

PETROTECNIA

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LXII - 4 | 2022

4 / 2022

Petrotecnia Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas • Año LXII, N° 4



Estrategias NOC aprendidas en AOG Patagonia

Media sponsor de:



5º Congreso Latinoamericano y 7º Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas



Avanza el año y los desafíos que deja 2022 lejos de haberse despejado, se han enriquecido en llamadas a ser cada vez más rápidos y quirúrgicos en la toma de decisiones.

El sector no descansa, ahora con la mirada puesta, a nivel internacional, en la evolución del conflicto bélico tras el ataque de Rusia a Ucrania que ya ha cumplido un año; y a nivel local, en completar la infraestructura tan necesaria para la continuidad de la actividad, como el gasoducto Néstor Kirchner.

Nos seguimos adaptando a las modalidades que heredamos de la pandemia que, si bien parece haber quedado en el pasado, aún convivimos con sus secuelas en todos los niveles.

Pero el sector energético rara vez descansa, y en nuestro país avanzamos como nunca hacia la ampliación de la producción *offshore*, a pasos cortos porque cada etapa requiere del acompañamiento de la opinión pública. Para ello, el mejor mecanismo, sin duda, son las audiencias públicas, como las que organiza el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, donde participan cientos de ciudadanos interesados en el futuro de la actividad que exigen que seamos cada vez más limpios y sustentables.

En esta vorágine, que incluye los próximos meses de elecciones presidenciales, con el despliegue que ello implica, desde el Instituto nos preparamos con mucha expectativa para celebrar la próxima Expo Argentina Oil&Gas en la Rural Predio Ferial, un éxito de venta de espacios desde hace meses. Lo cual se traduce en que hay un gran interés por parte de técnicos, empresas, *clusters*, prensa y demás profesionales del sector en asistir al encuentro, que en la última edición contó con unos 20.000 visitantes.

Allí celebraremos simultáneamente el 5º Congreso latinoamericano y 7º Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, bajo un lema por demás significativo: “Sentido de vulnerabilidad presente. Fortaleza en Salud, Seguridad y Ambiente”, en una virtual confesión acerca de los tiempos que vivimos, en los que cuidar de todos es más urgente que nunca.

Temas que, sin duda, serán analizados desde la óptica de la producción durante el próximo 8º Congreso de Producción y desarrollo de reservas que estamos preparando.

Meses intensos con el único objetivo de llevarles a nuestros profesionales la actualidad de esta industria que no se detiene.

¡Hasta el próximo número!

Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

Estrategias NOC aprendidas en AOG Patagonia

Estadísticas

07 Los números del petróleo y del gas

Tema de tapa

08 Vaca muerta, una realidad tangible y un futuro desafiante

Por Redacción de Petrotecnia



12 Análisis de interferencias por fractura entre pozos hermanos (Child-Child FDI) y sus aplicaciones con casos de estudio de campo

Por Mauro Iván Weimann, Yann d'Huteau y Cristian Abel Paladino (YPF S.A.)

En los yacimientos no convencionales, compren-



der la relación entre el espaciamiento de los pozos, las dimensiones de las fracturas y sus extensiones es clave para lograr una producción óptima de gas y petróleo sin dejar áreas sin drenar. El análisis de Interacciones por Fractura (FDI, por sus siglas en inglés) ayudará a esta comprensión.

28 Ocurrencia e intensidad de frac-hits, un modelo predictivo

Por Martín Castelló, Héctor Biglia y Laura Toledo (YPF)

En el NOC se presentan eventos de interferencia directamente proporcionales al aumento de densidad de los pozos. Aquí se plantea el control de estas interferencias, con el fin de evitar mayores impactos.

32 Estrategias de producción en shale oil. La experiencia y el futuro de Pan American Energy en Vaca Muerta

Por Mariano Ballarini y Gonzalo Pérez Cometto (Pan American Energy)

Este trabajo busca transmitir el camino recorrido por la empresa en distintos yacimientos de sha-





le oil y algunos de los aprendizajes capturados al momento acerca de la producción de este tipo de pozos.

