales sobre el marco regulatorio a aplicar, y cuando ello se tradujo en reducción de producción –que terminó afectando la seguridad de abastecimiento del aparato productivo o la balanza de pagos por importaciones excesivas-, improvisamos esquemas de incentivos para revertirlo. A fin de cuentas, los precios pueden ser administrados o ser libres, pero deben ser sustentables. Y los principales beneficiarios son los usuarios de gas y los consumidores de combustibles, a quienes debemos asegurar una oferta confiable en condiciones de sustentabilidad. La Argentina cuenta con recursos hidrocarburíferos, humanos y tecnológicos suficientes para trazar un objetivo de largo plazo en materia energética, en el cual se logre un desarrollo, a una escala y con costos tales que permitan un abastecimiento seguro, abundante y asequible para la demanda

interna; también, obtener saldos exportables importantes a precios competitivos con el mundo que generen una fuente adicional relevante de recursos para la economía. En el trayecto a ese objetivo, se podrá trasladar a la demanda interna todas las mejoras en los precios obtenidas en las ganancias de eficiencia, escala y por reducción de costos de importación. Por lo tanto, creo que la prioridad en ambos casos debería estar enfocada en el diseño de un marco regulatorio que sea tan ambicioso como nuestras potencialidades, pero que refleje la realidad aplicable de la política con relación al precio del petróleo y el gas natural, de forma tal que otorgue previsibilidad o –al menos– que no introduzca incertidumbres adicionales a las que ya son intrínsecas de esta industria. Eso permitirá mitigar las pérdidas en estas crisis y maximizar la creación de valor cuando el contexto mejore. ×



MÁS DE 30 AÑOS BRINDANDO SOLUCIONES INNOVADORAS

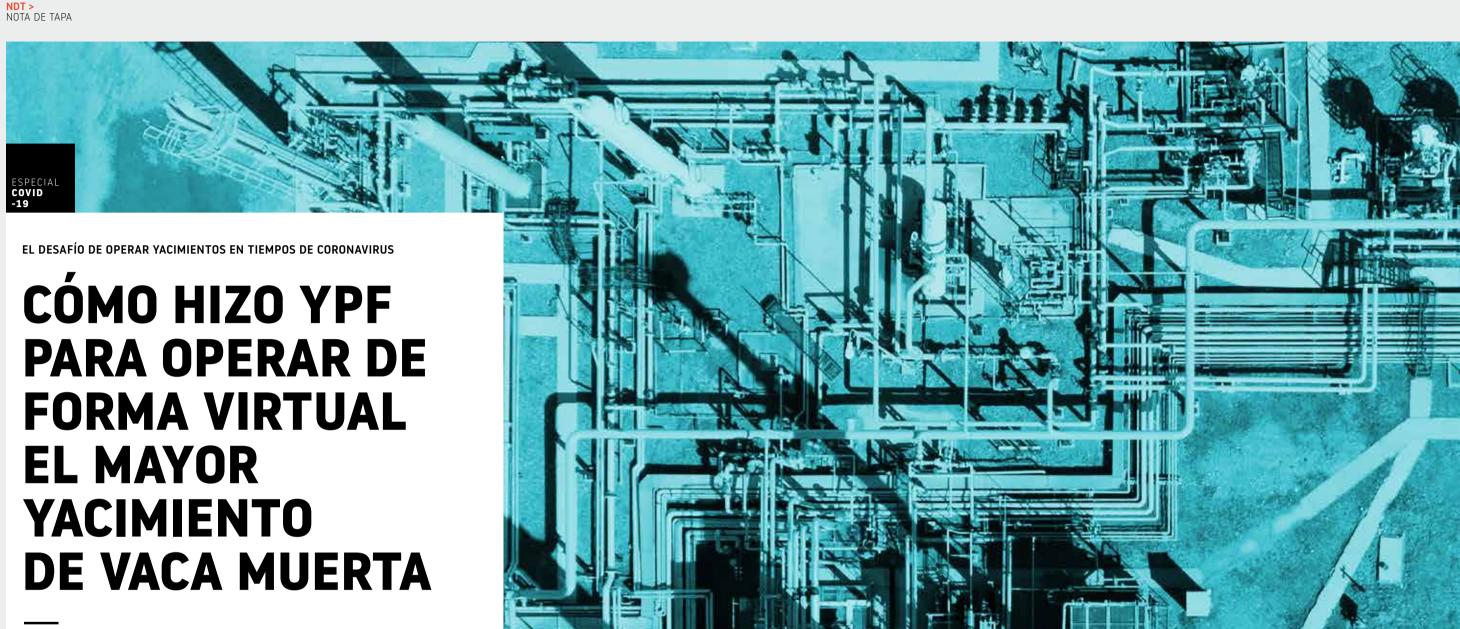
EN GENERACIÓN DE ENERGÍA Y COMPRESIÓN DE GAS. Estamos preparados para nuevos desafíos.

SOMOS PARTE DE FORTÍN DE PIEDRA



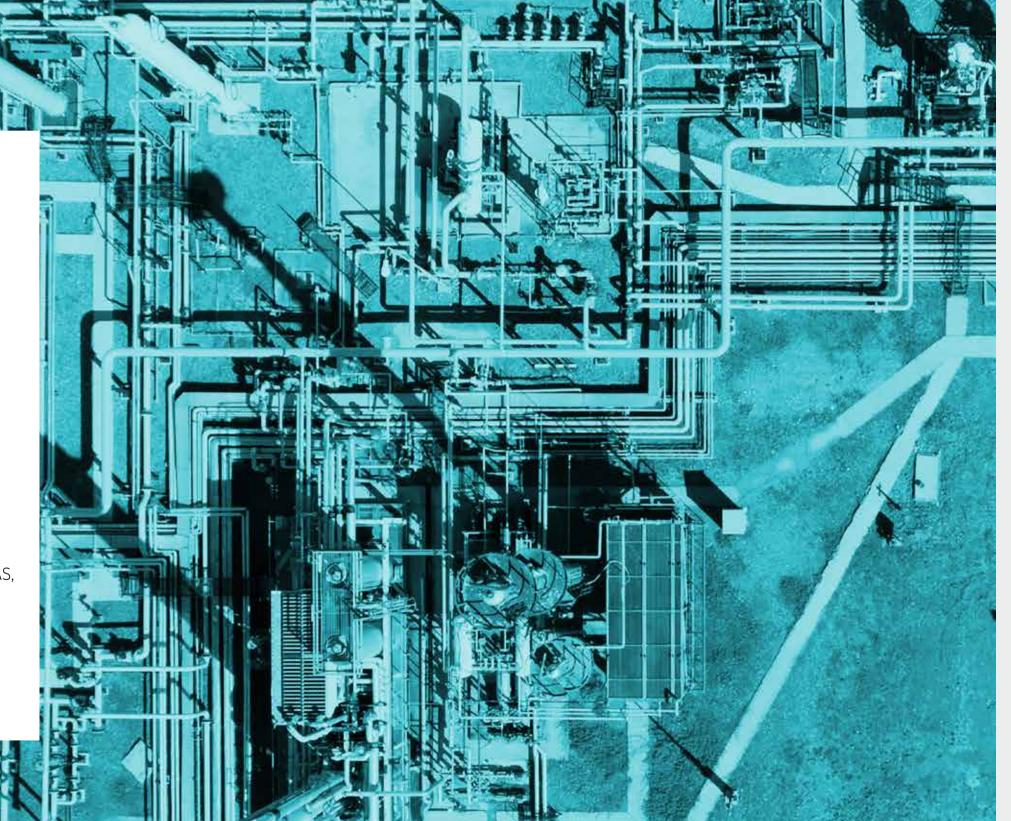


REVISTATRAMA ABRII 2020



A TRAVÉS DE UNA SALA DE CONTROL PLAGADA DE PANTALLAS. COMPUTADORAS Y TABLEROS DE COMANDO, EL GERENTE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE NO CONVENCIONAL DE YPF, JUAN MANUEL ARDITO, EXPLICA CÓMO SE OPERA LOMA CAMPANA DE MANERA REMOTA DESDE NEUQUÉN CAPITAL.

Por Antonella Liborio



REVISTATRAMA 32

NDT >



33

"

SI ME LO PREGUNTABAS ANTES DE QUE SE DESPLEGARA ESTE LÍO, NO SÉ QUÉ HABRÍA RESPONDIDO. AHORA PUEDO DECIR QUE NOS SENTIMOS PREPARADOS PORQUE ESTÁN DADAS LAS CONDICIONES TECNOLÓGICAS.

HASTA PRINCIPIOS de marzo, Juan Manuel Ardito, gerente de Operación y Mantenimiento de No Convencional de YPF, cumplía su rutina. Bien temprano por la mañana salía a recorrer el campo de Loma Campana, el mayor campo de petróleo en Vaca Muerta, para relevar información sobre las instalaciones y pozos del yacimiento. Sin embargo, como consecuencia del aislamiento obligatorio que decretó el Gobierno nacional ese recorrido en vivo y en directo se volvió imposible. Aun así, la producción del reservorio no perdió el ritmo. A través de una sala de control plagada de pantallas, computadoras y tableros de comando, el equipo que lidera Ardito cambió sus hábitos de trabajo, pero mantuvo su nivel de eficiencia. «Estamos operando Loma Campana desde la base de YPF en Neuquén capital, a más de 100 kilómetros de distancia de Loma Campana», afirmó. En diálogo telefónico con TRAMA, este

ingeniero en Petróleo de apenas 33 años recibido en la Universidad Nacional del Comahue y con un posgrado en Producción de Gas y Petróleo en el ITBA destacó la importancia de la tecnología y los sistemas digitales de comunicación para sortear escenarios por demás inéditos e impredecibles. Mientras la

cuarentena exige tomar distancia, la informática rompe el cerco y hace posible, en tiempos de virus, la operación virtual del yacimiento de explotación de *shale oil* más importante del país.

Es un logro impensado hasta hace un par de años atrás. YPF monitorea en tiempo real el funcionamiento de pozos, facilities, baterías y plantas de tratamiento. Mide distintas variables, presión, temperaturas, caudales. Y puede tomar decisiones como cerrar tuberías, parar equipos de bombeo y plantas. Es decir, con apenas una guardia mínima de personal humano en el yacimiento para responder solo ante emergencias, la petrolera controlada por el Estado es capaz de seguir extrayendo y procesando hidrocarburos desde el yacimiento no convencional.

Hoy el contexto es complejo y la capacidad de proveedores es limitada, ¿qué transformaciones se hicieron en el sistema de operación para afrontar esta circunstancia?

La principal transformación tiene que ver con priorizar el factor humano. Hoy lo principal es cuidar a la gente. Hay pocas personas trabajando en el campo. La mayoría está en las bases operando de manera remota la ubicación y funcionamiento de instalaciones de baterías. los sistemas de alarmas, las mediciones de presión y temperatura y el análisis de datos en general. Nuestro principal objetivo es tener todos los equipos de trabajo en condiciones para llevar adelante los próximos planes de producción. Por otro lado, la eficiencia tecnológica es fundamental para el seguimiento a distancia. Realmente estamos preparados para abordar este contexto.

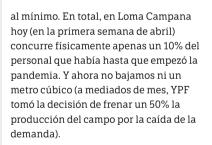
#10

¿Habían operado de forma tan remota?

Sí. Ya lo habíamos hecho en situaciones de contingencia, pero nunca por tanto tiempo de manera ininterrumpida. Nos veníamos preparando para que el equipo de trabajo esté entrenado para enfrentar situaciones de este tipo. Desde hace años hacemos pruebas para operar plantas y baterías a distancia para probar la confiabilidad de la tecnología en la operación de instalaciones.

¿Cuánta gente está trabajando actualmente en el campo?

En situación de normalidad trabajan alrededor de 17 personas (tres jefes de producción, 10 supervisores, un jefe de planta y otros técnicos). Hoy hay seis, esto quiere decir que lo hemos reducido



ABRII 2020

¿Sentís que están preparados para afrontar una situación de tamaña magnitud en la que nadie sabe qué puede pasar?

Si me lo preguntabas antes de que se desplegara este lío, no sé qué habría respondido. Ahora puedo decir que nos sentimos preparados porque están dadas las condiciones tecnológicas. De lo contrario habría sido muy difícil.

¿Cuál es el protocolo que se lleva a cabo en la sala de control?

Tenemos tres módulos, con una persona por módulo. Uno se dedica a supervisar todas las instalaciones de superficie (plantas, baterías, pozos) y también baja solicitudes de trabajo a la operación en campo. No es solo una sala que visualiza, sino que toma acciones. El supervisor tiene un tablero de alarmas y es el

responsable de hacer llegar esa información a los sectores correspondientes y que se cierre el ciclo de acción. También monitorea los trabajos de las cuadrillas en campo.

La segunda estación se dedica exclusivamente a control de pozo. Monitorea los equipos de *well testing* y se asegura de que se cumpla con los planes y las exigencias de YPF.

El tercer módulo es de optimización de pozo en tiempo en real, que funciona como un espacio colaborativo. Tenemos ingenieros de optimización que están viendo bombeos mecánicos y *plunger lifts* y van optimizando los pozos a través de tableros en tiempo real. Todo de manera remota.

¿Cuáles son los tres o cuatro ejes o aspectos a mejorar en los próximos años en el área de O&M?

Primero, disciplina operativa. Venimos de una era donde la operación estaba muy basada en la experiencia y ahora estamos haciendo un fuerte trabajo en tener el 100% de las tareas procedimentadas paso a paso y que cada operador de campo las conozca.

Segundo, profesionalizar toda la operación en lo que es seguridad de procesos e ingeniería de procesos. Nos







HOY, EN LOMA CAMPANA, EL OPEX ES DE U\$S 6 POR BARRIL. HAY QUE MANTENERLOS PORQUE A MEDIDA QUE UN CAMPO GANA EN ANTIGÜEDAD LOS COSTOS OPERATIVOS TIENDEN A AUMENTAR.





interesa tener personal calificado. En tercer lugar, seguir optimizando el OPEX. Nada mejor que el contexto actual en este punto, porque con precios muy bajos debemos buscar ser rentables. Aún tenemos oportunidad de mejora en sistemas de extracción, abastecimiento energético y uso de químicos, entre otros.

¿Qué tipo de sistemas predictivos permite el avance de la digitalización?

YPF ya cuenta con un sistema predictivo, porque en tendencias de instalaciones o en presiones en boca de pozo tenemos sistemas que permiten predecir cuál va a ser el comportamiento en función del histórico reciente. En función de eso, se disparan acciones. Hoy podemos saber si un pozo se va a parafinar en un día o en dos y si esa parafinación va a ser dentro del pozo o en el cabezal. Lo mismo con posibles incrustaciones o ahogues. En instalaciones estamos trabajando con Microsoft para tener baterías inteligentes. Todavía hay un camino por recorrer, pero los sistemas de alarmas con los que ya contamos también nos habilitan a predecir algunos comporta-

Y en cuanto a sistemas de extracción, ¿en qué novedades están trabajando?

mientos.

Cada pozo con sistema de extracción (bombeo mecánico) en Loma Campana falla en promedio 0,4 veces al año, es decir, menos de dos veces cada dos años. Es difícil optimizar en este campo. Por eso tenemos que pensar en sistemas de extracción distintos, como el gas lift, que es más económico desde el punto de vista de la operación, pero demanda una inversión grande porque hay que construir una red de gas combustible. Tenemos un piloto de 12 pozos que está funcionando muy bien. Lo que es jet pump también puede andar bien. También lanzamos un piloto para evaluar esta tecnología.

YPF VISIONARIA

La apuesta de YPF en materia de tecnología, automatización, digitalización y confiabilidad de los sistemas de comunicación se evidencia en la actualidad como una herramienta central para operar los yacimientos. En 2016 la petrolera estatal instaló salas de control en Vaca Muerta y en 2018 inauguró un espacio destinado específicamente a la geonavegación, un procedimiento que consiste en registrar las propiedades de las rocas en tiempo real. El diseño de los algoritmos corrió por cuenta de Y-TEC, la empresa de investigación y desarrollo tecnológico para la industria energética más importante del país. La inversión en tecnología habla de un cambio de paradigma a la hora de pensar la operación de los campos. La digitalización no solo brinda la posibilidad de predecir eventos sino que además, en momentos de crisis, permite monitorear, supervisar y hasta operar el desarrollo de forma remota.

Cinco años atrás, ¿hubieran podido hacer lo que hacen hoy en términos tecnológicos?

Hoy hay otro alcance. Si esto ocurría antes probablemente no hubiéramos podido trabajar con estos niveles de respuesta. En ese sentido es evidente que maduramos mucho. En 2016-2017 realizamos una inversión muy fuerte para avanzar en materia de digitalización de Loma Campana. Desde entonces fuimos avanzando en la optimización y desarrollo de sistemas (en especial con Y-TEC) que permitan mejorar la gestión de alarmas y manejo de información.

Una primera etapa de Loma Campana se caracterizó por un crecimiento explosivo del campo, luego una segunda estuvo abocada a ganar eficiencia y hoy el reto consiste en seguir optimizando los procesos en un campo más maduro. ¿Qué evaluación hace de cada período?

Siempre estamos pensando en la optimización de costos de Operación y Mantenimiento. Hoy, en Loma Campana, el OPEX es de u\$s 6 por barril. Hay que mantenerlos porque a medida que un campo gana en antigüedad los costos operativos tienden a aumentar. ×

NOTA PRODUCIDA PRE COVID-19

GENERACIÓN 2030: LÍDERES DEL FUTURO

«VACA MUERTA ES UNA OPORTUNIDAD DE NO MÁS DE 20 AÑOS»

MATÍAS WEISSEL TIENE 35 AÑOS. ES GERENTE DE OPERACIONES DE VISTA OIL & GAS, UNO DE LOS *PLAYERS* MÁS ACTIVOS EN LA FORMACIÓN. EXPLICA POR QUÉ, MÁS QUE EN EL FUTURO, HAY QUE CONCENTRARSE EN EL PRESENTE DE LA FORMACIÓN PARA QUE NO SE CONVIERTA EN PASADO. DEFINICIONES DE UN *«SHALENNIAL»*.

Por Nicolás Gandini y Juan Manuel Compte





"

LA PRIMERA PRIORIDAD DE LAS NUEVAS GENERACIONES ES CUÁN AMIGABLES SON CON EL MEDIO AMBIENTE. PERO, TAMBIÉN, EXIGEN TODO LO QUE ES *LIFE-BALANCE*.