44 Los nuevos paradigmas laborales de los jóvenes profesionales

Por Redacción de Petrotecnia

Los principales desafíos que los recién llegados al sector plantearon en la jornada JOG y que modifican la visión de cómo se trabaja en el O&G.



una alternativa a tuberías soldadas o roscadas que presenta varias ventajas en términos de productividad, seguridad y costos. Las pruebas de plena escala con cargas combinadas a temperatura ambiente, simulando las distintas etapas de instalación y cargas de servicio, demostraron que el producto tiene una resistencia superior al cuerpo del tubo garantizando la sellabilidad con líquido y gas.

Nota técnica

52 La hoja de ruta para transitar hacia una industria sustentable

Por Redacción de Petrotecnia

La Comisión de Sustentabilidad del IAPG presentó los resultados de la hoja de ruta sobre la contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en la que viene trabajando el sector hidrocarbúrico y planteó los objetivos de la Agenda 2030.

58 La tecnología de unión por interferencia mecánica genera ahorros en la instalación de líneas de conducción

Por Martín Bazán, Mariano Guzmán, Martín Godoy, Cristian Campillay y Juan Cruz Corres (Tecpetrol)

El uso de la unión por interferencia mecánica es

72 Nuevas técnicas de inspección en ensayos no destructivos: FMC / TFM (Full Matrix Capture / Total Focusing Method)

Por Martín Chimenti (ARO S.A.)

En este trabajo se presentan los principios de funcionamiento más relevantes de las técnicas de inspección FMC/TFM, ambas de alta sustentabilidad desde el punto de vista medioambiental y de la salud de las personas, al tiempo que se ofrecen ejemplos de aplicaciones reales.

Actividades

86 Congresos y jornadas

Staff

Director: Ernesto A. López Anadón

Editor general: Martín L. Kaindl

Editora: Guisela Masarik, prensa@petrotecnia.com.ar

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y Graciela Nubile

publicidad@petrotecnia.com.ar

Estadísticas: Roberto López – Mayra Pollano

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

Miembros: Jorge Albano, Silvia Barredo, Jorge M. Buciak, Rubén Caligari,

Carlos Casares, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Guisela Masarik,

Vicente Serra Marchese, Gabino Velasco

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

Cruz Arcieri & Asoc. www.cruzarcieri.com.ar

PETROTECNIA se edita los meses de marzo, junio, agosto y noviembre, y es gratuita para las empresas relacionadas con las industrias del petróleo y del gas asociadas al **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** y a sus asociados personales.

Año LXII N° 4 - 2022

ISSN 0031-6598

Los trabajos científicos o técnicos publicados en *Petrotecnia* expresan exclusivamente la opinión de sus autores.

Agradecemos a las empresas por las fotos suministradas para ilustrar el interior de la revista.

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.
Registro de la Propiedad Intelectual N° 041529 - ISSN 0031-6598.
© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.
Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnia*.



Premio Apta-Rizzuto

- 1° Premio a la mejor revista de instituciones 2006, 2014
- 1° Premio a la mejor nota técnica-CONICET 2011, 2012, 2015, 2018
- 1° Premio a la mejor nota científica 2010, 2011
- 1° Premio al mejor aviso publicitario 2010, 2011
- 1° Premio a la mejor nota técnica-INTI 2018, 2010, 2008, 2007
- 1° Premio a la mejor revista técnica 1993 y 1999
- Accésit 2003, 2004, 2008, 2012, 2015, en el área de producto editorial de instituciones
- Accésit 2005, en el área de diseño de tapa
- Accésit 2008, 2012, 2013, nota periodística
- Accésit 2009, 2013, 2014, en el área publicidad
- Accésit 2009, nota técnica
- Accésit 2010, 2011, 2012, 2013, 2018 notas de bien público
- Accésit 2010, 2012, 2013, 2014, 2015, 2018 notas técnicas-INTI
- Accésit 2011, notas técnicas-CONICET
- Accésit 2014, notas científicas
- 2° Accésit 2010, 2011, 2012, notas de bien público
- 2° Accésit 2010, en el área de revistas pertenecientes a instituciones
- 2° Accésit 2018, notas científicas
- 2° Accésit 2018, avisos publicitarios