SHALENNIAL. Si fuera una palabra para buscar en el diccionario, su definición podría ser: «profesional joven, perteneciente a la generación millennial, que, por una contemporaneidad, se insertó en la industria petrolera en plena expansión de los hidrocarburos no convencionales». Términos más, términos menos, sería la acepción más precisa de lo que significa el término, ya acuñado entre los ejecutivos del sector. Para ilustrarla –al menos, en una edición argentina de ese diccionario imaginario-, la definición podría ir acompañada de un retrato que sería bastante similar al de Matías Weissel. Ingeniero industrial (ITBA), de 35 años, es el gerente de Operaciones de Vista Oil & Gas, la petrolera que fundó el exCEO de YPF Miguel Galuccio. En abril de 2018, Vista lo reclutó de la empresa de mayoría estatal, donde Weissel trabajó durante cerca de nueve años, tras una pasantía de verano en la química SC Johnson. Él, no obstante, se considera parte de quienes marcan «un punto de inflexión», dice. Por eso, eligió hacer carrera en la industria petrolera cuando la inmensa mayoría de sus compañeros de la facultad probaron suerte en el ecosistema de las startups y los fondos de inversión.

«El mundo, definitivamente, necesitará energía», asegura Weissel. «Pero también será mucho más exigente en la licencia social para obtenerla», plantea. Por eso, lanza una advertencia: «Para su full development, tiene una ventana de oportunidad que no va más allá de los próximos 20 años».

¿Por qué?

_

Vaca Muerta es recursos y reservas de petróleo y gas. Algo no renovable. La realidad es que, si uno mira las proyecciones de la demanda mundial de petróleo en las próximas dos décadas, al menos, se mantendrá. Incluso subirá, te diría. Con lo cual, no veo un escenario de reemplazo total por energías renovables (eólica, mareomotriz, solar) en ese lapso. Ahí está, entonces, la oportunidad de Vaca Muerta.

Ahora bien... Lo que llaman «guerra de precios» entre Arabia Saudita y Rusia es una discusión por energía barata. Por una situación coyuntural de oferta y demanda, alguien que tiene la capacidad de producir energía más barata con una decisión puntual deja completamente fuera de juego a gran parte, al 80% de las inversiones del *shale* americano. Esto, que pasó en *Oil & Gas*, puede suceder también con cualquier ruptura de paradigma mucho más *eco-friendly*. Ahí es hacia donde va el mundo

Por eso digo que lo que sucedió entre Arabia y Rusia es una guerra de precios sobre la base de quién tiene la posibilidad –por sus recursos, por su menor costo de desarrollo– de producir energía barata.

Pero cuando se habla de renovables, si bien hubo un recorrido enorme en los últimos 10 años, todavía sigue siendo difícil un *deployment* a *full* escala por un tema de costos marginales.

Matías Weissel

V

ABRII 2020



< G30

....





Y por uno tecnológico, de almacenamiento. Se esperaba que, para esta altura, 2020, hubiera un avance que aún no es tal. Obviamente, hay lugares en el mundo donde eso es mucho más presente y magnificado. Pero el otro tema es el acceso al capital. Las reglas de juego no tangibles cambiaron muchísimo no en los últimos 10 años, sino en el último año y medio.

¿Por qué?

La conciencia social, muy empujada por las nuevas generaciones, de *centennial* para abajo. Greta Thunberg no es un perro verde. Definitivamente, hay una generación que empuja y reclama esto. Y puntas de lanza de esta generación ya están entrando en las universidades, en las maestrías, en las empresas, en las tomas de decisiones. Voy a los fondos de inversión: de los IPO del último año y medio en Nueva York, los de *Oil & Gas* fueron muy bajos. Nosotros (Vista) fuimos una excepción, el único.

¿Cómo afecta eso a Vaca Muerta?

Por varios factores (*access capital*, licencia social, discusión de energía barata), Vaca Muerta tiene una ventana que no va más

allá de dos décadas para full development. Si pensamos a mucho más largo plazo, el acceso al capital no va a estar y, definitivamente, va a haber rupturas de paradigmas en cuanto a otro tipo de energías, que van a invadir la sociedad.

Por un lado, sos un alto ejecutivo de una petrolera que tiene un *play* en Vaca Muerta. Pero también sos alguien muy joven. Generacionalmente, ¿vivís esa discusión?

Sí, surge. Mi camada, particularmente, es el punto de inflexión. Soy *millennial* pero no tan cercano a los *centennials*. Sin embargo, de mi promoción de la universidad, pocos fueron al *Oil & Gas*. La mayoría se fue a *startups*, con muchos golpes y pocos aciertos. Otros, al mundo de la banca de inversión. Pero las generaciones que me siguen tienen lo ambiental como prioridad número uno. Es buenísimo que así sea. Al fin y al cabo, empujan a toda la cadena. Y serán los líderes del futuro.

Sí, es muy bueno. Pero, por otro lado, el mundo necesita energía.

Definitivamente. Yo lo tengo más claro que nadie. Por eso estoy donde estoy. Hoy, el mundo reclama petróleo. Y esa demanda, en

los próximos 10 ó 20 años, no bajará. Pero sí tenemos una necesidad y un pedido, que surge naturalmente, de hacer las cosas con el menor *footprint* medioambiental. Y la industria de *Oil & Gas* todavía tiene un camino largo por recorrer.

¿Lo tiene?

ABRII 2020

Sí, creo que sí. Primero, tiene una buena medición. Definitivamente, es una industria con impacto. Pero ¿de qué tamaño es ese impacto? Y, después, ¿cómo se mitiga? ¿Cómo balancearlo, con el mecanismo que sea? Lo primero es el core. Por ejemplo, el desarrollo en pads. En un pad, hay un montón de cosas para hacer. Nuevas, diferentes. Para que el footprint ambiental de mi pad A, que es el clásico, no se replique en el B: ¿cómo llevo la energía eléctrica?; ¿me sirve la energía eléctrica?; ¿por qué el pad es tan grande?; ¿lo puedo revegetar?; ¿cómo me vinculo con las sociedades cercanas?; ¿por qué traigo toda la tecnología de afuera si, en definitiva, es un commodity: paneles solares, turbinas eólicas...?

¿Son cosas que están pensando en Vista?

Las estamos pensando, desde el punto de vista conceptual.

TECNOLOGÍA NO CONVENCIONAL

Millennial – por más de que se trate de una primera cepa – es sinónimo de nativo digital. Como tal, entonces, la tecnología cruza todas sus actividades; es parte ya no de su vida, sino de toda su cosmovisión. «Me interesa. Estoy completamente mirando qué sucede en el mundo», cuenta el directivo. La tecnología ejerce una atracción fuerte, incluso, como industria, confiesa. «Pero con los pies bien puestos sobre la tierra: mi presente es este», reafirma, acerca de su apuesta por el Oil & Gas.

Sin embargo, aclara, indaga permanentemente cómo unir ambos mundos, complementarlos. «Lo que más me llama la atención es que los ciclos son, cada vez, más cortos. Es brutal. Alguien mueve algo 20 grados a la derecha y cambia un paradigma: deja fuera de juego a 20 jugadores. Y surge otro negocio, otros servicios, desde el punto de vista de todo lo que es la digitalización. Estoy muy atento, mirando lo que sucede», describe.

«Los ciclos cortos. Tan cortos. Me llama mucho la atención», vuelve a insistir. «Cómo dos pibes que, hace dos años, estaban en un garaje, ahora son *billionaires* y vendieron la empresa», remarca. Un contraste fuerte con los plazos que rigen en el negocio energético.

¿Cuán propensa es la industria petrolera a incorporar cosas de otros sectores?

La industria no se caracterizó por ser tremendamente abierta. Cuando suceden algunos ejemplos, salen enseguida a contraluz. En Vista, con el alma máter de ser bastante disruptivos, a propósito cubrimos distintas posiciones de liderazgo con gente que no era de la industria. Justamente, para dar ese sentido de frescura a las cosas. Y encontramos muy buenas ideas: al tipo que no es de la industria, no le queda otra que preguntar; y, cuando empieza a preguntar, se generan situaciones de incomodidad que son súper naturales. Por ejemplo, nosotros estamos almacenando arena de fractura en silo-bolsas. Eso vino de nuestro gerente de *Supply Chain*, que estuvo muy cerca de la industria del agro.

¿Qué quiero decir con esto? Que hay mucho camino por recorrer, en cuanto a ser más abierto. En el sentido de frescura, la industria lo necesita. Y, después, desde el punto de vista de la oportunidad de ahorro en costos, hay un par de variables. ¿Cómo las puedo resumir? Digitalización y sinergia, por ponerle dos grandes títulos.

¿Cómo es eso?

,001110 03

Sinergia... Hemos compartido poco, muy poco. Nada. Es compartir conocimiento (un contrato de set de fractura, por ejemplo). O infraestructura. No podemos estar dándonos las espaldas y que cada uno esté desarrollando sus propias facilities. No es lógico.

La transformación digital estuvo muy presente en el offshore y está arrancando en el Permian. Está sucediendo en el mundo. ¿Cómo puede ser que, hoy, todos tengamos un reconocimiento facial, o de huella dactilar, en la palma de nuestra mano con un celular para nuestras vidas cotidianas y ese tipo de cosas, en el bread & butter de nuestra industria, todavía no están? Si, desde el punto de vista de machine learning, hay relojes que miden cómo uno se alimenta o duerme, ¿por qué no tener esa inteligencia artificial en el Oil & Gas?

¿Cómo se podría aprovechar en la industria?

_

Permitirá salir de un modelo más transaccional a uno mucho más predictivo. Ahí hay un montón de oportunidades de ahorro de costos. Sobre todo, sobre la siguiente tesis: antes, la tecnología era cara. Hoy, los gadgets, los instrumentos, valen poco, en relación con lo que cuestan los pozos.

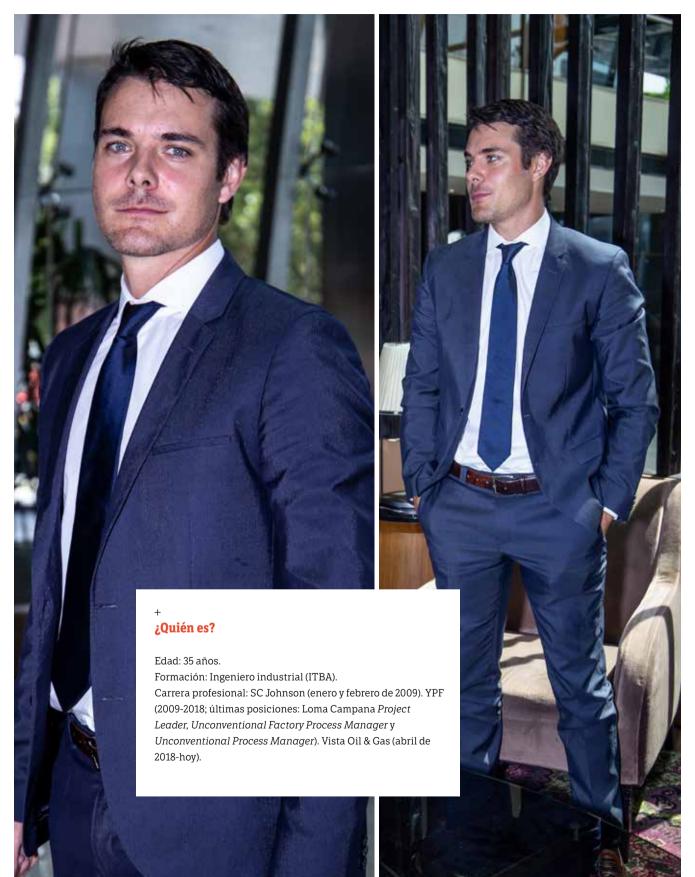
¿Ustedes (Vista) ya están trabajando en eso?

Sí. Tenemos un equipo armado, abocado a eso, de seis personas. Lo bautizamos 'Faro'. Trazamos una hoja de ruta: arrancamos con una fase garaje, de operar con lo que tenemos, como cualquier *startup*; hasta llegar a un 'Faro 4.0', pasando por distintos estadios, que requerirán capitalización. Tenemos que dar pasos concretos. Y lógicos. Lo estamos haciendo bien al '*Vista way*': armamos una hoja de ruta y ahora estamos convocando a los que, creemos, están un paso por delante, desde el punto de vista de tecnología de la información.

Por ejemplo, Bajada del Palo no tenía señal de celular. Hoy, tenemos una red 4G. Eso me permite manejar la tecnología de captura de datos en pozos. Esa es mi autopista. Hay cosas de

< G30

ABRII 2020



infraestructura que vamos haciendo sin tener en claro qué les colgamos. Tenemos 4G telefónica en todo Bajada del Palo, en todo Entre Lomas y en el norte de Medanito. Con derrame social, también. No sé cuántos están tan agresivos como nosotros en esto. Pero toda la industria se está moviendo para ese lado. El tema es qué hacés después con eso, cómo vivir la digitalización en cada proceso.

En los últimos tres años, Vaca Muerta pasó de pozos de 1.000/1.500 metros de rama lateral, a 2.000 o, incluso, 4.000. ¿Hay margen para que continúe esa disrupción? ¿O ya está agotado?

Más largo no es mejor. El diseño de pozo tiene que estar directamente alineado con la estrategia de negocio de la compañía. El *shale*, por definición, es un *cash game*. El diseño de pozo tiene que estar alineado a los estadios del *cash game*. No son lo mismo los primeros dos años, de desarrollo intensivo, que los últimos diez. Ni cerca. Sencillamente eso.

También hay que entender las lógicas de por qué los pozos de 3.000 ó 5.000 metros en los Estados Unidos. Las reglas de juego del dominio dinero son muy distintas de las de la Argentina. Acá, tenemos bloques más grandes. Allá, son *leases* de una milla. Las estrategias y tácticas del *lease retention* son muy complejas desde el punto de vista de los *land* y los *mine owners*. Como no les daba el cuero para perforar todo lo que habían pisado, terminaron haciendo pozos cada vez más largos para no perder los *leases*.

En una economía de escalas, el pozo más largo siempre es mejor. Pero no necesariamente esa lógica es la misma que tenemos que aplicar nosotros. Debemos disponer de un diseño alineado siempre 100% con el tipo de negocio que tenemos. Es un cash game. Lo que le sirve a Shell, no necesariamente le sirve a Tecpetrol. Y lo que le funciona a Tecpetrol, no necesariamente es recomendable para nosotros.

VIVIR EN VACA MUERTA

Mientras muchos –sobre todo, la política– siguen refiriéndose a Vaca Muerta como la llave del futuro para el país, quien pisa a diario la formación, quien camina los campos, sabe que el tiempo para hablar de la formación es el presente. El ya, si no se quiere que –antes de lo esperado– empiece a ser el pasado. «El recurso deja de ser una promesa: existe. Lo que tenemos ahora es una discusión de costos y de sustentabilidad, desde el punto de vista de lógicas de mercado», observa Weissel.

¿Ya son tangibles esas oportunidades? ¿Se puede producir a menos de u\$s 10 el costo de desarrollo? ¿O es un aspiracional?

El aspiracional está. Completamente. En Vista, lo llevamos bien adentro: tratar de hacer las cosas mejor cada día. Obviamente, hay un tema de ambiente y de fomento. Si hacemos *benchmark*

con los Estados Unidos, estamos 30-35% arriba en costos porque, cuando salgo a buscar un servicio, allá tengo los tier 1, tier 2 o tier 3 de *suppliers*. Cada línea de servicios es un mercado perfecto. Eso, acá, no lo tenemos. Vaca Muerta está corriendo (estaba, antes de la crisis por el COVID-19) con una decena de equipos de perforación. No estamos en un escenario de 30, 40 equipos, que alguna vez habíamos proyectado. Además, en 30.000 kilómetros cuadrados de formación, las dinámicas son muy distintas. No es lo mismo gas que petróleo. Tenemos que ver las formas, el mecanismo, para hacer que entren nuevos o distintos jugadores, además de los que ya estamos pisando el acreaje.

Hablando de incorporaciones... ¿cómo lidian las nuevas generaciones con la aspereza de la industria petrolera?

La primera prioridad de las nuevas generaciones es cuán amigables son con el medio ambiente. Pero, también, exigen todo lo que es life-balance. Antes, la lógica de la industria era que te formabas de abajo: ibas al campo (sin entender bien por qué), estabas un par de años y, cuando te habías curtido, volvías al headquarter, esté en Buenos Aires o en Houston. Nuestro estilo, el de Vista, es un poco distinto a eso. Hoy, nuestro headquarter está en Neuquén. Y tiene un montón de elementos para ser atractivo. Saliendo de la lógica del curtirte e irte, sino porque es un buen lugar para vivir. Puedo hablar con autoridad: hace ocho años que vivo en Neuquén. Es un buen lugar para vivir. Desde el punto de vista ambiental, de calidad de vida, de seguridad, la infraestructura mejoró mucho; también la educación, la formación profesional... Internamente, estamos discutiendo cómo dar las herramientas y los espacios para que alguien que, tal vez, no sabía qué es escalar una montaña o hacer kite-surf en el lago pueda hacerlo el fin de semana o, incluso, un viernes a la tarde. Y eso es algo que, como destino petrolero, tiene un plus que, tal vez, en otros lugares, sea más complejo o difícil de encontrar.

¿Así lo vivís vos?

_

Yo subo al piso 7 y, desde la oficina, veo el río Limay. Hay una generación, border sub-30, que hace un par de años decidió ir a vivir a Neuquén. Primero, tal vez, por la lógica vieja: estar enamorados de Vaca Muerta, que es lo que más challenge técnico y profesional daba. Pero encontró que Neuquén dejó de ser un mal destino petrolero para convertirse en uno en el que podés formar una familia y quedarte. Eso es algo que cambió en los últimos seis, siete años. Hay muchos chicos que están 'pisando', comprando un terreno. Antes, no lo hubieran hecho. La generación anterior a la mía, por ejemplo, vivía acá pero compraba departamentos en Palermo. Eso está cambiando. La industria requiere dejar de lado el efecto golondrina. Si no, a largo plazo, termina habiendo pueblos y comunidades que, por un recurso, recibieron mucha entrada, con mucho impacto. Y la salida, el retiro, termina siendo un proceso tremendamente doloroso. **

REVISTATRAMA 44 #10

EN > ENTREVISTA

NOTA PRODUCIDA PRE COVID-19 FNTREVIST.



EN >

Techint como del sector energético, a punto tal de ser uno de los referentes de la actividad para la Unión Industrial Argentina (UIA). Presidente del departamento de Energía de «la Casa» –como los empresarios llaman a su majestuosa sede de Avenida de Mayo-, desde donde se analizan, debaten y promueven propuestas para mejorar la competitividad del sector industrial. En esa tarea también participa Alberto Calsiano, jefe del departamento de Energía de la Unión Industrial. «No existe generación energética que sea buena, bonita y barata. No existe. Es imposible, una utopía», plantea Martínez Mosquera, con la frontalidad con la que, tanto él como su hijo, Agustín, defendieron la camiseta de CUBA en las canchas de rugby. «Vamos a tener que lograr una política que alcance un equilibrio», enfatizaron en diálogo con TRAMA, que lo entrevistó junto con Calsiano en el café del Park Tower. El encuentro se concretó antes de que la expansión del COVID-19 hundiera en un mar de incertidumbres a la economía mundial, pero sus análisis estructurales sobre el rol del gas, los desafíos de las renovables y otras cuestiones centrales del sector energético mantienen su vigencia.

MARCELO MARTÍNEZ MOSQUERA es un histórico. Tanto de

¿Cómo definiría los principales rasgos del escenario gasífero?

Martínez Mosquera: Partimos analizando que el paradigma importante son los hidrocarburos no convencionales que ya tenemos en la Argentina y que generaron un cambio muy fuerte. Gracias a los dos planes que hubo: primero el Plan Gas, en 2012, y luego el de Juan José Aranguren (Resolución 46), en 2016. Antes de los incentivos, estábamos importando Gas Natural Licuado (GNL) a u\$s 10 ó 12 el millón de BTU. Gracias a esos programas, se consolidaron las perspectivas gasíferas de Vaca Muerta, que ofrecerá grandes oportunidades, en cuestiones de generación de energía eléctrica.

¿El sector industrial argentino tiene que aprovechar el gas como recurso estratégico o, en función de distintas tendencias, como la de las energías renovables a precios competitivos, también debe aprovechar las oportunidades que permiten ese tipo de tecnologías?

MM: Desde la UIA venimos observando lo que ocurre en la matriz eléctrica en el país. Queremos aquello que nos ofrezca la energía eléctrica más barata, eficiente y competitiva. Ya tenemos gas a precios competitivos en torno a un valor promedio anual de u\$s 3 el millón de BTU. Con este valor, y teniendo en cuenta la inversión, el costo de generación eléctrica en un ciclo combinado (incluyendo la operación y mantenimiento), ronda los u\$s 45 por megawatt por hora (Mwh). Ahora, si el mundo ofrece alternativas superadoras, bienvenido sea, Nosotros, como industria, no estamos casados con el gas. El problema es que, en la Argentina, tanto la energía solar como la eólica están a 1.500 kilómetros de los centros de consumo, lo cual tiene connotaciones importantes: que sean intermitentes provoca que el transporte y el back-up sean sustancialmente más caros. Esto es todo lo que hay que investigar. Si un día China, con los molinos y los paneles solares, logra vencer estos valores que hoy tiene Vaca Muerta, nosotros, como industria, le daríamos la bienvenida. Lo mismo pensamos desde la UIA sobre la hidroelectricidad o la energía nuclear. No tenemos un paradigma concreto.

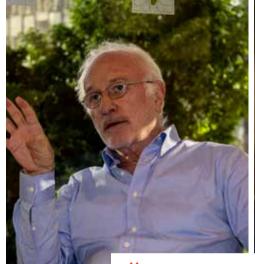
En los últimos dos años, el precio del gas cayó como resultado de la recuperación de la oferta pero también por efecto indirecto de la devaluación. ¿Cómo analizan esa situación, que los beneficia como industria en el corto plazo por disponer de gas más barato, pero que a mediano plazo puede afectar la producción por falta de inversión en el upstream?

MM: Como primer concepto, la energía más cara es la que no se tiene. Después, a todos los industriales nos gustaría contar con la

Marcelo Martínez Mosquera

Alberto Calsiano

✓





REVISTATRAMA

< EN

VAMOS A TENER QUE LOGRAR UNA POLÍTICA QUE ALCANCE UN EQUILIBRIO QUE LE DÉ RENTABILIDAD AL QUE PRODUCE LA ENERGÍA, Y CON LA QUE TENGAMOS PRECIOS QUE PUEDAN SER PAGADOS POR LA INDUSTRIA.

MARTINEZ MOSQUERA

energía «3B»: buena, bonita y barata. Pero es imposible, es una utopía. Por eso, lo que hay que hacer es tener una normativa y una política energética que te lleven a un punto intermedio. Es decir, que la oferta tenga la posibilidad de suministrar esa energía y sus distintas formas, y que la demanda pueda pagar esos valores y no perder la competitividad.

¿Y qué es lo que están viendo ahora desde la industria?

MM: Lo que vemos es que hay que definir qué vamos a hacer con el gas, porque nuestra matriz primaria depende de él. Y la matriz eléctrica es, todavía, más dependiente del gas. Si partimos de la base del peso que posee el gas en la generación térmica, vamos a tener que lograr una política que alcance un equilibrio que le dé rentabilidad al que produce hidrocarburos y energía eléctrica, y con la que tengamos precios que puedan ser pagados por la industria, sin que pierda competitividad.

Todo el mundo aplaudiría un gas a u\$s 0,50 el millón de BTU. Pero ¿se puede sostener este valor? No. Al mismo tiempo, el gas importado, que nos salía u\$s 12 el millón de BTU, nos estaba destruyendo. Lo concreto, hoy, es que la Argentina tiene un fenomenal recurso en gas y, también, en petróleo. La pregunta es

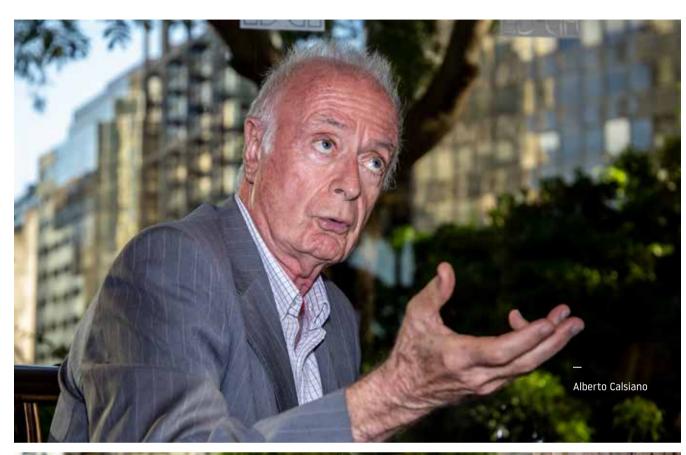
si vamos a generar las condiciones como para poner en valor todo esto y tener los valores competitivos. No sé cuál es la respuesta. Eso lo tiene que hacer el Estado.

Alberto Calsiano: Es todo un tema cómo manejar el gas en invierno y en verano, con una demanda tan disímil, con un gap tan grande y con Neuquén a más de 1.000 kilómetros de los centros de consumo. Pero creo que se podrían hacer contratos de gas a largo plazo con alguna intervención del Estado, vía Cammesa, donde se reconozcan todos los costos implícitos que podríamos tener en invierno cuando hay que usar gasoil, gas de Bolivia a u\$s 6 por millón de BTU y, en el futuro, el LNG. Hoy, un LNG a u\$s 3 el millón de BTU es un sueño. Pero, a mediano plazo, se puede pensar en un LNG que parte de boca de pozo y suma la licuefacción, el transporte y la regasificación.

¿Qué escenario proyectan para el próximo invierno?

AC: Todo este invierno lo veo como ventana. Sin embargo, de todo el gas que se comercializa a nivel mundial, dos tercios son contratos a largo plazo que, todavía, pagan u\$s 8 el millón de BTU. Después, hay un tercio que aprovecha los valores *spot*. Todo lo que nos falta de aprovechamiento en gas es enorme.







Si tuviéramos reglas claras, tanto en la industria petroquímica como en GNC (gas natural comprimido) y en materia de integración con Uruguay y Brasil, existirían innumerables oportunidades, además de seguir generando energía eléctrica.

¿Qué esquemas de contractualización habría que aplicar para lograr precios competitivos?

AC: Tendríamos que contar con licitaciones, con individuos dispuestos a vender en enero a la mitad de lo que están dispuestos a hacerlo en julio y agosto. Este es un tema que tenemos que hablar con este Gobierno porque el Estado, cuando tiene la posibilidad de comprar gas más barato, se tienta y después te exige vender a esos valores en invierno. Lo que está pasando ahora, y que es una trampa mortal, es que vamos hacia pagos de gas con valores, incluso, como los de importación desde Bolivia o valores de gasoil o de *fuel oil* para este invierno. El gasoil, hoy, está (estaba antes del desplome de los precios por el COVID-19) por arriba de los u\$s 10 por millón de BTU.

¿Qué rol juega la industria, y la UIA, en particular? Porque se están perdiendo oportunidades, como la de ampliaciones de plantas petroquímicas, por temas que son solucionables.

AC: En este momento, estamos aspirando a sentarnos con el Gobierno y con las petroleras para instar a que exista un acuerdo que permita aprovechar las enormes posibilidades de crecimiento para todos. En cuanto a las renovables queremos saber si existen costos implícitos, escondidos, de valores que se van a explicitar más adelante, queremos que se hagan las cuentas y que se considere este tema también.

En muchos países prima la idea de generar riqueza y valor, por lo que las industrias tienen precios más competitivos de gas y electricidad que los que los hogares que los consumen para refrigerarse y para generar calor. En la Argentina, ese paradigma está en duda y parecería que vamos de vuelta en dirección contraria. ¿Qué análisis hacen sobre esto?

MM: En principio, la energía tiene un costo: hay que pagarlo y alguien lo paga. Si no, no vamos a tener energía. Entonces, lo más lógico es generar reglas de juego que permitan tener un sector energético que sea competitivo, que se desarrolle y que esté dentro de los lineamientos de los recursos que tiene un país. La Argentina posee todos los recursos energéticos. Por eso, lo que tenemos que hacer es recrear un marco legal que permita hacer un uso eficiente de los recursos, tendiendo a buscar el costo más bajo posible y con todo lo que tiene que ver con el medio

ambiente. La lógica lleva a que tendríamos que buscar una combinación equilibrada de todos los recursos en disponibilidad. Quizá debamos empezar a discutir el petróleo, que es la oportunidad más accesible que tenemos hoy. La idea central sería, de ese combo de recursos energéticos que tiene la Argentina, hacer el uso más racional posible y poner sobre la mesa los costos reales de producción. Si no lo hacemos, estamos dibujando.

¿Qué análisis hacen de programas como el RenovAr?

MM: Nuestra postura con respecto al programa RenovAr y al 20% para 2025 (que fija la Ley 27.191) es que hay que hacer las cuentas. Esto quiere decir que, para resolverlo, una de las maneras es dejar participar a la industria de gas natural de todas las licitaciones de RenovAr. Para ver quién gana, pero con un costo absoluto, de punta a punta. Es decir que cada uno tiene que garantizar su transporte. Si no, es muy fácil.

Hay gente que propone rediscutir esa ley, considerando los objetivos estratégicos del país.

MM: La industria petrolera quedó sometida al cumplimiento

Es que, por un lado, está la discusión ambiental y, por el otro, la cuestión económica para ver reglas claras, precios competitivos. ¿Cómo se puede avanzar positivamente en este debate?

MM: Dado que la ley (27.191) está vigente, es más complicado. Tendría que haber un impulso de la industria petrolera y gasífera para discutir el tema de los mayores costos que provoca esta ley. Faltan cinco años para llegar al 20% y se tendrían que hacer nuevamente las licitaciones del RenovAr para alcanzar esa meta. Y, por cómo el Estado hizo previamente la licitación, lo que pasa es que no está reflejando el verdadero costo, sino que, simplemente, está adjudicado en un sistema que no corresponde porque falta incorporar ciertos costos que incluyen indirectamente las renovables. Entonces, tenemos que rediscutir la ley o, simplemente, abrirla, afirmando que se va a cumplir siempre y cuando sea competitiva respecto de otras fuentes. La opción verde en energía tiene un problema importante, que es la intermitencia. Y, con esto, llega el tema de la batería. El día que se descubra la batería en serio, es decir, en cuanto a economía y a un volumen que permita satisfacer necesidades de consumo, ese día sí habrá que olvidarse de la industria hidrocarburífera. *

EN > ENTREVISTA



LA APUESTA INTEGRAL DE SHELL PARA AGREGAR VALOR EN BANDURRIA SUR

SHELL ADQUIRIÓ EN ENERO UNA PARTICIPACIÓN EN EL BLOQUE BANDURRIA SUR, UN CAMPO DE SHALE OIL EN VACA MUERTA DONDE TRABAJA COLABORATIVAMENTE CON YPF Y EQUINOR. EL EJECUTIVO DE LA PETROLERA DESCRIBIÓ LOS AVANCES TECNOLÓGICOS EN EL BLOQUE Y AFIRMÓ QUE EL DESAFÍO TIENE QUE VER CON LOS NUEVOS MODELOS ORGANIZATIVOS.

Por Roberto Bellato



EN > < EN



SHELL LLEVA 12 AÑOS desarrollando proyectos de explotación de hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos y Canadá, y desde hace ocho años trabaja en los no convencionales de la Argentina. Sus desarrollos en los bloques de Sierras Blancas, Cruz de Lorena y Coirón Amargo Sur Oeste, y Bajada de Añelo de la Cuenca Neuquina, le permitieron afirmarse en Vaca Muerta y planificar los avances en otros proyectos. A fines de enero, la compañía angloholandesa concluyó la adquisición del 24,5% del bloque Bandurria Sur, donde mantiene un esquema de colaboración con YPF, que es el operador, y con Equinor, que posee el otro 24,5%. Esta adquisición fortalece la posición de la compañía en Vaca Muerta porque Bandurria Sur es lindero al bloque Bajada de Añelo.

Maximiliano Hardie, gerente de *Unconventional Upstream* de Shell para la Argentina, estuvo a cargo del plan piloto en Vaca Muerta y en la actualidad tiene el desafío de avanzar en nuevos modelos organizativos en los campos de Bandurria Sur y Bajada de Añelo. En diálogo con *TRAMA*, detalló las metas en los niveles de productividad, el diseño de pozo que tiene en mente para este bloque y qué eficacia planea la compañía. Puntualizó que Shell está utilizando torres de perforación de alta capacidad y rendimiento (*high-spec rigs*), que tienen el equipamiento

integrado a la subestructura, lo que permite disminuir los tiempos de movilización entre pozos del mismo pad. También hizo foco en los avances de Shell en la etapa de completación, en el manejo de arena (con sand boxes) y en la tecnología de Quick-latch para Electric-line, donde redujo la exposición de personal en zonas de alto peligro. A nivel global, la estrategia de Shell, que es una de las tres mayores petroleras del planeta, es que los no convencionales sean una de las grandes fuentes de ingresos para el año 2025. Vaca Muerta aparece como una de las piezas clave en este desafío.

«Los objetivos estratégicos de este plan de trabajo integrado son la seguridad personal y de procesos», aseguró Hardie con respecto a Bandurria Sur. «Logramos un progreso significativo gracias a la implementación de sistemas de captación, tratamiento y evacuación sencillos, que además permiten el monitoreo de cada uno de los pozos en producción», agregó este ejecutivo que ingresó a Shell Argentina en 1998 y pasó algunos años trabajando para la compañía en Holanda, donde se formó como senior development engineer de Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM), una firma dependiente de Shell. Desde 2012, sus responsabilidades profesionales pasan exclusivamente por los recursos no convencionales de Vaca Muerta.

¿Qué innovaciones incorporará Shell en el esquema de colaboración con YPF en el desarrollo de Bandurria Sur?

El aporte más importante del acuerdo que logramos con YPF y Equinor es la combinación de las fortalezas de cada empresa en un plan de trabajo integrado y la posibilidad de aprender mutuamente. La transferencia de mejores prácticas y conocimiento será un pilar fundamental del éxito. Por un lado, la amplia trayectoria operacional de YPF en Vaca Muerta, su escala como principal operador en el país y en la Cuenca Neuquina, y las fortalezas técnicas, operacionales y de seguridad. Por otro lado, la experiencia que desde Equinor y Shell traemos de desarrollos no convencionales en Estados Unidos, Canadá y Argentina.

Con el apoyo de YPF, vamos a contribuir con personal experimentado y de alto nivel técnico, operacional y de seguridad en el equipo de Bandurria Sur, con el propósito de ayudar a incrementar la pendiente de la curva de mejora continua en las áreas de perforación, completación e infraestructura.

En Shell tenemos más de 12 años de experiencia en desarrollo de proyectos no convencionales en Estados Unidos y Canadá, y ocho en Vaca Muerta, donde nos posicionamos como líderes en performance de perforación –en tiempos y costos–, ejecutando

operaciones de estimulación hidráulica que están entre las mejores de la Cuenca Neuquina. Esta posición nos permitirá aportar valor a la sociedad a través de la transferencia de conocimiento que complemente los resultados muy positivos ya alcanzados por YPF. Creemos en un plan de trabajo que integre las fortalezas de cada empresa para potenciar el área.

¿Qué objetivos persiguen?

Las tres empresas coincidimos en que los objetivos estratégicos de este plan de trabajo integrado son la seguridad personal y de procesos, el incremento del flujo de caja (FCF) y el aumento del valor del activo.

¿Cuáles son los últimos avances de Shell en la perforación y completación de pozos en Vaca Muerta?