Comisión Directiva 2021-2023

Cargo

Presidente
Vicepresidente
Vicepresidente *Upstream*
Vicepresidente *Downstream* Petróleo
Vicepresidente *Downstream* Gas
Vicepresidente de Perforación y Terminación de Pozos
Vicepresidente de Servicios de pozos
Vicepresidente Fabricación de Equipos y Materiales
Secretario
Pro-Secretario
Tesorero
Pro-Tesorero
Vocal Titular

Revisor de cuentas titular

Revisor de cuentas suplente

Empresa

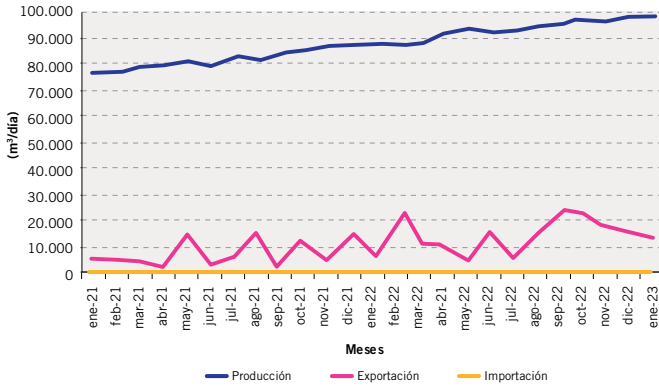
SOCIO PERSONAL
YPF S.A.
SHELL ARGENTINA
RAIZEN
TGS
BAKER HUGES
PECOM SERVICIOS PETROLEROS
TENARIS -SIDERCA
PAN AMERICAN ENERGY
EXXON ARGENTINA
TOTAL AUSTRAL S.A.
CHEVRON
TECPETROL
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE (TGN)
NATURGY (Gas Natural Fenosa)
PAMPA ENERGÍA
WINTERSHALL
PLUSPETROL
METROGAS
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.
CAPSA/CAPEX
CGC
AXION ENERGY (PAE)
HALLIBURTON
WEATHERFORD
SCHULUMBERGER
SPARK ENERGY SOLUTIONS
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA
RAFAEL ALBANESI S.A.
LITORAL GAS
ENAP SIPETROL
GEOPARK ARGENTINA
SOCIO PERSONAL
CESVI ARGENTINA S.A.
AGGREKO ARGENTINA S.A.
SOCIA PERSONAL
SOCIO PERSONAL

Titular

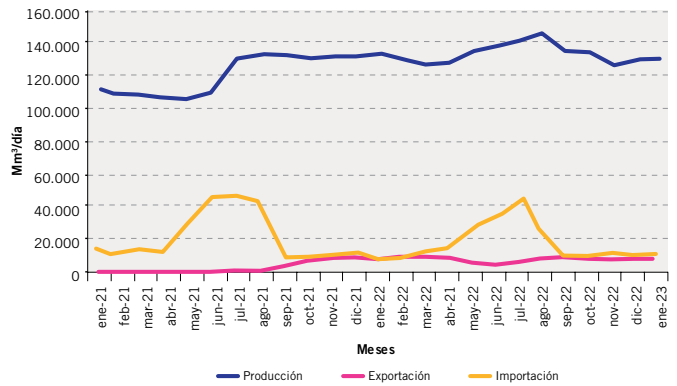
Ernesto López Anadón
Gonzalo Martín López Nardone
Verónica Stanisic
Teofilo Lacroze
Oscar José Sardi
Carlos Alberto Henning
Jorge Javier Gremes Cordero
Diego Ariel Schabes
Rodolfo Eduardo Berisso
Matías Domingo Szapiro
Dra. María Gabriela Roselló Warren
Ricardo Lorenzo Seeber
Pablo Carlos Ledesma
Iván Hansen
Martín Norberto Yáñez
María Inés Sainz
María Julia Rita Martínez Novello
Germán Macchi
Alejandro Héctor Fernández
Mauricio Cordiviola
Jorge Miguel Buciak
Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Daniel Alberto Santamarina
Anibal Fernando Rearte
Diego Martínez
Luis Corti
Margarita Perla Esterman
Marcelo Ernesto Irusta
Jorge Hilario Schneider
Dante Alejandro Dell'Elce
Walter Fernández
Juan Martín Crespo
Nino Domingo Antonio Barone
Gustavo Eduardo Brambati
Jorge Pablo Tomsin
Muriel Lilita Miller
Oscar Héctor Mancilla