Tanto en perforación como en completación, estamos siempre desplegando nuevos equipos, herramientas e innovaciones para ganar eficiencia y reducir tiempos, aprendiendo de la experiencia de Shell en otras formaciones no convencionales en el mundo. En perforación, estamos utilizando torres de perforación

REVISTATRAMA

EN >





TANTO EN PERFORACIÓN COMO EN COMPLETACIÓN, ESTAMOS SIEMPRE DESPLEGANDO NUEVOS EQUIPOS. HERRAMIENTAS E INNOVACIONES PARA GANAR EFICIENCIA Y REDUCIR TIEMPOS.

de alta capacidad y rendimiento (high-spec rigs) con equipamiento integrado a la subestructura, lo que nos permite facilitar y disminuir tiempos de movilización entre pozos del mismo pad (skidding time); el sistema de MPD (managed pressure drilling) que usamos está integrado al equipo de perforación; y también utilizamos una herramienta propietaria de Shell para el cálculo de la presión de fondo, orientada al manejo de ECD (densidad equivalente de circulación), mientras se perfora bajo MPD. Además, implementamos herramientas automatizadas para el manejo de la mejora continua en perforación (NOV, Sistema NOVOS); un equipo de manejo de tubulares automatizado; y perforamos la sección de curva y horizontal con un único ensamblaje de fondo (BHA), asistido con la combinación de un motor de fondo y un Sistema Rotativo de Perforación Direccional

A través de estas innovaciones, navegamos en una ventana de 10 metros, con el monitoreo en tiempo real y en todo momento desde la sala DART (Drilling Automation and Remote Technology) en Calgary, donde tienen el know-how de cómo navegar con el motor de fondo y el RSS. En Bajada de Añelo, mientras tanto, perforamos un pozo de 2.500 metros de rama lateral en menos de

Por otra parte, en completación aumentamos los caudales de fractura hasta 85-BPM, incrementando la eficiencia operativa durante la etapa de fractura hidráulica (7,1 etapas/día promedio). Implementamos tecnología de manejo de arena con sistema de sand boxes y tecnología de Quick-latch para Electric-line, reduciendo la exposición de personal en zonas de alto peligro. Implementamos talleres de mejora continua para las transiciones entre fases de Completación (VSM, value stream mapping) y para identificar e implementar límites técnicos operativos, como velocidad de corrida de wireline, sacada del pozo, armado de

cañones. Por último, también implementamos la tecnología de Monoline, para reducir el tiempo de armado y desarmado de las líneas de bombeo, mientras reducimos la exposición de riesgo del personal.

¿Qué producción inicial registraron las últimas perforaciones? ¿Y qué recuperación final de hidrocarburos proyectan?

La producción inicial no es un indicador por el que nos guiemos demasiado, es solo función del orificio con que se abra el pozo. Miramos más indicadores como la producción promedio al cabo de 180 días (IP180), que son más representativos. Una vez alcanzados los seis meses de producción, utilizamos también el análisis de declinación (DCA) para estimar el EUR (recuperación final de hidrocarburos), el RTA (rate transient analysis) y la simulación para generar curvas tipo.

¿Cuál puede ser el aprendizaje que tuvieron en otras áreas y que pueden trasladar a Bandurria Sur?

Hemos tenido una experiencia muy positiva en la infraestructura de producción en hub de Sierras Blancas, Cruz de Lorena y Coirón Amargo Sur Oeste, y creemos que esa experiencia puede contribuir a nuestras operaciones en Bandurria Sur. Logramos un progreso significativo gracias a la implementación de sistemas de captación, tratamiento y evacuación sencillos, confiables, de operación fácil y segura, que además permiten el constante monitoreo de cada uno de los pozos en producción. Ahora creemos que las lecciones aprendidas en la operación de esos bloques pueden servirnos para la optimización de las instalaciones y las operaciones de superficie en Bandurria Sur. ×





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:

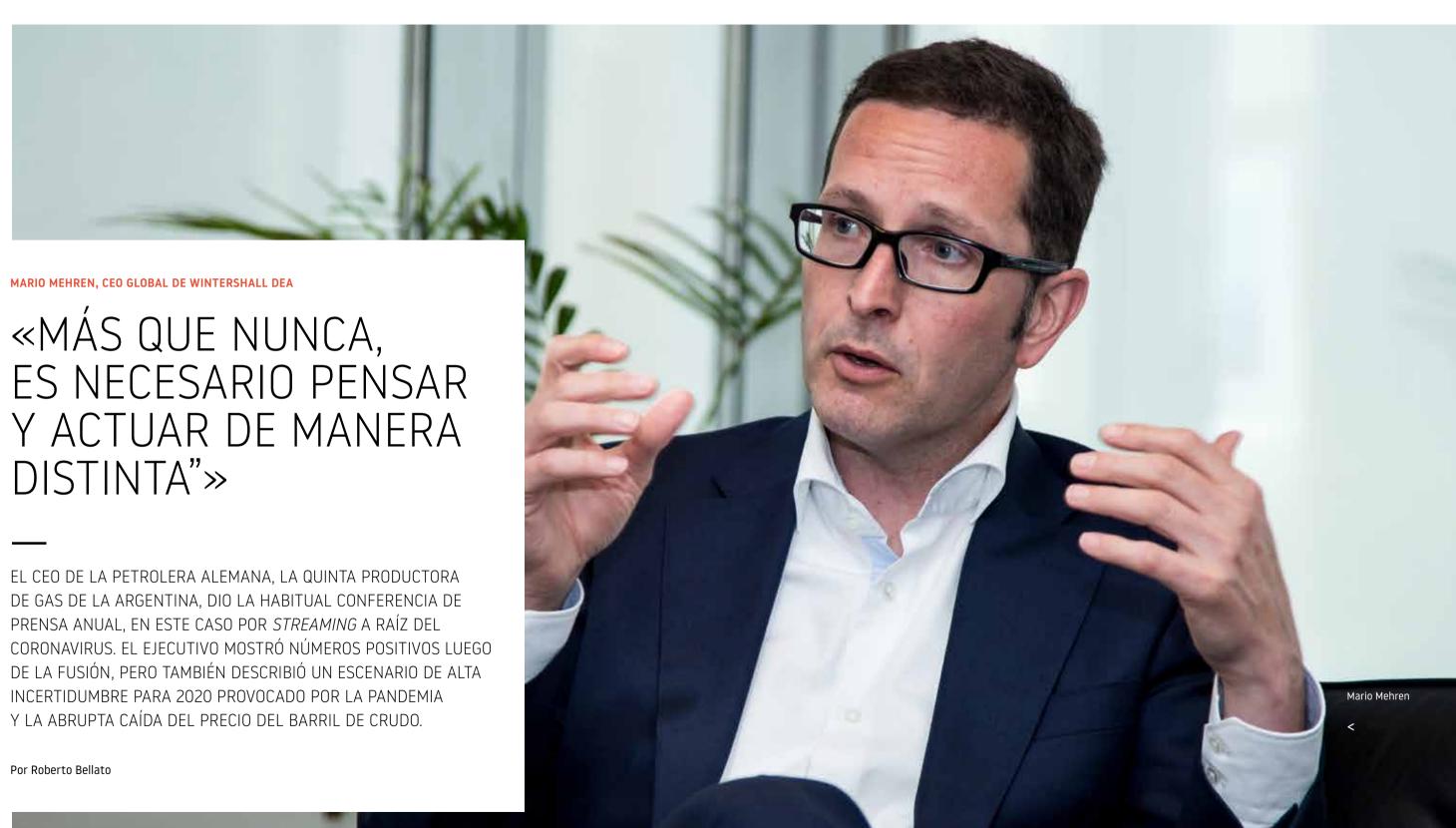
- Desde 1,5 MW hasta 4,8 MW de potencia nominal
- Torres de acero u hormigón con alturas de buje de entre 84 y 137,5 metros
- Diámetros de rotor desde 116 hasta 149 metros
- Más de 4.5 GW contratados en Latinoamérica
- » Más información: www.nordex-online.com
- » Contacto: SalesLatam@nordex-online.com



REVISTATRAMA 56 #10 ABRIL 2020 57 REVISTATRAMA

EG > ENERGÍA

< **EG** ENERGÍA



REVISTATRAMA 58

EG >

Mario Mehren

>

#10

«EN UN VIDEO QUE CIRCULÓ mucho por Internet. aparecen vecinos de la ciudad italiana de Siena cantando juntos por la noche desde sus ventanas para darse ánimos mutuamente. En tiempos oscuros, nuestra parte más humana resplandece más que nunca». Con estas palabras cerró su conferencia Mario Mehren, el CEO global de la firma alemana Wintershall Dea, ofrecida por streaming debido a la expansión del COVID-19. El ejecutivo mostró números positivos luego de la fusión entre las dos empresas alemanas que se concretó en mayo del año pasado. Pero también describió un escenario de alta incertidumbre para 2020 provocado por los efectos del coronavirus y la abrupta caída del precio del barril de petróleo. La primera idea que compartió Mehren en la conferencia de prensa anual que se transmitió el 18 de marzo desde la ciudad de Kassel, ubicada en el centro de Alemania, fue que «en estos tiempos que vivimos todo es incierto. Nada sucede como se había planeado. Esta es la esencia de la crisis del coronavirus. Estamos obligados a cambiar nuestra forma de pensar, a adaptarnos a las circunstancias y a evolucionar». Y agregó: «Nuestro sector vive una era de profunda transformación en la que, más que nunca, es necesario pensar y actuar de manera distinta. Son tiempos complejos».

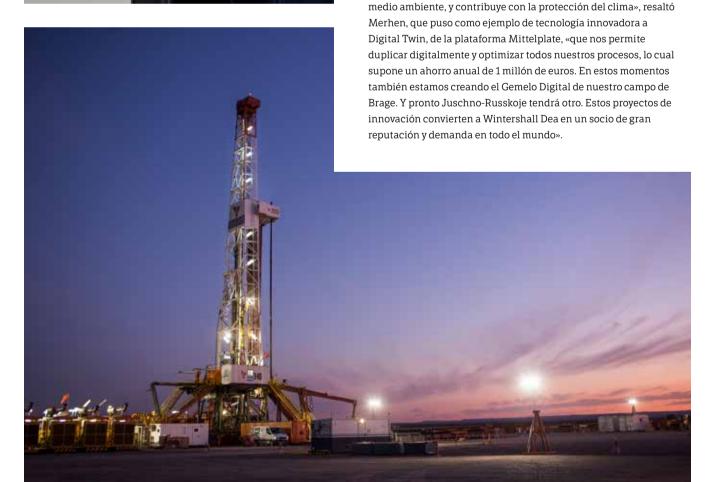
A mediados de marzo, Wintershall Dea, que es el quinto productor de gas de la Argentina, ya había implementado el teletrabajo y distintos planes de emergencia a nivel global para garantizar la seguridad y continuidad de todas las operaciones y no interrumpir la producción y el suministro de energía.

El ejecutivo señaló la particular situación del sector petrolero, que está atravesado por una caída abrupta del precio del petróleo. «Los dos primeros meses de este año ya introdujeron grandes dosis de incertidumbre en la economía mundial. Y el coronavirus ha venido a reforzar esta inestabilidad. La repentina caída de los precios del petróleo no hace sino agravar la situación. Hacía 30 años que no se veía una caída de esta magnitud», añadió Mehren.

Además, opinó sobre el conflicto de los países petroleros de la OPEP ampliada: «Esta guerra de precios iniciada por Arabia Saudita afectará a toda la economía mundial, aunque naturalmente los primeros damnificados serán las empresas productoras de petróleo y gas; es decir, nosotros». De todos modos, aclaró que «Wintershall Dea es una empresa fuerte, sólida. Incluso en tiempos de crisis como los actuales. La fusión se produjo en el momento oportuno». Mehren hizo referencia a la reciente fusión entre Wintershall y Deutsche Erdoel AG (DEA), dos empresas alemanas con una larga tradición a sus espaldas que en mayo del año pasado decidieron fusionarse y formar una sola compañía. Así se convirtió en la mayor productora independiente de gas y petróleo de Europa. «Somos líderes en producción y reservas, y somos líderes en costos de producción, mucho más bajos que los de nuestros competidores. Esto, por el momento, nos protege de la tormenta. Y nos permite navegar con rumbo firme a través de ella», remarcó el CEO. Hoy la cartera de la empresa alemana está compuesta en un 70% por gas y en un 30% por

Wintershall Dea pisa fuerte en el segmento de exploración y producción, ya que tiene presencia en cuatro regiones: Norte de Europa, Rusia, Latinoamérica y África del Norte y Medio Oriente. A esto hay que sumar flujos de caja estables procedentes del segmento de midstream con Nord Stream 1, el enorme gasoducto subacuático ruso-alemán de 1.224 km con capacidad para transportar 55.000 millones de metros cúbicos diarios de gas natural proveniente de Rusia y dirigidos hacia toda Europa, donde la compañía tiene una importante participación. En la conferencia, Mehren contó que «el primer tramo del gasoducto de conexión europeo EUGAL (que une el norte de Alemania con la República Checa) ya está plenamente operativo. Se trata de uno de los proyectos de infraestructura energética más grandes de la Unión Europea, y en él participa tanto capital privado como público. Todo ello, dentro de plazo y presupuesto».





REVISTATRAMA 60

EG >

"

EN 2019, LOS COSTOS MEDIOS DE PRODUCCIÓN DE WINTERSHALL DEA FUERON DE U\$S 4,30 POR BOE, ES DECIR, CASI UN 50% MENOS QUE LOS U\$S 8 DEL SECTOR.



#10

PRODUCCIÓN Y FINANZAS

Wintershall Dea produce gas y petróleo «desde Siberia hasta Tierra del Fuego, y en 2019 hemos batido récords. La producción media diaria de la empresa alcanzó los 642.000 barriles», remarcó Mehren. Cuenta con reservas probables de hidrocarburos de 3.800 millones de barriles de petróleo equivalente (BOE). Con el ritmo de producción actual, el alcance de sus reservas es de 17 años. «Se trata, sin duda, de un dato extraordinariamente positivo que nos da la confianza necesaria para hacer frente a los desafíos actuales y futuros. Nuestro objetivo, sin embargo, no es batir nuevos récords de producción cada año. Porque lo que buscamos no es la cantidad, sino la calidad», aclaró el CEO en la conferencia de prensa.

«Esto es hoy más importante que nunca. Es imprescindible que nuestra cartera sea resiliente para poder reaccionar a las oscilaciones del mercado y la volatilidad de los precios. Como es el caso en estos momentos. La clave de todo está, principalmente, en que nuestro trabajo sea eficiente en términos de costos», explicó Mehren, y añadió que «no en todas partes los costos de producción son tan bajos como en Rusia o la Argentina. Operar en algunos países resulta más caro. Pero contamos con un excelente mix». En 2019, los costos medios de producción de Wintershall Dea fueron de u\$s 4,30 por BOE, es decir, casi un 50% menos que los u\$s 8 de media que registró aproximadamente el sector, según describió el ejecutivo. Por otra parte, las sinergias generadas por la fusión ya dejan notar sus efectos. «Estamos avanzando en la dirección correcta para alcanzar los 200 millones de euros de sinergias de tesorería previstas para 2022. Esto demuestra que la integración de ambas empresas avanza con paso firme», subrayó.

El año pasado el resultado antes de intereses, impuestos, depreciación, amortización y gastos de exploración –lo que se conoce como EBITDAX–se situó en los 2.830 millones de euros (cerca de

u\$s 2.590 millones). Mehren comentó también que en junio de 2019 la compañía obtuvo la calificación *investment grade* por parte de las calificadoras de riesgo Moody's y Fitch. La primera colocación de acciones lanzada en septiembre del año pasado por la petrolera alemana fue de 4.000 millones de euros (u\$s 3.660 millones) y tuvo un «buen recibimiento». Wintershall Dea tiene previsto cotizar en Bolsa. Para mediados de año realizará una OVP (Oferta Pública de Ventas), aunque el CEO aclaró que «la salida a la Bolsa dependerá de las condiciones del mercado».

PERSPECTIVAS PARA 2020

Mario Mehren indicó que «los efectos negativos del coronavirus tendrán un impacto global significativo, especialmente durante el primer y segundo trimestre de 2020. Los precios del gas y del petróleo se situarán muy por debajo de los de 2019. Está previsto que en 2020 la producción de Wintershall Dea alcance entre 600.000 y 630.000 barriles equivalentes de petróleo diarios, excluyendo los volúmenes procedentes de Libia. Esto nos sitúa en los volúmenes de 2019».

Por la incertidumbre que hay en el mundo sobre lo que sucederá en todo el año, la petrolera está adoptando una serie de medidas: en primer lugar, reducirá un 20% las inversiones en desarrollo con respecto a 2019. Esto significa que se situarán entre 1.200 y 1.500 millones de euros (entre u\$s 1.000 y 11.370 millones). En segundo lugar, reducirá el presupuesto de exploración a un rango que va de 150 a 250 millones de euros como máximo (entre u\$s 140 millones y u\$s 230 millones). En 2019 la compañía destinó 340 millones de euros (u\$s 310 millones). Sobre esto, Mehren señaló: «No hay duda de que 2020 será un año extremadamente complejo para todo el sector. Pero estamos convencidos de que nuestro sólido balance, nuestra eficiencia de costos en términos de producción y la determinación que estamos teniendo nos permitirán capear con éxito el temporal. Y alcanzar la otra orilla más eficientes y más fuertes que antes de la crisis». *



27 años acompañando la Industria de Oil & Gas.