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

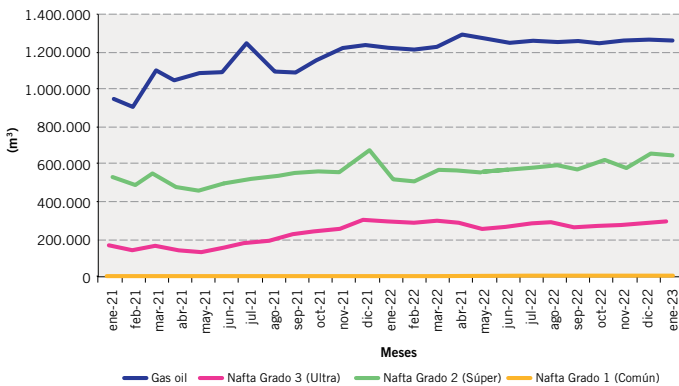
Producción de petróleo versus importación y exportación



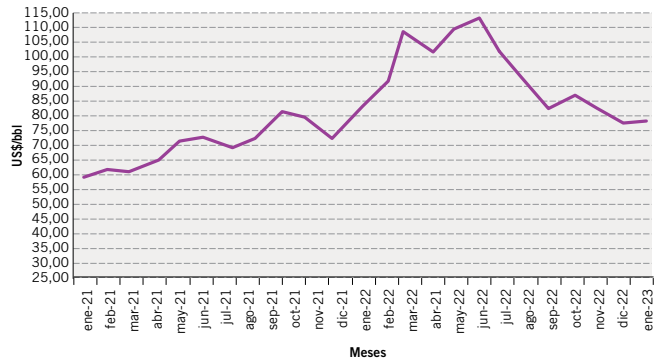
Producción de gas natural versus importación y exportación



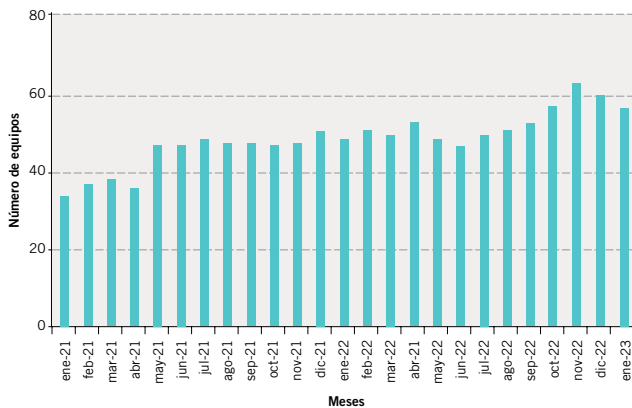
Ventas de los principales productos



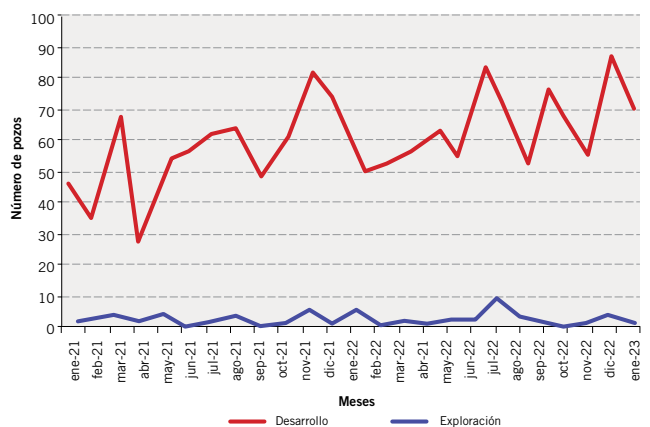
Precio del petróleo de referencia WTI



Cantidad de equipos en perforación



Pozos perforados





DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DE RESERVORIOS NO CONVENCIONALES

	Pad
Pozos	
Tipo	
Formación	
Casing	
TD	
TVD	
Lateral	
Etapas por pozo	
Presión de reservorio estimada	
MASP	

Vaca Muerta, una realidad tangible y un futuro desafiante

Por Redacción de *Petrotecnia*

30-31 AGO 22
Rosario, Argentina



DESARROLLO Y
PRODUCCIÓN DE
RESERVOIRIOS NO
CONVENCIONALES



- 8 etapas de fractura entre 5070 m y 5670 m
- WL BHA aprisionado en 5008 m (Carrera N°8)
- Liberación del ART sin éxito
- Se envía cortador de cable, pero el mismo llega hasta el LP.
- Diversidad de elementos en pesca
- Completación en stand by

3
Horizontal de gas
Vaca Muerta
5 inchi - 21.4 lbs-ft
5700 m
3200 m
2500 m
33
8.000 psi
7.000 psi

Pozo
Tip
Form
Casi
TD
TV
Late
Bapas p
Presion de rese
MA





Que Vaca Muerta es un motor ineludible hoy de la actividad hidrocarburífera en la Argentina no hay dudas, con más de 1600 pozos perforados a lo largo de los 30.000 km² de la formación. Así trascendió en las 1^ª Jornadas Integrales de Desarrollo y Producción Reservorios No Convencionales realizadas en el marco de la AOG Patagonia última en la ciudad de Neuquén.

En efecto, en esas jornadas que ocurren a pocos kilómetros de donde se realizan diariamente las operaciones,

y bajo el lema “Vaca Muerta, una realidad tangible y un futuro desafiante”, los verdaderos protagonistas técnicos del O&G, quienes van y vienen incesantemente de los yacimientos y toman decisiones en el lugar de los hechos, se reunieron durante dos días para tratar los temas que los ocupan a diario, como el mayor nivel de actividad, nuevas tecnologías en los pozos y la mejora de productividad.

Allí se habló en profundidad de cómo está hoy el sec-



tor NOC argentino, tras ya una década de joven actividad, en comparación con plays pioneros, como Permian, Eagle Ford y Marcellus, en los Estados Unidos. “Vaca Muerta tiene mejor productividad y mayor riqueza de contenido orgánico”, se dijo; así como de su potencial de gas y petróleo “no menos de 100 años aun si se duplicara la producción actual”.

A través de dos jornadas con más de 25 presentaciones, se expusieron problemáticas como la extensión de pozos horizontales y la reducción de distancia en las etapas de fractura. Y se trajo al debate la significativa disminución de costos y de tiempo de completación de los pozos horizontales.

No faltaron las mesas redondas, donde se profundizó en los grandes pilares de la curva de aprendizaje para llegar a una productividad costo-eficiente: una organización totalmente alineada con ese propósito, una estructura ágil para adecuarse a la estandarización de procesos, y disciplina operativa para actuar lo más rápido posible y con eficiencia en busca de la rentabilidad del proyecto.



Referentes del sector de gas analizaron en sucesivos paneles los desafíos que plantea el acondicionamiento y el fraccionamiento del transporte del gas rico de Vaca Muerta, buscando las mejores alternativas para llegar a los gasoductos troncales. Se habló, asimismo, de la necesidad de instalar plantas de LNG para poder cumplir la meta de exportar gas; así como de la potencialidad de expandir la petroquímica, entre otras cosas.

A continuación, publicamos trabajos que resultaron seleccionados, los cuales cubren varios de los principales temas debatidos en el congreso: la puesta en valor de la tecnología y del recurso humano como pilares estratégicos a la hora de lograr la sustentabilidad de los negocios, con el avance exponencial de tecnologías digitales, y al entrenamiento del personal en nuevas habilidades y la evolución de los puestos de trabajo, entre otras visiones ineludibles.



Análisis de interferencias por fractura entre pozos hermanos (Child-Child FDI) y sus aplicaciones con casos de estudio de campo

Por *Mauro Iván Weimann, Yann d'Huteau y Cristian Abel Paladino (YPF S.A.)*



Introducción

Fracture Driven Interactions (FDI) es un término utilizado para describir una amplia gama de comportamientos físicos, adquiridos por sensores de presión y descritos como una perturbación de presión desde una etapa de fractura “activa” a una ubicación “pasiva” (otra fractura, perforación o pozo sellado). La mayoría de estos términos y otros términos técnicos y su definición se enumeran en el trabajo realizado por Daneshy *et al.* (2019).