INTERNATIONAL WELL CONTROL SERVICES



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

APLICACIONES:

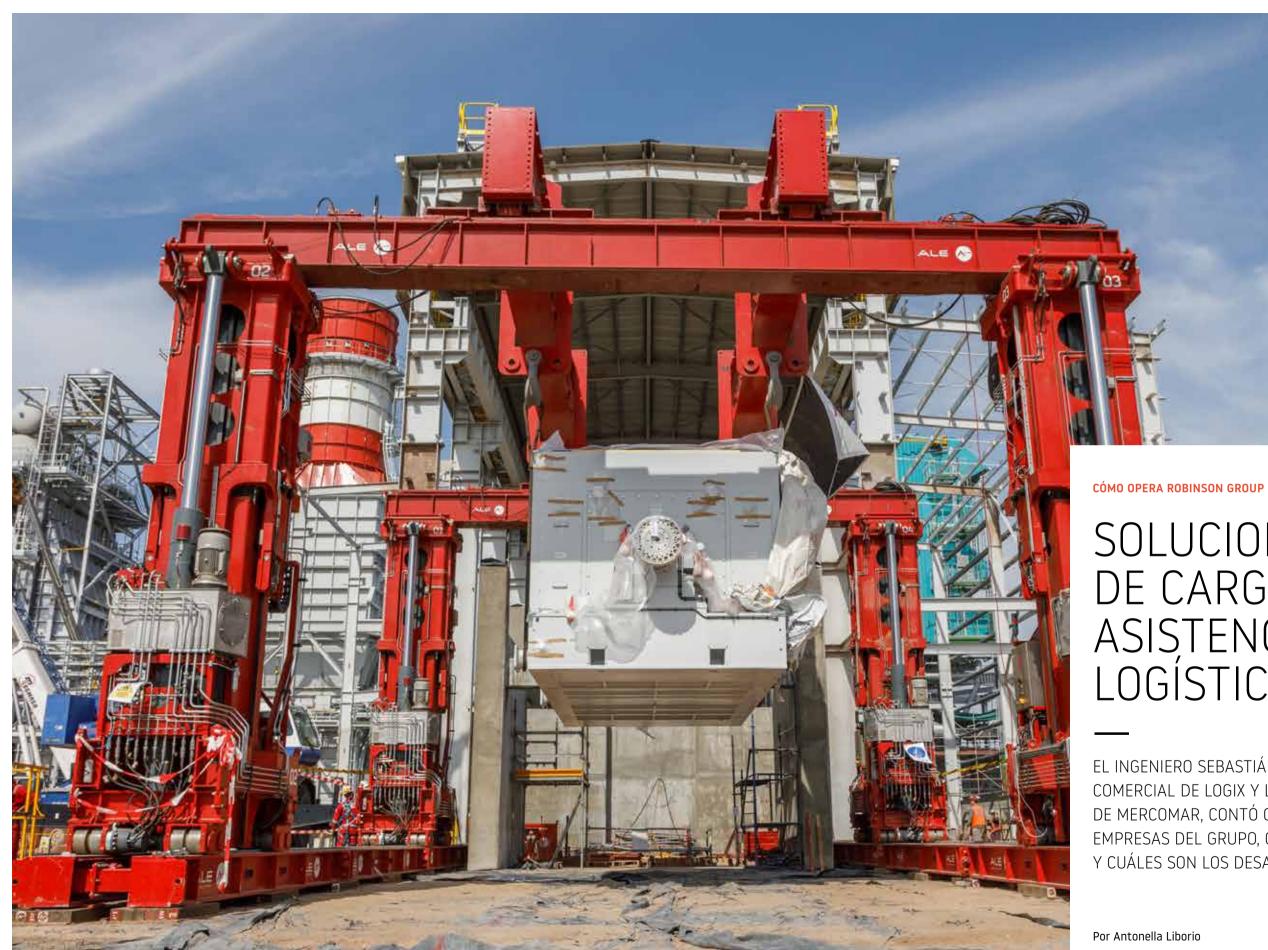
- Descontroles de Pozos
- Incendios de Pozos
- Incendios de Plantas



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





SOLUCIONES DE CARGA Y ASISTENCIA LOGÍSTICA

EL INGENIERO SEBASTIÁN ROBINSON, DIRECTOR COMERCIAL DE LOGIX Y LA DIVISIÓN DE LÍQUIDOS DE MERCOMAR, CONTÓ CÓMO FUNCIONAN LAS EMPRESAS DEL GRUPO, QUÉ SERVICIOS OFRECEN Y CUÁLES SON LOS DESAFÍOS HACIA EL FUTURO.

REVISTATRAMA 64 #8 SEPTIEMBRE 2019 65 REVISTATRAMA

EN > < EN



ROBINSON GROUP es un conjunto de empresas argentinas que brindan soluciones de transporte internacional de carga y asistencia logística. En la actualidad, la firma fundada en 1938 tiene presencia en 125 países y está constituida por cuatro unidades de negocios: Agencia Marítima Robinson (operador de buques y servicios portuarios), Mercomar (agente de carga internacional y operador de isotanques), Logix (soluciones logísticas) y Robinson Fletamentos (buques para carga de proyecto). El ingeniero Sebastián Robinson, director comercial de Logix y la División de líquidos de Mercomar, recibió a TRAMA en las oficinas de la firma en Núñez. Durante la charla contó cómo funcionan las empresas del grupo, qué servicios ofrecen y cuáles son los desafíos hacia el futuro. Además, manifestó la necesidad de establecer un cambio de paradigma que haga de la actividad logística un sistema mucho más eficaz.

¿Cómo se consolidó el servicio completo que hoy brinda la empresa?

El servicio de logística completa que brindamos tiene entre 25 y 27 años. Mercomar se creó precisamente para atender necesidades más grandes. Con el paso del tiempo migramos de las cargas pequeñas de materiales industriales a desarrollar un

equipo de proyectos que se complementa muy bien con la unidad Fletamentos. En cuanto a la Agencia Marítima, tiene dos responsabilidades: una es el desarrollo comercial del negocio del buque en tierra con los clientes locales de exportación e importación, y otra, la relación del buque con las autoridades.

Es decir que si una planta de generación necesita cuatro turbinas, ustedes tienen un equipo de proyecto que se encarga de todo...

Exactamente. Entre las cuatro empresas podemos mover desde una planta entera hasta una cajita. Trabajamos mucho con socios globales y representamos a operadores internacionales tanto en Argentina como en Paraguay, Uruguay y pronto en Bolivia.

¿Bolivia es un hecho?

Es un hecho. La idea es poder atender aquellos países que tienen como puerta de entrada naturalmente la hidrovía. En Bolivia se están dando soluciones para llegar a Santa Cruz de la Sierra. Y se están desarrollando terminales portuarias nuevas que buscan mejorar la conectividad. Para nosotros es poner huevos en

distintas canastas y diversificar el negocio, no veo que Bolivia hoy sea lo que fue en cuanto al desarrollo del gas y petróleo años atrás. Aun así es interesante porque hace 12 años nos propusimos como objetivo desarrollar nuestra actividad en el sector minero y *Oil & Gas*. Nos enfocamos y empezamos a especializarnos en esas industrias y eso nos llevó a pensar en Bolivia como un país que está alineado con nuestros objetivos. Ocurre lo mismo con Paraguay. En el caso de Uruguay, es una puerta de entrada que tenemos que atender.

¿Qué desafío ve hoy en sus unidades de negocio?

La Agencia Marítima Robinson es hoy el agente de tres armadores internacionales muy grandes: BBC, Wallenios y Eukor. En los dos últimos atendemos toda la carga rodante, especialmente autos de importación y exportación, y se maneja maquinaria rodante. Pero al tratarse de un estacionamiento flotante, hay limitaciones de altura. Agencia atiende esos tres armadores y esos buques en toda la Argentina. A su vez, desarrollamos la actividad comercial de Eukor y Wallenios. Mercomar es el servicio puerta a puerta. Transportamos desde grandes proyectos hasta pequeñas cargas. Existen tres unidades: proyectos, carga general y cargas líquidas. Ahí representamos a importantes

operadores del mundo para mover cargas líquidas e isotanques, y de esa forma atendemos a la industria petroquímica y agroquímica. Es un negocio difícil porque en el mundo se usan un montón de cosas que acá están a prueba, y ahí vienen los problemas. Por ejemplo, algunas industrias están en condiciones de saltar hacia el isotanque por el volumen de carga que manejan, pero no lo hacen porque no conocen el sistema o no tienen la cadena logística.

¿Cuánto pueden reducir los costos?

_

El problema de Argentina es que un análisis de costo directo oculta una parte de la foto fundamental: las contingencias, que acá son enormes. En nuestro país, luego del arribo del buque al puerto hay un plazo de cinco días para sacar la carga. Si esto no se cumple, los costos se triplican y se generan retroactivos por almacenaje y doble movimiento. Esto pasa muy a menudo; por ejemplo, los días feriados no dan turno para sacar la carga y, por ende, los costos siguen aumentando. También puede haber problemas sindicales. Si hay un paro en el puerto de Buenos Aires, queda la carga adentro. Esos factores solo son visibles en la operación y no así en el análisis de costos directo.



EN >





La tradición familiar de Robinson Un negocio atendido por sus dueños

Al inicio de la entrevista, Sebastián Robinson muestra una foto de 1938 donde se ve la inauguración de la empresa Agencia Marítima Robinson. «Esto es Puerto Madero en la época en que empezó a trabajar mi abuelo», señala orgulloso. A la hora de transmitir los valores de la bandera familiar de generación en generación, el ingeniero no rompió la cadena. «Amo navegar y trato de hacerlo con mis hijos. Son chiquitos (9, 6 y 3 años) pero les gusta y se están enganchando. La historia se repite porque, en mi niñez, salíamos a navegar con mi abuelo en un velero olímpico y yo lo disfrutaba muchísimo». Así, Robinson lleva el sello de una fuerte identidad que sus dueños trabajan por conservar. Por eso, inmediatamente surge la pregunta: ¿cómo se conjuga el sustrato familiar con el manejo de los grandes socios internacionales? Sebastián cuenta que varios integrantes de la familia trabajan en la compañía y su tío ocupa el cargo de presidente. Respecto de los partners globales, revela que «en general, todas las empresas con las que trabajamos tienen una estructura privada o familiar, y en ese punto nos sentimos identificados. Avanzamos en la profesionalización pero queremos mantener el lema del 'negocio atendido por sus dueños'».



¿Qué factores inciden para poder ofrecer soluciones innovadoras?

La tecnología es una herramienta que hay que involucrar. Hace años que estamos dando soluciones a distintas industrias diciendo: si tu problema es el envase, yo te doy el isotanque y podés ir a buscar camiones a donde quieras o podés ir al puerto. Las empresas que lo implementaron bajaron de un 15% a un 30% el costo del transporte anual, y se aseguraron calidad y el control de la flota. Somos innovadores porque alquilamos buques por el plazo que sea y los costos son previsibles. Se puede alquilar el tanque o una solución más amplia. Los tanques sirven mucho en las plantas industriales porque permiten el movimiento, se ahorra la inversión en infraestructura para recibir el producto y se cobra solo lo que se consume.

¿Este modelo puede aplicarse a la industria de Oil & Gas?

Perfectamente, y es algo en lo que venimos trabajando hace años. Las empresas del exterior podrían hacer una cadena logística apta. Nosotros intentamos salir del modelo actual y entendemos que Argentina es una montaña rusa impredecible. La infraestructura logística tiene que ser más flexible para reconstruirse en los distintos contextos. En Robinson pensamos soluciones modulares, fácilmente escalables, innovadoras y con altos niveles de seguridad. Por ejemplo, el isotanque es

un envase práctico, porque se puede usar como quieras, se adapta a cada necesidad y además es eficiente desde el punto de vista del impacto ambiental.

¿Cuáles son las oportunidades que ve en el sector minero y Oil & Gas?

_

Oil & Gas tiene un desafío enorme ligado a las fracturas no convencionales y la recuperación terciaria. En esas dos áreas tiene una oportunidad de optimización logística para el movimiento de las materias primas. Uno siempre mira arenas, porque es un volumen enorme, pero pocos hablan de los químicos, que también constituyen volúmenes grandes. Esos productos necesitan ir hacia otras soluciones de almacenaje y manipulación. Otra cosa que estamos desarrollando es la gran oportunidad para trabajar servicios que conecten directamente con los puntos de necesidad. Hoy en día, gran parte de toda la carga de urgencia viene hasta Ezeiza y de ahí se va en camión, cuando podríamos estar llegando directamente al punto en avión. Estamos buscando soluciones para llegar de manera directa a Neuquén o a Comodoro Rivadavia. El desafío es federalizar las aduanas. Si se requiere una válvula urgente, no puede morir cinco días en Ezeiza. Hay que pensar cuánto cuesta tener parada una máquina por no contar con el repuesto. Con todo esto quiero decir que el modelo logístico vigente tiene contingencias y costos ocultos. x

REVISTA**TRAMA 68** #10 ABRIL 2020 **69** REVISTA**TRAMA**

Facundo López Raggi

NEUQUÉN >

NOTA PRODUCIDA PRE COVID-19 < NEUQUÉN



EL FUNCIONARIO ASPIRA A QUE NEUQUÉN SE CONVIERTA EN UN POLO PETROQUÍMICO Y QUE LAS EMPRESAS LOCALES PASEN A JUGAR UN PAPEL CENTRAL EN EL ENTRAMADO PRODUCTIVO.

Por Pablo Galand

LAS PEQUEÑAS Y MEDIANAS EMPRESAS de

Neuquén ligadas al Oil & Gas atraviesan un momento de incertidumbre, a la espera de que la actividad vuelva a recuperar los niveles que registró hasta mediados del año pasado. En la gobernación de Neuquén son conscientes del momento y por eso desde el Ministerio de Producción e Industria, su titular, Facundo López Raggi, asegura que están llevando adelante diferentes políticas públicas con el fin de garantizar una mayor competitividad del sector, para cuando llegue el momento de la reactivación.

Teniendo en cuenta la caída del precio internacional del petróleo, la negociación de la deuda y la demora en el tratamiento de la ley de hidrocarburos, ¿cómo avisora la situación de la provincia en lo que tiene que ver con la industria petrolera?

Hay que ver cuándo se resuelve o termina de encaminarse la negociación con el FMI, el acuerdo al que se pueda llegar con respecto a la política de precios y en función de eso ver la voluntad del Gobierno nacional de trabajar en una ley en serio para desarrollar Vaca Muerta, que garantice trabajo y crecimiento para el país. Me parece que eso es un tema fundamental. Ojalá que el segundo semestre pueda empezar a vislumbrarse un panorama diferente. Mi trabajo particular desde



Especialista en Pymes

Facundo López Raggi es un funcionario que conoce bien el mundo de las Pymes, tanto desde su rol en la administración pública como desde su formación profesional. Oriundo de Cutral Có, a los 17 años se fue a estudiar la Universidad de La Plata, donde se recibió de licenciado en Administración y Contador Público. Hizo un posgrado de especialización en Pymes en la UBA y una maestría en Gestión de la Innovación en Bologna. «Decidí hacerlo allá porque Italia, y sobre todo la región en la que se encuentra la Universidad de Bologna, tiene un desarrollo basado en Pymes muy interesante», asegura. En Italia también trabajó para la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (Onudi). De regreso a Argentina, López Raggi se desempeñó como docente en la Universidad del Comahue y trabajó también en el INTA, hasta que en 2009 se presentó a una convocatoria pública para la Gerencia General de la Agencia de Desarrollo Económico, donde ganó el concurso. En diciembre de 2017, fue convocado por el gobernador Omar Quiroga para ponerse al frente del Ministerio de Producción e Industria, cargo en el que fue revalidado para la segunda gestión del actual mandatario.

> este Ministerio, y que hacemos a través de la Agencia de Desarrollo Económico, es tener cada vez más y mejores Pymes locales. Más allá de la mano de obra –de cuya defensa se encarga el sindicato-, lo nuestro es defender las empresas locales y lo que implican. Son ellas las que están cuando hay un sacudón como este, las que se quedan y las que reinvierten en otras actividades productivas.

¿Qué políticas públicas están llevando adelante?

La provincia cuenta con el Banco Provincia del Neuquén, que es fundamental para acompañar en estas circunstancias con el tema del financiamiento, ya sea de capital de trabajo como para inversiones en la propia actividad o diversificación productiva. A su vez, la provincia cuenta con líneas de financiamiento. Tenemos todo el desarrollo de parques industriales y ahí también habilitamos tierras a valor fiscal sobre la base de proyectos. Esos proyectos se ponderan en función de la actividad económica que proponen.

¿Han tenido contactos con el Gobierno nacional para que el proyecto de ley de hidrocarburos cuente con el mayor consenso posible?

No, no hemos sido convocados. Entiendo que desde el Gobierno nacional tienen un borrador bajo llave que hasta el momento no han abierto. Eso, para nosotros, es un motivo de preocupación. Porque pueden existir las mejores intenciones desde Buenos Aires, pero los que estamos en la realidad somos nosotros en Neuquén, Río Negro, Mendoza, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego.



Contamos con una formación de una calidad como las mejores que puede tener Estados Unidos. Lo que nos falta es del suelo para arriba y el marco normativo que se necesita. Y entender que esto requiere inversiones externas. Ojalá los argentinos tuviésemos la capacidad económica interna para desarrollarla, pero no la tenemos. Entonces, entre no desarrollar nada y hacerlo sobre la base de inversiones externas que dejen empleo, desarrollo económico y social, es una decisión que hay que tomar y creo que tiene que ver con el marco normativo que Vaca Muerta necesita.

Desde el Gobierno de Neuquén son conscientes de que para que la explotación de los no convencionales ingrese en un período de crecimiento que genere desarrollo en la provincia, no alcanza con un marco legal que garantice las inversiones. Es imperioso, además, un trabajo conjunto de todos los actores involucrados, donde el sector privado y el Estado deben establecer una comunión de intereses. «Es una necesidad vital que nosotros vemos y por eso impulsamos la creación de la federación de cámaras», asegura López Raggi. A su vez, con la colaboración del Banco Interamericano de Desarrollo, la gobernación está impulsando la creación de un centro de investigación y desarrollo destinado a que las Pymes tengan una mayor participación en la cadena de valor. «Nosotros apelamos a que parte de ese agregado de valor se desarrolle en la provincia. Es un anhelo histórico

de Neuquén. En su momento fue «no al caño» para que no salga todo de acá y sea solo un esquema extractivo, como lo sigue siendo hasta ahora. Apuntamos a un agregado de valor local. Hoy lo estamos logrando porque cada vez más Pymes están participando en la cadena de valor, con los bemoles de la coyuntura, pero aspiramos a que la petroquímica pueda desarrollarse en parte localmente», afirma el funcionario.

¿Qué tipo de infraestructura cree que debería llevarse adelante en Neuquén para impulsar ese desarrollo regional?