Estas FDI se dividen principalmente en interacciones inter e intrapozos, donde las interacciones intrapozos

son perturbaciones de presión entre fracturas activas y pasivas dentro de un mismo pozo (Daneshy, 2020); y las interacciones son comunicaciones de presión desde fracturas en el pozo activo hacia un pozo adyacente (pasivo). Además, las interacciones entre pozos pueden dividirse de acuerdo con la existencia o no de condiciones de depleción en el pozo pasivo. Si hay algún grado de depleción, el efecto se denomina *Parent-Child FDI* (interferencias padre-hijo), donde el padre es el pozo pasivo y el hijo el activo. La otra subdivisión se conoce como *Child-Child FDI* (interferencias hijo-hermano) (la figura 1 describe esquemáticamente los conceptos de *parent-child* e *child-child*).

En los yacimientos no convencionales, comprender la relación entre el espaciamiento de los pozos, las dimensiones de las fracturas y sus extensiones es clave para lograr una producción óptima de gas y petróleo sin dejar áreas sin drenar. El análisis de Interacciones por Fractura (FDI, por sus siglas en inglés) ayudará a esta comprensión.

En este trabajo se presentan casos de estudios donde las interacciones entre pozos hijos fueron estudiadas con el objetivo de caracterizar las fracturas hidráulicas generadas con los distintos diseños de estimulación y entender la relación con el espaciamiento vertical y horizontal. También se muestran casos donde se integran los análisis de interferencias con otros datos adquiridos (trazadores químicos, microsísmica, etc.) para mejorar y complementar el entendimiento de los fenómenos de subsuelo que ocurren durante las estimulaciones hidráulicas.

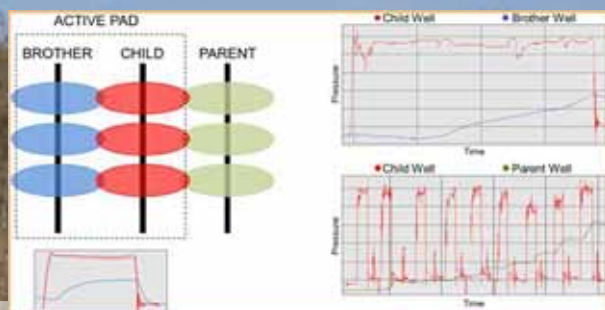


Figura 1. Parent-child & child-child FDI: esquemas y conceptos.

Hay muchas publicaciones sobre las interferencias entre pozos padres e hijos. El resumen de Gupta *et al.* (2020) mostró que, para este tipo de interacciones, la condición de depleción casi siempre produce un impacto negativo en la productividad del hijo, una influencia negativa o positiva en los pozos padres y, en general, un impacto económico negativo para el proyecto de desarrollo. Sin embargo, esta afirmación también depende del tipo de interacciones padre-hijo; algunas de ellas,

como las sombras entre fracturas y conexiones temporales de baja intensidad (Daneshy *et al.*, 2019) probablemente no generen un detrimento en la producción de los pozos activos y pasivos. Además, es deseable cierto nivel de interacciones para evitar que se dejen recursos sin drenar entre pozos.

Basado en el impacto negativo proveniente de la mayoría de los casos de interferencias entre padres e hijos, la tendencia general en la industria es mitigar esas comunicaciones, y se estudiaron diferentes estrategias en varias publicaciones durante los últimos años (enumeradas en Gupta *et al.*, 2020).

La condición para las interacciones entre pozos hijos parece ser diferente que para las interferencias padre-hijo. Generalmente, las *child-child FDI* se pasan por alto, quizás porque no están directamente asociadas con efectos negativos (ningún daño evidente para el pozo pasivo o activo) y, generalmente, no se adquieren las respuestas de presión continuamente. No obstante, son una fuente potencial de información para la caracterización de las redes de fracturas generadas durante las operaciones de terminación y la comprensión de sus relaciones con el espaciamiento entre pozos nuevos, las propiedades del subsuelo (por ejemplo, fracturas naturales) y los parámetros de diseño de las fracturas (como el volumen de fluido bombeado por *cluster*).

En este artículo explicaremos los pasos para obtener información valiosa de estas interacciones hijo-hermano y cómo esto podría ayudar a comprender y caracterizar mejor las fracturas hidráulicas.