Por ejemplo, el tren a Vaca Muerta siempre se miró desde Bahía Blanca o desde el puerto de Buenos Aires hacia Vaca Muerta. Pero nosotros también miramos desde el lado del Pacífico y para el lado de Chile. Y también nos interesa integrarnos y tener un corredor Pacífico-Atlántico en el cual esté Vaca Muerta en el medio, pero que además incluya la minería, la zona franca de Zapala, por ejemplo. Esto es pensando en una estrategia que va más allá del no convencional. Tengamos en cuenta que en algún momento vino a radicarse la minera Vale para todo el tema del potasio y también requería un tren que viniera por el Río Colorado y bajara por Rincón de los Sauces. Son actividades económicas que podrían desarrollarse en forma complementaria.×

REVISTATRAMA ABRII 2020



EN LA CUENCA NEUQUINA, OFRECIENDO SERVICIOS DE ALTA TECNOLOGÍA EN LA MEDICIÓN DE LOS POZOS DE PETRÓLEO Y GAS, TANTO EN LO QUE TIENE QUE VER CON SU EVALUACIÓN COMO SU OPTIMIZACIÓN, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

NQN >

CON EL WELL TESTING Y EL WIRELINE PUDIMOS DAR UN VALOR AGREGADO A SERVICIOS QUE HASTA ESTE MOMENTO NO ESTABAN DESARROLLADOS O NO ERAN ESPECÍFICOS. AFIRMA MONSERRAT

CON MÁS DE 40 AÑOS de trayectoria a nivel mundial, Expro es una empresa líder en la medición de pozos de petróleo y gas, en lo que tiene que ver con la evaluación, exploración, optimización y producción de los campos. Si bien en Argentina se encuentra radicada hace 12 años, en los últimos tres la compañía tomó un nuevo impulso a nivel local, con bases en Neuquén y Comodoro Rivadavia. La innovación tecnológica permanente y la incorporación de personal altamente calificado constituyen el sello distintivo de la empresa. «Con el Well Testing y el Wireline pudimos dar un valor agregado a servicios que hasta este momento no estaban desarrollados o no eran específicos. Trajimos mucha tecnología, invertimos mucho en equipamiento y en gente especializada en esa tecnología. Todos esos elementos nos han servido para tener un gran reconocimiento por parte de las operadoras con las que estamos trabajando», asegura a TRAMA Silvana Monserrat, gerenta de Wireline de la compañía.

¿El servicio que brindan tiene que ver fundamentalmente con la optimización y el rendimiento que pueden dar los pozos?

Nosotros estamos dentro de la vida útil del pozo. En algunos aspectos en el inicio, pero ya cuando está el pozo en vías de producción no solo observamos su potencial sino también la factibilidad a largo plazo de su durabilidad. En la integridad de los

pozos vemos cómo es la producción y estamos abriendo un camino a partir de la nueva tecnología que hemos traído, y que tiene que ver con cómo son los pozos del no convencional. Utilizamos tecnología para saber qué es lo que queda de útil en esos pozos y con estudios más macro se ve la potencialidad de los yacimientos.

#10

¿A partir de los resultados de los estudios que ustedes hacen se han encontrado con que los pozos tienen una vida útil superior a la que se pensó previamente?

Sí. La producción generalmente se da porque el pozo tiene presión para poder producir. A medida que vamos sacando esa producción, el pozo va decayendo. Con estas herramientas se comprueba qué queda y se analiza qué se puede hacer para que eso salga, para activarlo nuevamente. Sí o sí hay que aplicar algún plan adicional que permita sacarlo. Lo que nosotros hacemos es determinar si queda algo más que se pueda recuperar.

¿Y también brindan la información acerca de cómo se puede recuperar?

En algunos casos sí, pero en otros depende de la inversión que tiene que realizar la operadora ya que lo que queda no sale naturalmente. Hay que invertir con productos, otras fracturas. Hay que abrir ese espacio que se va achicando y activarlo de otra manera.



con más de 4.300 empleados en más de 50 países y opera todas las principales áreas de hidrocarburos del mundo. En Europa, tiene su base central en Aberdeen, Escocia, y las principales actividades las realiza en alta mar, en el Mar del Norte y el Mediterráneo. En África, viene desarrollando un importante trabajo en aguas profundas de la costa de Angola y Nigeria, en lo que de pozos y las cadenas de aterrizaje mayor actividad está centrada en

pozo en tierra en Arabia Saudita, Irak y Egipto. En tanto que en alta mar realiza trabajos de mejora de la producción en Malasia y Tailandia. En Sudamérica, además de Argentina, Expro es un actor de peso en Brasil, donde brinda servicios de manera continua desde 1992. Históricamente, allí se especializó en servicios de pruebas de pozo costa México, el negocio de Expro es predomiaterrizaje submarino y pruebas de pozos.



< NQN





ABRII 2020

UTILIZAMOS TECNOLOGÍA PARA SABER QUÉ ES LO QUE QUEDA DE ÚTIL EN ESOS POZOS Y CON ESTUDIOS MÁS MACRO SE VE LA POTENCIALIDAD DE LOS YACIMIENTOS.

¿La apuesta fuerte que hicieron en Argentina hace tres años tuvo que ver con la explotación

En parte fue por el desarrollo de Vaca Muerta, pero también vimos que había algo que se estaba dejando de lado, que era el convencional. Notamos que había un nicho al que no se estaba apuntando, porque tanto el valor del petróleo como el del gas no dan para desarrollar eso. Pero sí se pueden ir haciendo pequeñas cosas. Nosotros fuimos avanzando sobre esas áreas con lo que teníamos. Aprovechamos las oportunidades en ambos escenarios.

¿Y las operadoras se sorprendieron al ver que en lo convencional no había mucho por hacer y de repente aparecieron ustedes brindándoles una nueva oportunidad?

Sí, tuvimos la oportunidad de relacionarnos más desde ese punto de vista. La decisión de hacerlo es de las operadoras, pero es importante que por lo menos sepan que tenemos la tecnología para poder apuntalar en ese sentido. Funcionamos con todo lo que es la documentación y el abandono de pozos, en concordancia con lo que exige la ley.

Por los estudios que ustedes hacen, ¿un pozo que se pensaba que había que abandonar todavía puede seguir produciendo?

Sí. En el rubro se habla mucho de integridad y aseguramiento del pozo. En esas dos áreas nosotros brindamos los servicios para determinar en qué situación se encuentra cada uno y brindar soluciones.

¿La tecnología con la que trabajan es propia?

Tenemos la facilidad de poder hacer convenios con otras compañías que disponen de la tecnología. Contamos con todo el background, el soporte adicional y la capacidad de nuestro personal en esas herramientas. En todo lo que es el mantenimiento tenemos personal propio, pero siempre con el apoyo y el criterio de las empresas que nos dan la

¿Cuánto tiempo les lleva el análisis completo de un pozo?

En general, es parte de todo un proyecto. No estamos más de uno o dos días haciendo estudios que después tienen un desarrollo de análisis de

REVISTATRAMA 78 #10 ABRII 2020 79 REVISTATRAMA

NQN >





"

TENEMOS
REGÍMENES
DE PERSONAL
ROTATIVO Y
ESTAMOS
LAS 24 HORAS, LOS
365 DÍAS DEL AÑO
ACTIVOS. ES QUE
LA ACTIVIDAD DEL
POZO ES LAS 24
HORAS.

datos en nuestro centro de cómputos, y si requiere un análisis posterior, tenemos el equipo que se dedica al análisis e investigación de datos.

¿Tienen cuadrillas que se van moviendo por los pozos?

Sí, tenemos regímenes de personal rotativo y estamos las 24 horas, los 365 días del año activos. Es que la actividad del pozo es las 24 horas. Y no es que comenzamos con uno y lo terminamos, sino que vamos haciendo rotaciones por los distintos pozos y en distintos yacimientos. Estamos siempre a la espera del llamado de la operadora para hacer un trabajo. Siempre hay una programación previa. En algunos casos, los estudios son periódicos, y en otros, son muy puntuales, según la necesidad.

En lo que tiene que ver con las pruebas de pozo (Well Testing), Expro es una de las compañías

internacionales con más experiencia en el mundo. «Lo que hacemos es una prueba de hermeticidad. Se inyecta un volumen de agua dentro del pozo, siempre todo hermético. Se le da presión con bombas y se registra durante cierto tiempo que esa presión no decaiga. Una vez que eso queda registrado en una carta en forma digital, se descomprime la presión y se evacúa el agua a un tanque controlado. Toda esa prueba de hermeticidad se hace de manera controlada. Con esos estudios obtenemos resultados de aseguramientos del pozo. Una vez que se hace un pozo tiene que estar siempre controlado. Es necesario contar con todas las barreras que te aseguren que el pozo no se va a descontrolar. En función de la etapa en la que está el pozo, cuando ya está en producción, se hacen los aseguramientos. El cliente se asegura de que la cañería que está en la boca del pozo no tenga ninguna fuga», afirma Monserrat. «También

estamos trabajando en un análisis del desarrollo de Vaca Muerta en Rincón de los Sauces», completa.

¿Cada cuánto tiempo se hacen esas pruebas?

Va a depender mucho de la operadora. Nosotros no somos quiénes para definir cada cuánto hay que hacerlo. La ley establece que una vez por año las operadoras deben garantizar que el pozo está en condiciones y que no va a tener ningún problema. Ese aseguramiento requiere distintos servicios.

También están empezando a hacer servicio en offshore...

Así es. Comenzamos a trabajar para Total en Tierra del Fuego. Ahí también hacemos la integridad del pozo. Utilizamos unas herramientas que ven el diámetro interno de la cañería, que se preserva; se hace un análisis posterior y se determina si no tiene corrosión por la producción del pozo. Hay personal adiestrado que sube a plataforma. Son trabajos que se programan a lo largo del año.

Cuando piensan en ofrecer un servicio nuevo, ¿es algo que ustedes ya tienen en otros lugares del mundo?

Sí. Expro, por ejemplo, es muy fuerte en offshore. En Argentina todavía no está muy desarrollado, pero en algunas situaciones puede darse que se instaure el servicio, que migre a tierra, y da buenos resultados. x



LOCKWOOD LOGRÓ CONVERTIRSE EN LÍDER EN LA PREVENCIÓN Y CONTROL DE INCIDENTES EN POZOS PETROLEROS.

Por Pablo Galand

«CUANDO HAY UN DESCONTROL, estamos nosotros». Ese es el lema con el que Lockwood se da a conocer. Una empresa neuquina dedicada no solo a la prevención y el cuidado del medio ambiente, sino que también cuenta con la idoneidad suficiente para actuar ante incidentes y situaciones de emergencia. Los dos elementos esenciales con los que la compañía logró ganarse un lugar preponderante en el rubro de la seguridad tienen que ver con la capacitación del personal que opera en los pozos para evitar accidentes y la incorporación de los mejores equipos a nivel internacional para actuar con eficacia ante la emergencia. Gabino Lockwood es el fundador y presidente de esta empresa cuya particularidad es ser la única en Argentina que ofrece el servicio de Well Control Services (Servicios de Control de Pozos), pero que también brinda servicios especiales en boca de pozo, de abandono de pozos en superficie y servicios con gas tóxico -H2S sulfuro de hidrógeno- en pozos y plantas.

¿Cuáles son los servicios que brinda Lockwood en materia de seguridad?

Tenemos varios rubros. Uno es la capacitación y formación profesional para otras compañías. Contamos con cursos muy especializados de IADC, la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación de Estados Unidos, que habilita este curso de Well Control de instructores. Damos, además, muchos otros cursos relacionados con

< NQN



HACEMOS CAPACITACIONES, INSPECCIONES, AUDITORÍAS DEL ESTADO DEL POZO, TODA UNA SERIE DE ACTIVIDADES PREVENTIVAS PARA EVITAR EL INCIDENTE.



escuchar un acento anglosajón. Es que, como bisnieto de escoceses, siguió la tradición de sus antepasados e hizo toda la escuela secundaria en Gran Bretaña. De regreso a la Argentina, se especializó en la seguridad y prevención y fue designado para ocuparse de esas tareas en el Complejo El Chocón. A los pocos años, pasó a ocupar ese mismo rol pero en la industria hidrocarburífera. «En el año 1977 me convocaron de Pérez Companc y me nombraron jefe de Seguridad de Servicios Petroleros de la compañía en lo que tenía que ver con los equipos de perforación. Cumplí ese rol en las operaciones en Mendoza, la Cuenca Neuquina, Comodoro Rivadavia y Santa Cruz», relata. Fue con todo ese bagaje que en 1991 Lockwood decidió crear su propia compañía. «Los primeros años no fueron fáciles, porque para llevar adelante una empresa no alcanza solo con ser experto en el servicio que uno brinda. Hay otras variables que en ese momento yo desconocía», reconoce. Sin embargo, hoy la compañía es líder en su actividad.

operaciones de perforación, workover y rigless. Por otro lado, hacemos trabajos de rutina como el de servicios especiales en boca de pozo, incluyendo casos en los que hay que hacer alguna reconstrucción. Y por último, en lo que tiene que ver con la producción de petróleo y gas, nos suelen convocar para hacer trabajos en tanques, plantas, hot tapping y cortes. Seguimos ampliando el abanico de servicios porque siempre nos interesó estar en más de un rubro. Fue así como entramos en el abandono de pozos en superficie. Una vez que un equipo hace el abandono de pozo, lo deja sellado y sin pérdidas, nos convocan a nosotros para cortar toda la boca de pozo, soldar tapas a cada cañería, colocar un cartel de pozo abandonado y después dejar eso con un dado de hormigón según lo reglamenta la Secretaría de Energía.

¿Son la única empresa de *Well Control Service* en la Argentina?

Así es. Cada vez que hay un trabajo fuera de lo rutinario, con un pozo en emergencia, nos convocan para trabajar ahí. Tenemos actualmente 11 MSA de *Well Control Services*, contratos marcos, nueve con Argentina y dos con Chile. Dentro del servicio de *Well Control* tenemos una división que es prevención, y se denomina SAFE WELL. Lo que más nos interesa es que las operadoras no tengan incidentes. Para eso hacemos capacitaciones,

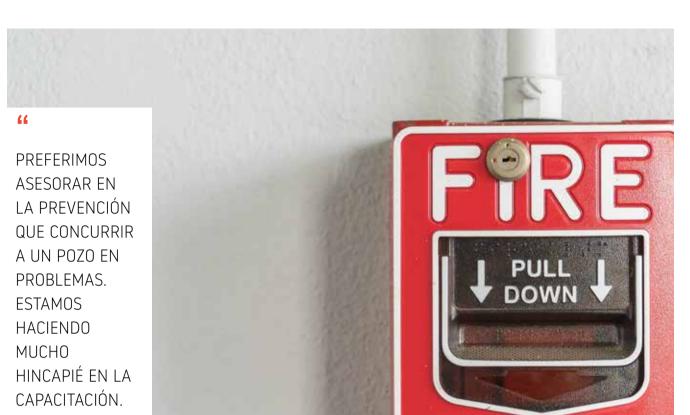
inspecciones, auditorías del estado del pozo, toda una serie de actividades preventivas para evitar el incidente. A veces los incidentes se producen igual y nos llaman a nosotros para controlar el pozo. Estamos muy bien preparados para este tipo de situaciones. Si el evento se nos escapa, somos los primeros en informar a la operadora que hay que traer a personas con más años de experiencia en el tema. Hay, por lo tanto, una relación de mutua confianza con las operadoras y también con las compañías de control de pozos internacionales.

¿Cómo suelen actuar cuando aparecen situaciones de emergencia?

_

Nosotros tenemos una modalidad de trabajo que se llama *Call Out*. Entonces, cuando nos necesitan, nos llaman. Nos pueden necesitar para un pozo normal, sin riesgo, como también para un pozo incendiado. Por ejemplo, recientemente una operadora nos convocó porque tenía un problema denominado PRESSURE CONTROL, donde no habían llenado el pozo al sacar la herramienta durante la perforación de un pozo de gas. Se vino la presión de la formación y lo tenían en superficie. Nos llamaron de urgencia para estar en el pozo. Mandamos a un *Well Control Specialist* que sabe cómo proceder, tanto para salvar el pozo como a la gente que estaba trabajando, logrando exitosamente el objetivo. De todas formas, preferimos asesorar

NQN >



en la prevención que concurrir a un pozo en problemas. Hay varias formas para prevenir y estamos haciendo mucho hincapié en la capacitación.

¿En general las empresas toman plena conciencia de la importancia de la prevención?

Las políticas de las empresas son distintas unas con respecto a otras. En realidad, todos buscan el mismo objetivo: trabajar con cero incidentes, que sus proveedores o contratistas trabajen bien. Por eso es que hay mayores exigencias en la cantidad y calidad de cursos de los empleados y a los que los contratistas deben participar. Porque, cuanto mejor capacitada está la persona, mejor para el dueño. Es un win win para todos.

¿La inversión constante que ustedes hacen en equipamiento obedece a una estrategia para adelantarse al mercado o porque la innovación tecnológica se los exige?

Nosotros tenemos la filosofía de que debemos estar adelantados y sabemos que en uno o dos años alguien nos va a copiar. Entonces preferimos invertir, al ser los primeros. Así que estamos permanentemente renovando el equipamiento, buscando nuevas alternativas que no existen en el país, para ofrecer mejores servicios y sin depender tanto del exterior. Argentina también lo puede hacer.

#10

¿En qué consisten los cursos de capacitación que brindan para las empresas?

La Asociación Internacional de Contratistas de Perforación nos ha certificado como escuela de capacitación, y nosotros tenemos una serie de cursos de Perforación, Workover y Service que estamos dictando a personal de otras compañías, ya sean supervisores, jefes de equipos o ingenieros. Son cursos de dos a cinco días de duración, con una evaluación escrita por Internet. Cuando termina el curso, se sabe que a las 14 horas viene un proctor, que es una especie de supervisor o contralor, para asegurarse de que durante el examen final nadie tiene el manual abierto. Se baja el examen por internet a las computadoras provistas, donde cada participante tiene que contestarlo y a los dos minutos de haberlo terminado, ellos saben cuál es el puntaje que tuvieron. La persona que no obtiene más de 70% tiene que rehacer el examen dentro de los 45 días. Y si no pasa el segundo examen, debe hacer el curso de nuevo. ×



EL FUTURO YA ES PRESENTE.



Somos la compañía líder en energías renovables en Argentina. Generamos más del 35% de la energía eólica nacional. Operamos 7 parques eólicos, 1 parque solar y tenemos 3 proyectos en construcción. Invertimos + de 1200 millones de dólares en renovables. Desarrollamos el emprendimiento eólico más grande del país: el Parque Eólico Madryn, de 222 MW de potencia. Genneia. 700 MW instalados. Energía limpia para abastecer a 900 mil hogares y reducir en 1,3 millones de toneladas las emisiones de carbono. Estamos en constante generación.

NOTA PRODUCIDA PRE COVID-19

< NEUQUÉN NQN

REVISTATRAMA



«SOMOS UNA EMPRESA QUE DA SOLUCIONES RÁPIDAS Y EFICIENTES A LOS CLIENTES»

CON SU PRINCIPAL BASE OPERATIVA EN CIPOLLETTI, LA EMPRESA GARANTIZA INNOVACIÓN TECNOLÓGICA EN TODO LO VINCULADO CON EL DISEÑO Y LA MANUFACTURA DE PRODUCTOS PARA LA COMPLETACIÓN, PRODUCCIÓN Y RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE POZOS.

Por Pablo Galand

TEXPROIL ES UNA COMPAÑÍA que desde hace 14 años se dedica al diseño y manufactura de productos para la industria de Oil & Gas, apuntando fundamentalmente a las áreas de recuperación secundaria, gas lift, completación y producción. Sus tres socios fundadores lograron que la empresa se ganara un lugar en el mercado a partir de la fabricación de un packer hidráulico llamado PCS 5, utilizado para pozos inyectores de agua. Pero la compañía pasó a tomar un mayor impulso cuando en 2015 fue adquirida por la estadounidense Sage Rider, lo que permitió ampliar la oferta de productos y la capacidad de producción. «La llegada de Sage Rider significó un salto cualitativo en la historia de la empresa», asegura Carlos Etcheverry, director y gerente general para Latinoamérica. «En 2018 ampliamos la capacidad de la planta en un 40% con la compra de cuatro tornos CNC, abrimos nuevas bases en Rincón de los Sauces, Las Heras y Colombia, donde antes teníamos solo venta de herramientas, y ahora contamos con una empresa de 'servicio de completación'. Además, mejoramos la oferta de servicios, ya que Sage Rider es especialista en monitoreo de pozos, presión y temperatura con fibra óptica», completa.

¿Cuáles son los mercados a los que apunta Texproil?

La empresa tiene un mercado en todo lo que es inyección secundaria. Entre Argentina y Colombia cuenta con seis bases operativas. Además, hemos vendido herramientas a Medio Oriente, Estados REVISTA**TRAMA 88** #10 ABRIL 2020 **89** REVISTA**TRAMA**

NQN >





Carlos Etcheverry es un apasionado de su actividad. Con más de 33 años en la industria de Oil & Gas, a lo largo de su carrera se ha desempeñado en puestos jerárquicos de empresas como Halliburton, San Antonio, DLS Archer y Tecpetrol. Ahora en Texproil, irradia entusiasmo cuando relata los proyectos de la compañía. Esa misma energía que deposita en su labor profesional la aplica también para su otra pasión: el triatlón. «Siempre me gustó hacer deporte, pero cuando mis hijos ya estuvieron grandes decidí tomarme más en serio esta actividad. Un día mi entrenador me contó que se había anotado para una competencia de Medio Ironman y me resultó atractivo. Empecé a entrenar un mes antes, me anoté y le gané a mi profesor. A partir de ahí no paré nunca más». Con ese tesón, Etcheverry logró clasificar para los últimos dos mundiales de Ironman 70,3 que se disputaron en Francia y Sudáfrica. «El Medio Ironman lo hago en cinco horas y el completo, en 11, sin parar un segundo. Como y bebo mientras compito. No paro un segundo. Llego entero porque voy bastante bien entrenado y me cuido para el próximo triatlón. Hay que tener mucha cabeza para no salir muy acelerado y administrar bien la fuerza». Una estrategia que Etcheverry





Unidos y algo a Brasil. Estamos trabajando para lograr la certificación API (American Petroleum Institute), ya que eso nos abre las puertas para otro mercado mundial mucho mayor. Es que, a partir de los últimos dos o tres años, los clientes han tenido el requerimiento de contar no solo con las ISO, sino también con las normas API, que son más exigentes. Con eso apuntaríamos a toda Latinoamérica y junto con Sage Rider tenemos un Smart Packer para inyección de pozos de gas. Nosotros fabricaríamos el packer y ellos se encargarían de toda la parte electrónica. Eso, pensado para el mercado de California. En lo que tiene que ver con fibra óptica, para Exxon, que es nuestro principal cliente, hicimos el primer trabajo en 2018 y el año pasado llevamos adelante ocho más. Por otro lado, estamos con dos grandes proyectos. Uno tiene que ver con el sistema de roscas premium para Tenaris, y el otro, con el diseño de tapones solubles que se utilizan en la fractura de pozos hidráulicos, fundamentalmente en el shale no convencional de Vaca Muerta. Proyecto que nos da el tapón soluble más «Slim» del mercado y listo para las pruebas de campo en abril de 2020.

¿Las herramientas que ustedes fabrican son estandarizadas?

En general, sí. Pero contamos con la ventaja de tener ingeniería, diseño y fábrica acá. Entonces muchas veces el cliente nos dice que necesita la misma herramienta que ya venimos construyendo pero para un diámetro diferente. Es así como la diseñamos, la probamos y la hacemos.

De esa manera, hemos quedado instalados en el negocio como una empresa ágil, rápida y que da soluciones a los clientes. Los tiempos de entrega son relativamente breves en comparación con la competencia. Desde el momento en que nos piden una herramienta, si es en un caso de urgencia la podemos tener en 15 días, y en procesos normales, en 45 días.

¿Cuáles fueron los motivos por los que Siger Rider eligió a Texproil para desembarcar en Argentina?

< NON

Ellos estaban buscando crecer a nivel mundial. Querían a alguien para fabricar muchas de las herramientas que ya compraban a terceros. Buscaban potenciar el crecimiento y en esta empresa lo vieron. Y, por otro lado, utilizar a Texprol como proveedora de alguna herramienta especial para ellos en Estados Unidos. Estamos en ese proceso en este momento, tanto para diseño como para fabricación. Hasta ahora hemos vendido poco, pero ya estamos terminando un diseño. Nosotros lo mandamos a Sage Rider y después ellos se encargan de la comercialización. A su vez, han traído algunos tapones y todo lo que es el sistema de fibra óptica. Los primeros trabajos los ejecutaban al 100% ellos, luego el 50% y ahora el 100% lo hacemos solo nosotros. Hemos llevado adelante los ocho trabajos que mencionábamos anteriormente para Exxon y tenemos otros seis ya previstos para este año.

¿Este tipo de trabajos con fibra óptica ya se habían hecho en Argentina?

Tengo entendido que ya habían hecho algunos trabajos Schlumberger y Halliburton, pero no en forma masiva. Este tipo de trabajos se utiliza donde hay mayor incógnita y donde se necesita mucho volumen de datos para hacer variaciones de cuántas fracturas, de qué diámetro v extensión. Es en el shale donde más se están utilizando. En Estados Unidos, empresas como Pionner los utilizan en todos los pozos. Allá se ha hecho más masivo. Acá aún no, debido fundamentalmente a una cuestión de costos, pero además nuestros clientes todavía no tienen la suficiente capacidad de evaluar tantos datos. En estos trabajos de fibra óptica hay equipamiento, insumos y aplicación. Todo lo importamos y acá hacemos el embalaje y el servicio de bajada. ×



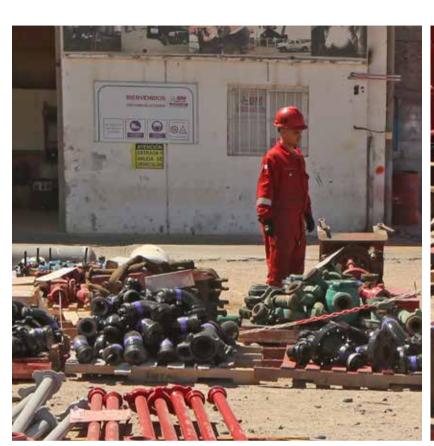
«PARA SUPERAR ESTA CRISIS ES FUNDAMENTAL CUIDAR LA CADENA DE VALOR»

DESDE LA CÁMARA QUE REPRESENTA A LAS PEQUEÑAS Y MEDIANAS EMPRESAS DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS, PLANTEAN QUE LA FIJACIÓN DE UN PRECIO SOSTÉN DEL BARRIL CRIOLLO ES CLAVE PARA RECUPERAR LA ACTIVIDAD.

Por Pablo Galand



NQN > < NQN





De trabajadores a empresarios

CEIPA nació en el año 1993 como consecuencia del proceso de privatización de YPF. llevado adelante durante el Gobierno de Carlos Menem. Sus socios fundadores fueron 18 empresas, cuyos dueños eran exempleados de la petrolera que pasaron a brindarle servicios. «Creamos la cámara por una necesidad de subsistencia. Pasamos de ser empleados a empresarios, casi a la fuerza. Y si bien teníamos todo el *know-how* necesario por tantos años de experiencia, nos faltaban las herramientas para manejar una empresa», recuerda Sebastián Cortez. «Al asociarnos, junto con la capacitación que nos brindó la propia YPF y la ayuda del Gobierno provincial de entonces, logramos salir adelante», completa.

De aquellos 18 socios fundadores, CEIPA representa en la actualidad a 82 empresas. «Ahora tenemos muchas mejores perspectivas de asociatividad, de aprovechar la sinergia. Hemos aprendido muchísimas cosas con el tiempo. Hay comisiones directivas que van cambiando, aplicación de nuevas tecnologías y nuevos servicios. En los primeros años, teníamos como único cliente a YPF, pero hoy en día trabajamos con 15 operadoras y siempre encontrás alguna Pyme de la cámara que trabaja en alguna de ellas. Y para nosotros eso es un gran capital», asegura Gonzalo Echeverry.

A TOTAL STATE OF THE STATE OF T

¿Cómo está afectando a las Pymes el parate de la actividad a partir de la implantación de la cuarentena?

Hoy estamos con un cierre casi total de actividad en la etapa de perforación y fractura, y nos encontramos trabajando al 15% en la etapa de producción.

A principio de abril se pagaron los sueldos correspondientes a marzo, con recursos económicos que se habían originado a partir de servicios prestados en el mes de enero. Nosotros cobramos entre 60 y 90 días luego de la fecha de la factura. Con lo cual, la situación más complicada la vamos a tener los primeros días de junio, cuando haya que pagar los sueldos de junio. No se van a haber generado ingresos en 60 días hábiles. Otros sectores de la economía tienen otro nivel de rotación porque cobran en efectivo y quizás en 30 ó 60 días la rueda volvió a funcionar. Acá la rueda tiene un lag de 60 días.

¿Desde la cámara están gestionando con el Gobierno provincial o nacional algún tipo de ayuda financiera?

Por ahora la ayuda financiera viene por el lado de

prórrogas impositivas, aportes extraordinarios al

cumplimento de las obligaciones salariales y negociaciones con las cámaras empresarias para tercer y cuarto trimestre del año. Entonces

acortar los plazos de pago. Adicionalmente, tenemos a nivel estructural un problema más complicado, ya que la recesión mundial va a generar una reducción de la demanda global de petróleo y la misma recesión en la Argentina, una caída en la demanda interna para lo que es el nosotros tenemos el actual cierre de la actividad, pero además sabemos que no se van a recuperar los niveles que teníamos antes del parate y que ya de por sí eran críticos. El panorama es bien complicado y nos deja en la situación de evaluar qué va a suceder el resto del año. Más allá de que las estrategias que se están solicitando son las mismas, lo que vemos es que no necesitamos tanta ayuda hoy, pero sí en los próximos cuatro meses. En ese escenario se vuelve fundamental contar con un precio sostén del barril criollo. A la crisis por el

COVID-19 se sumó la crisis de la OPEP, que hizo derrumbar el precio internacional del petróleo. En el caso de que se estabilice en los u\$s 42 el barril, como pronostican algunos analistas, la producción de Vaca Muerta se va a volver muy poco rentable, por lo que la actividad va a ser de media a baja.

¿Lo más imperioso para ustedes, entonces, sería que el Gobierno fijase un precio sostén del barril criollo?

Dadas las restricciones mundiales en lo que tiene que ver con precios, cantidad y finanzas, y las restricciones nacionales vinculadas con renegociación de deuda e infraestructura, me parece que cuidar la cadena de valor es fundamental para los próximos meses. Contar con un barril criollo que no desfinancie al Gobierno nacional, pero que sí acompañe con una reducción impositiva, como por ejemplo en las retenciones a las exportaciones. Sobre todo porque a un precio muy bajo de nivel internacional y de sobreoferta se va a hacer muy difícil exportar. Además, Argentina no tiene grandes exportaciones. Por otro lado, me parece que es el momento de empezar a plantear como obra estratégica los gasoductos, porque van a ser

multiplicadores del empleo para una reactivación de la economía a través de la obra pública. Abriría la posibilidad de que el gas de Vaca Muerta sea transportable, con lo cual habría un redireccionamiento de inversiones a gas, y además, en última instancia, cuando estén en funcionamiento, dejaríamos de exportar divisas para una cuenta comercial que a nivel nacional está complicada. Me parece que el tema del gas va a ser clave en la reactivación. Y, después, lo que definitivamente tenemos que empezar a trabajar es la industrialización de los hidrocarburos propios. Creo que se vienen años de precios del barril muy lejos de los u\$s 55 ó 60 que tuvimos hasta no hace mucho tiempo. Creo que un escenario optimista sería volver al que teníamos antes de las PASO del año pasado, que rondaba las 600 fracturas por mes. Un escenario medio, que me parece que es el más esperable, sería el de 300 fracturas, y de ahí para abajo se torna un escenario muy complicado en términos de destrucción de empresas y de empleo. x

REVISTATRAMA ABRII 2020 REVISTATRAMA

NEUQUÉN >



REVISTATRAMA 96 #10 ABRII 2020 97 REVISTATRAMA







< NQN

LAS PYMES SON parte central del sector productivo de la provincia de Neuquén. En el sector petrolero conforman una red que complementa la tarea de las grandes productoras de hidrocarburos y es clave en la generación de empleo. Algunas de esas pequeñas firmas surgieron como proveedoras de YPF, otras se formaron obligadas por la privatización de la petrolera argentina en la década del 90 y también están aquellas que identificaron nichos rentables en un enclave estratégico para la economía provincial y allí desplegaron sus saberes para hacerse fuertes en base a la eficiencia de sus procesos y la calidad de sus productos. Lo que sigue es la experiencia exitosa de cinco de esas compañías.

EL PAMPEANO

Como les sucedió a muchas otras Pymes de la Cuenca Neuguina, el presente de El Pampeano es muy diferente del de sus inicios. Hace 30 años, esta empresa instalada desde siempre en el ingreso de Plaza Huincul comenzó como una pequeña tornería que le brindaba servicios a YPF. A partir de la privatización de la petrolera argentina y la aparición de nuevos jugadores en la región, fue expandiendo su actividad. Fue así como comenzaron a dedicarse a la reparación de válvulas, bombas y la elaboración de cercos perimetrales. Hasta que en el año 2008 la compañía Pioneer los sondeó para diseñar y fabricar tanques destinados al aprovisionamiento de petróleo. La propuesta resultó un momento bisagra para la historia de El Pampeano. «Comenzamos a trabajar con

soldadores calificados y le entregamos los tanques a Pioneer. Ellos quedaron muy conformes con nuestro trabajo. Entonces certificamos fabricación de tanques para almacenamiento de petróleo», cuenta a *TRAMA* Alicia Temis, gerenta general de la empresa.

A partir de esa experiencia con Pioneer, comenzaron a llegar propuestas de YPF para la elaboración de tanques de hasta 320 metros cúbicos. Desde entonces, además de YPF, la empresa se ha convertido en cliente de grandes compañías como Tecpetrol, Bolland, Pluspetrol, Medanito y EDVSA, entre otras. «La empresa tiene actualmente tres grandes unidades de negocios: la fabricación de tanques, la tornería y la reparación de tanques en campo», completa Temis.

La fabricación de los tanques se realiza en la planta

de Plaza Huincul y desde allí se los envía a las diferentes operaciones. El traslado de estas enormes moles de 7 metros de alto y otros tantos de ancho no solo requiere una enorme logística, sino también el cumplimiento de un riguroso protocolo de seguridad, lo que lleva a que puedan transcurrir cinco días desde que el tanque sale de la planta industrial hasta que llega a su lugar de destino. «Como los tanques ocupan todo el ancho de la ruta, es necesario ir cortando el tránsito a medida que avanza el camión que lo traslada. También tuvimos que pedir autorización para levantar el cableado de la ciudad porque estaba por debajo de la altura de nuestros tanques», relata la gerenta de El Pampeano. «Cuando el camión sale a la ruta, es muy emocionante verlo. Se paraliza la ciudad por ese ratito», agrega emocionada.

El Pampeano cuenta actualmente con una dotación de 90 empleados que se dividen entre los que se dedican a los trabajos de tornería, los que están abocados a la fabricación de los tanques y los que integran las cuadrillas que realizan los trabajos de mantenimiento en las operaciones. En todos los casos, se trata de gente altamente capacitada por la propia empresa y que reside –en su enorme mayoría- en la zona comprendida por las localidades vecinas de Plaza Huincul y Cutral Có. Precisamente para mejorar la calidad de la capacitación y ofrecer un mejor producto, la empresa está gestionando un acuerdo con dos prestigiosas instituciones oficiales. «Estamos en conversaciones muy avanzadas con la UTN de Neuquén y con el INVAP en función de armar un plan de capacitación para gente de la zona que luego pase a trabajar en la empresa», concluyó la directiva.

PETROGAS

«Somos una empresa muy arraigada en Cutral Có, con mucho compromiso social. Fue una decisión política estar acá. De hecho, el 100% de nuestro personal proviene de Cutral Có y Plaza Huincul». Con esa contundencia, Héctor Cancio, presidente de Petrogas, inicia la conversación con *TRAMA*. Su empresa está dedicada a la operación y mantenimiento de pozos, y cuenta con 900 empleados repartidos en los diversos yacimientos de la Cuenca Neuquina. Petrogas nació al calor de privatización de YPF y sus socios fundadores fueron exempleados de la petrolera. Pero a

diferencia de lo que sucedió con la mayoría de las que surgieron en ese momento, esta empresa no solo logró sobrevivir a las diferentes crisis sino que además experimentó un crecimiento constante. «De los 30 emprendimientos que surgieron en Cutral Có, únicamente tres se mantuvieron en pie. La gente no estaba preparada para manejar las empresas. Creo que nosotros pudimos salir adelante porque los directivos no cambiaron nunca, mantuvimos siempre una línea», completa Cancio.