Todos los casos de estudio descritos en este trabajo se basan en ejemplos de la formación Vaca Muerta, ubicada en la cuenca Neuquina, Centro-Oeste de la Argentina, y actualmente el principal destino de recursos no convencionales del país. En la figura 2, Desjardins *et al.* (2016, Capítulo 2, del libro *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta*), se muestra una tabla con las equivalencias entre unidades estratigráficas derivadas de diferentes interpretaciones. Con base en esta tabla de equivalencias, usamos los siguientes nombres para referirnos a ciertos niveles de navegación (y su respectiva equivalencia): Cocina (intervalo T2), Orgánico Inferior (sección inferior del intervalo T4), Orgánico Medio (sección media del intervalo T4) y Orgánico Superior (tramo superior del intervalo T4).

Unidad	Nombre	Intervalo	Sección	Equivalencia
U1	U1-1	U1-1	U1-1	U1-1
U2	U2-1	U2-1	U2-1	U2-1
U3	U3-1	U3-1	U3-1	U3-1
U4	U4-1	U4-1	U4-1	U4-1
U5	U5-1	U5-1	U5-1	U5-1
U6	U6-1	U6-1	U6-1	U6-1
U7	U7-1	U7-1	U7-1	U7-1
U8	U8-1	U8-1	U8-1	U8-1
U9	U9-1	U9-1	U9-1	U9-1
U10	U10-1	U10-1	U10-1	U10-1
U11	U11-1	U11-1	U11-1	U11-1
U12	U12-1	U12-1	U12-1	U12-1
U13	U13-1	U13-1	U13-1	U13-1
U14	U14-1	U14-1	U14-1	U14-1
U15	U15-1	U15-1	U15-1	U15-1
U16	U16-1	U16-1	U16-1	U16-1
U17	U17-1	U17-1	U17-1	U17-1
U18	U18-1	U18-1	U18-1	U18-1
U19	U19-1	U19-1	U19-1	U19-1
U20	U20-1	U20-1	U20-1	U20-1
U21	U21-1	U21-1	U21-1	U21-1
U22	U22-1	U22-1	U22-1	U22-1
U23	U23-1	U23-1	U23-1	U23-1
U24	U24-1	U24-1	U24-1	U24-1
U25	U25-1	U25-1	U25-1	U25-1
U26	U26-1	U26-1	U26-1	U26-1
U27	U27-1	U27-1	U27-1	U27-1
U28	U28-1	U28-1	U28-1	U28-1
U29	U29-1	U29-1	U29-1	U29-1
U30	U30-1	U30-1	U30-1	U30-1
U31	U31-1	U31-1	U31-1	U31-1
U32	U32-1	U32-1	U32-1	U32-1
U33	U33-1	U33-1	U33-1	U33-1
U34	U34-1	U34-1	U34-1	U34-1
U35	U35-1	U35-1	U35-1	U35-1
U36	U36-1	U36-1	U36-1	U36-1
U37	U37-1	U37-1	U37-1	U37-1
U38	U38-1	U38-1	U38-1	U38-1
U39	U39-1	U39-1	U39-1	U39-1
U40	U40-1	U40-1	U40-1	U40-1
U41	U41-1	U41-1	U41-1	U41-1
U42	U42-1	U42-1	U42-1	U42-1
U43	U43-1	U43-1	U43-1	U43-1
U44	U44-1	U44-1	U44-1	U44-1
U45	U45-1	U45-1	U45-1	U45-1
U46	U46-1	U46-1	U46-1	U46-1
U47	U47-1	U47-1	U47-1	U47-1
U48	U48-1	U48-1	U48-1	U48-1
U49	U49-1	U49-1	U49-1	U49-1
U50	U50-1	U50-1	U50-1	U50-1
U51	U51-1	U51-1	U51-1	U51-1
U52	U52-1	U52-1	U52-1	U52-1
U53	U53-1	U53-1	U53-1	U53-1
U54	U54-1	U54-1	U54-1	U54-1
U55	U55-1	U55-1	U55-1	U55-1
U56	U56-1	U56-1	U56-1	U56-1
U57	U57-1	U57-1	U57-1	U57-1
U58	U58-1	U58-1	U58-1	U58-1
U59	U59-1	U59-1	U59-1	U59-1
U60	U60-1	U60-1	U60-1	U60-1
U61	U61-1	U61-1	U61-1	U61-1
U62	U62-1	U62-1	U62-1	U62-1
U63	U63-1	U63-1	U63-1	U63-1
U64	U64-1	U64-1	U64-1	U64-1
U65	U65-1	U65-1	U65-1	U65-1
U66	U66-1	U66-1	U66-1	U66-1
U67	U67-1	U67-1	U67-1	U67-1
U68	U68-1	U68-1	U68-1	U68-1
U69	U69-1	U69-1	U69-1	U69-1
U70	U70-1	U70-1	U70-1	U70-1
U71	U71-1	U71-1	U71-1	U71-1
U72	U72-1	U72-1	U72-1	U72-1
U73	U73-1	U73-1	U73-1	U73-1
U74	U74-1	U74-1	U74-1	U74-1
U75	U75-1	U75-1	U75-1	U75-1
U76	U76-1	U76-1	U76-1	U76-1
U77	U77-1	U77-1	U77-1	U77-1
U78	U78-1	U78-1	U78-1	U78-1
U79	U79-1	U79-1	U79-1	U79-1
U80	U80-1	U80-1	U80-1	U80-1
U81	U81-1	U81-1	U81-1	U81-1
U82	U82-1	U82-1	U82-1	U82-1
U83	U83-1	U83-1	U83-1	U83-1
U84	U84-1	U84-1	U84-1	U84-1
U85	U85-1	U85-1	U85-1	U85-1
U86	U86-1	U86-1	U86-1	U86-1
U87	U87-1	U87-1	U87-1	U87-1
U88	U88-1	U88-1	U88-1	U88-1
U89	U89-1	U89-1	U89-1	U89-1
U90	U90-1	U90-1	U90-1	U90-1
U91	U91-1	U91-1	U91-1	U91-1
U92	U92-1	U92-1	U92-1	U92-1
U93	U93-1	U93-1	U93-1	U93-1
U94	U94-1	U94-1	U94-1	U94-1
U95	U95-1	U95-1	U95-1	U95-1
U96	U96-1	U96-1	U96-1	U96-1
U97	U97-1	U97-1	U97-1	U97-1
U98	U98-1	U98-1	U98-1	U98-1
U99	U99-1	U99-1	U99-1	U99-1
U100	U100-1	U100-1	U100-1	U100-1