¿Cómo lograron crecer en un mercado tan competitivo?

_

La actualización es fundamental. La mesa chica de la empresa es gente de muchos años que se está capacitando permanentemente. Tenemos asesoramiento de gente importante que ha pasado por el negocio del petróleo y la contratamos.

Tratamos de estar siempre en la cresta de la ola.

La competencia es brava porque hay empresas muy grandes y con mucha espalda. Competir en la Argentina es cada vez más difícil.

¿Brindan otros servicios además de la operación y mantenimiento de pozos?

_

Desde hace unos años también estamos haciendo transporte de personal. En ese sentido, fuimos la primera empresa en el país que tuvo la norma ISO 39000, que es de seguridad vial. Contamos con 450 vehículos y 100 colectivos propios.

REVISTATRAMA #10 ABRII 2020 REVISTATRAMA

NQN > < NQN





"

EN EL '99. PRODUCTO DE UNA DEPRESIÓN NACIONAL E INTERNACIONAL. **ENFOCAMOS TODO** EL ESFUERZO EN EL HOT OIL. RODRÍGUEZ ÁLVAREZ. VICEPRESIDENTE DE **RODIAL**

¿Cómo vienen atravesando esta coyuntura tan difícil para las Pymes?

Nos tenemos que reinventar todos los días. Debimos agudizar el ingenio para bajar aún más los costos. Bajamos la cantidad de insumos, que no se malgasten. Tenemos la suerte de que los proveedores también nos acompañan. Han asumido que no se puede ganar tanto y que tenemos que pasar todos juntos el chubasco.

¿La mano de obra calificada con la que cuentan es el mayor capital que tiene la empresa?

Sin ninguna duda. Y eso nos trae algunos problemas con las empresas con las que trabajamos porque se terminan llevando a nuestra gente. Por ejemplo, en YPF se va jubilando personal de muchos años y lo reemplazan con empleados nuestros que saben que están muy bien capacitados para cubrir esas funciones vacantes. Entre YPF y el resto de las empresas se han llevado cerca de 150 empleados que trabajaban con nosotros. Tenemos una gran franja de operadores y mecánicos; por arriba de eso, una línea de supervisores, y por arriba, una línea de gerentes. Y lo cierto es que pueden elegir a cualquiera y se llevan a los mejores. Hay que estar lidiando con todo eso. Hay exempleados nuestros que empezaron como operadores y que terminaron como gerentes en grandes operadoras. Es bueno que vayan evolucionando y lo tenemos asumido, pero no deja de generarnos inconvenientes.

RODIAL

Con más de 30 años de experiencia en la actividad de hidrocarburos, Rodial se ha convertido en una compañía especializada en el servicio de desparafinación de pozos, lo que en la industria se conoce como hot oil. Originariamente, la empresa se dedicaba a la construcción de obras civiles y de montaje industrial, con base de operación en Loma La Lata. «En el año '99, producto de una depresión nacional e internacional que se produjo como consecuencia de la caída del precio del petróleo, las obras civiles e industriales se pararon muchísimo y entonces enfocamos todo el esfuerzo en el hot oil», cuenta a TRAMA Ricardo Rodríguez Álvarez, vicepresidente de la compañía. La irrupción de Rodial con este servicio originó que los equipos dejaran de importarse y comenzaran a construirse en la Argentina. Hasta el momento, Rodial lleva construidos 40 equipos de hot oil en su planta fabril de Centenario. Diez de ellos los utiliza para brindar el servicio que presta en toda la Cuenca Neuquina, a lo largo de los pozos diseminados en la propia Neuquén, Río Negro, La Pampa y Mendoza. Los 30 restantes fueron fabricados y vendidos a compañías que operan en otras cuencas.

¿Qué elementos tuvieron en cuenta para direccionar el negocio de la empresa hacia el hot oil?

Vimos que el petróleo Medanito, que es el que se produce en la Cuenca Neuquina, tenía gran

cantidad de parafina y que, a medida que íbamos obteniendo el servicio, era bien recibido, y en algún momento lo que antes se hacía con pulling –que era muy costoso– empezó a hacerse con el equipo de hot oil de manera preventiva.

¿Aquella decisión requirió una gran inversión?

Sí, fue una apuesta bastante osada. Nos jugamos a todo o nada. Porque si bien se hacía este tipo de trabajo, no había una cultura de lo preventivo. A partir de mejorar los costos de producción, las operadoras comenzaron a ver las ventajas de la aplicación del hot oil.

¿Los equipos que ustedes fabrican los hacen estandarizados o a pedido del cliente?

De las dos maneras. Tenemos un equipo estándar, que es básicamente un equipo como los que se pueden encontrar en cualquier lugar del mundo. Pero, por ejemplo, para YPF, en no convencional, diseñamos un equipo especial porque shale tiene mucha más cantidad de proporción de parafina. Ahí se diseñó, para caños más importantes, un equipo con doble caldera, con bombas más grandes. Nos costó instalarlo en el mercado pero ya está usándose.

¿Cómo es el método de trabajo que aplican en las operadoras?

Hacemos fundamentalmente un trabajo preventivo.

Vamos con los camiones recorriendo periódicamente los yacimientos, en función de la velocidad de formación de parafina en cada uno de los pozos. La parafina se encuentra en estado líquido en el reservorio, más o menos a 45 grados de temperatura. A medida que va subiendo por el caño de producción se va enfriando, y aproximadamente entre los 36 y 39 grados se hace sólida. Se empiezan a hacer cristales de parafina; eso se va adhiriendo a las paredes del caño y va reduciendo la ascensión. Genera un estrangulamiento, que en algunos casos llega a ser una obstrucción total. Una operación con nuestros equipos en el pozo lleva tres horas, en promedio. En ese lapso, se para la producción y se limpia. Cada equipo hace dos o tres pozos por día.

SUPPLY PETROLERO

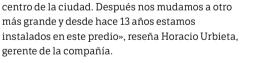
Supply Petrolero es una empresa de suministros e insumos para la industria petrolera. Cuenta con un predio de 2.700 metros cuadrados instalado en el Parque Industrial de Neuquén, que incluye un enorme showroom en el que los clientes tienen la posibilidad de observar y seleccionar personalmente todo tipo de material. Sin embargo, los comienzos de esta empresa familiar fueron mucho más modestos. «Mi padre fue el fundador de Supply. Sus inicios fueron apenas con un maletín y un conjunto de folletos. Luego pasó a tener un pequeño stock en el garaje de la casa. Ese stock fue creciendo y el garaje quedó chico, así que nos mudamos a otra casa que tenía un garaje más grande. Luego pasamos a tener un local en el

< NQN

NQN >







¿Qué tipos de insumos son los que ustedes ofrecen al mercado?

Los insumos que vendemos obedecen a un abanico de opciones muy amplio. La industria está dividida en compañías de servicios, productoras y contratistas. A todas las atendemos. El plug cátcher es un insumo muy valorado por nuestros clientes. Es una herramienta utilizada para colocar tapones de cemento en una profundidad requerida en pozo abierto, con el efecto de aislar zonas, controlar pérdidas de circulación, abandono de pozos u otras aplicaciones como asiento para cuñas de desviación.

¿Cómo suelen establecer el vínculo comercial con sus clientes?

Con algunos de ellos tenemos contratos abiertos. Pero el 90% de las ventas son por solicitud de

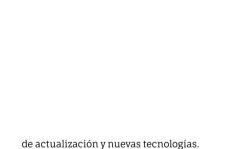
cotizaciones. Ellos tienen un procedimiento interno en el que necesitan presupuestos y les entregan al mejor precio y con el mejor plazo de entrega. La calidad también cumple un papel preponderante en la adjudicación, pero hoy se mira mucho el precio.

¿Los cambios que se fueron dando en la industria los llevaron a tener que renovar el staff de proveedores?

El mercado va cambiando y nos obliga a todos a una renovación permanente. Hasta hace unos años atrás, la mayoría de los equipos de perforación y workover eran mecánicos. Hoy los que están trabajando en energías no convencionales son todos hidráulicos. Eso nos puso en la necesidad de buscar nuevos proveedores.

¿Cómo hacen para mantenerse actualizados?

Participamos todos los años en la exhibición Off Shore Tecnology Conference, que se hace en Houston. Visitamos proveedores y algunos clientes. También nos sirve para que podamos enterarnos



¿Sus proveedores internacionales son todos

de Estados Unidos?

Sí, en su gran mayoría. Últimamente también nos estamos relacionando con empresas de China. Pero nos cuesta mucho culturalmente cerrar negocios. Los chinos están evolucionando a pasos agigantados en cuanto a calidad. Pero la dificultad para nosotros está relacionada con la cultura para los negocios. La gran mayoría son empresas estatales, por lo cual se vuelve todo mucho más burocrático. Lo nuestro es más el just in time. Y eso, con un dueño de Estados Unidos, es más fácil de cerrar. En lo que tiene que ver con precios, las empresas chinas ofrecen mejores resultados,

pero en certificaciones de calidad Estados Unidos

VALPOB

está un peldaño más arriba.

ABRII 2020

Durante muchos años, Javier Valdez y Roberto Poblete trabajaron como empleados de las más variadas empresas petroleras. La experiencia y los contactos acumulados durante todo ese

tiempo los llevaron a tomar la decisión de comenzar su propio proyecto. Fue así como en 2002 se asociaron para ofrecer servicio técnico de herramientas eléctricas. Pero al poco tiempo encontraron un nicho de negocio que pocos habían explotado: la venta, reparación y alquiler de hidrolavadoras industriales. La apuesta resultó doblemente exitosa porque no solo respondieron a una demanda a la que hasta ese momento nadie daba una solución satisfactoria, sino que además les permitió diversificar las unidades de negocio. Además de las hidrolavadoras, actualmente Valpob ofrece soluciones en la fabricación, venta y alquiler de módulos habitacionales, la climatización de equipos industriales y el diseño e instalación de lavaderos industriales. En conversación con TRAMA, Javier Valdez cuenta cómo se fue dando este proceso de diversificación de Valpob.

¿Cuándo se dio el cambio de empresa de herramientas eléctricas a servicio de hidrolavadoras?

En 2006. Mientras éramos representantes de herramientas eléctricas, comenzaron a ingresar las hidrolavadoras. Nosotros ya conocíamos el





LA PRESENCIA Y EL HECHO DE ESTAR LAS 24 HORAS CON NUESTROS CLIENTES ES LO QUE NOS HA DADO UNA GRAN FORTALEZA.

JAVIER VALDEZ. SOCIO DE VALPOB

NQN >



SOMOS UNA EMPRESA MUY ARRAIGADA EN CUTRAL CO, CON MUCHO COMPROMISO SOCIAL. FUE UNA DECISIÓN POLÍTICA ESTAR ACÁ. HÉCTOR CANCIO, PRESIDENTE DE PETROGAS

mercado porque en su momento habíamos incursionado en lo que era el lavado de equipos. Tomamos la decisión de participar en todo lo que era hidrolavadoras de alta presión en industrias.

¿Cómo se fue dando la expansión y la diversificación?

Básicamente surgió por un posicionamiento propio y de confianza por parte de las empresas. Son las cosas que tiene esta actividad, donde uno entra con un servicio y el cliente va viendo tu potencial. Entonces las mismas empresas nos van proponiendo tomar otros servicios. Lógicamente, uno después hace el análisis de si está en condiciones de poder enfrentarlo, de poder capacitar al personal para llevarlo adelante. En nuestro caso, la presencia y el hecho de estar las 24 horas con nuestros clientes es lo que nos ha dado una gran fortaleza.

¿El uso de las hidrolavadoras que ustedes ofrecen requiere capacitación?

Sí, totalmente. El gran error es creer que el manejo de estas hidros es similar al de las que uno tiene en la casa. Estamos hablando de que la lanza de la punta larga tiene 200 bar de presión, a una temperatura de 80 grados y que puede dañar al operario si no se la usa correctamente. Por lo tanto, una vez cerrada la venta, nos acercamos hasta el cliente y hacemos un curso para el operario asignado a manejar la hidrolavadora.

#10

Otro de los servicios que brindan es el de la recuperación del agua. ¿En qué consiste?

Hoy, por una cuestión de medio ambiente, se está tomando mucha conciencia acerca de evitar el derrame de los líquidos de los equipos que se lavan. Si se realiza en campo, se hace a través de las mantas oleofílicas con las cuales se viste a la superficie que se va a perforar o lavar. En el caso de los lavadores, hay una recuperación del agua. Se hace un reproceso del agua que se está usando y que se puede recuperar en un 90 u 80%. Hay piletas de nivelación en las que se va pasando el líquido de una a otra hasta que en la última pileta tenemos agua casi recuperada. Después la pasamos por un filtro y eso se vuelve a reutilizar en el sistema de lavado. x



PETREX



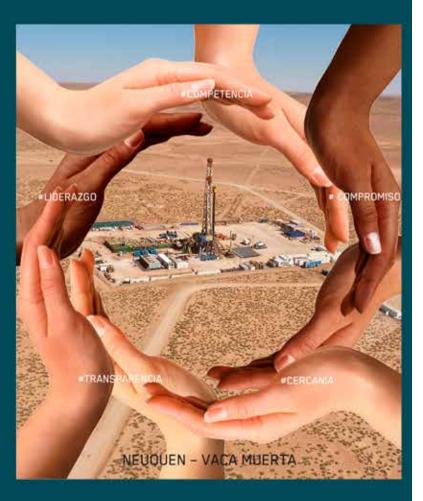


Saipem es uno de los lideres mundiales en los servicios de Perforación. Ingeniería y Construcción, instalaciones de pipelines y realización de proyectos complejos tanto onshore como offshore en el mercado oil & gas. Saipem proporciona servicios EPC y/o EPCI (contratos Turn key) y posee capacidades únicas y activos altamente tecnológicos

que le permiten realizar

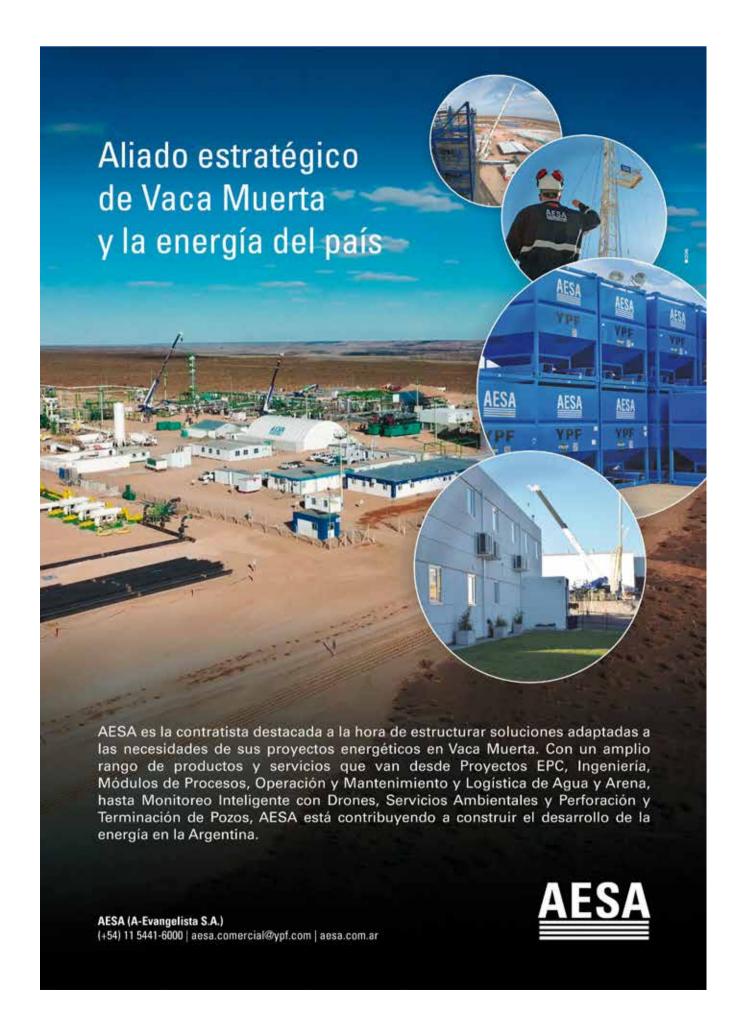
proyectos bajo distintos

niveles de complejidad



"LO MÁS SEGURO LO MEJOR"



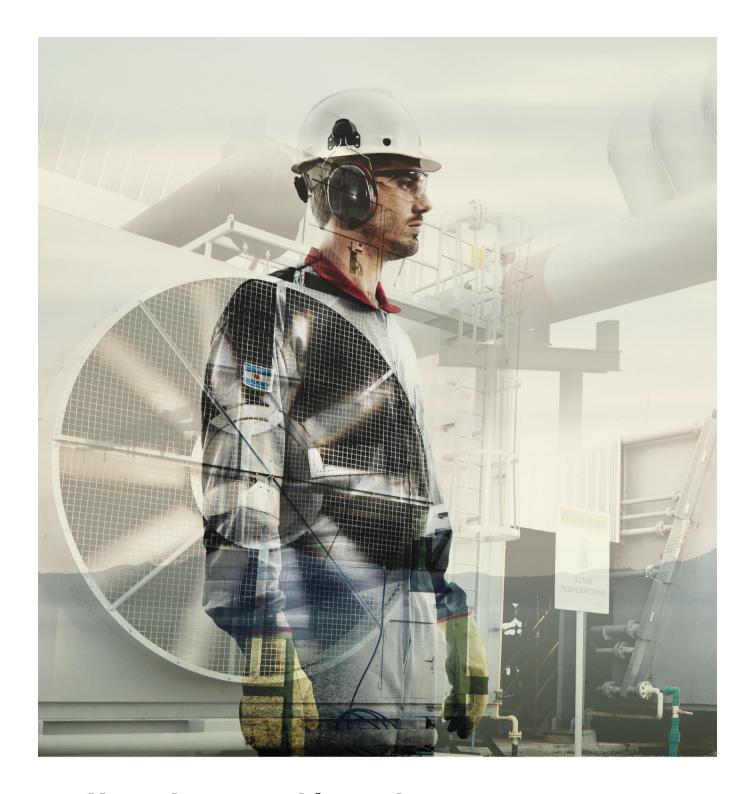


Todo se transforma



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.





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.