Figura 2. Equivalencia regional de diferentes esquemas estratigráficos del libro *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta*.

A continuación, se hacen algunas aclaraciones sobre los términos utilizados en este trabajo:

- Consideramos interacciones hijo-hermano (*child-child FDI*) a aquellas que se dan entre pozos que se encuentran en operaciones zipper-frac (estando fracturados en un mismo período y siguiendo una secuencia de fractura). No incluimos la situación en la que un pozo se sella y se utiliza como pozo monitor de presión (técnica de monitoreo de presión de pozo sellado; Haustveit *et al.*, 2020).
- Para una mejor descripción de las observaciones y las conclusiones, durante el análisis de los casos *child-child*, al pozo activo lo denominamos “hijo” y al pasivo, “hermano” (Figura 1).

Objetivos

El objetivo principal de este trabajo es analizar las interferencias del tipo *child-child* para determinar el grado de conectividad entre pozos e integrar esta información con otros datos (por ejemplo, parámetros de diseño de fractura, trazadores, microsísmica, interferencias de producción, geoquímica, etc.). Esto permite inferir algunas conclusiones que podrían ayudarnos con la comprensión general de la red de fracturas (complejidad, extensión). Enfocándose en apoyar decisiones con respecto al espaciamiento de pozos (horizontal y vertical), volumen de fluido por *cluster*, etc. (Figura 3).

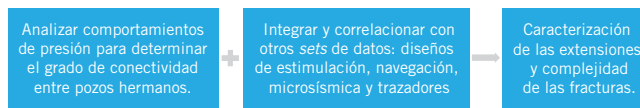


Figura 3. Objetivo principal de este trabajo.

Este objetivo enfrenta diversos desafíos, debido a la complejidad que involucran los eventos de interferencias (dependiendo de numerosos factores controlables e incontrolables). Rey *et al.* (2017) describe varias causas y factores contribuyentes (geología estructural, petrofísica, geomecánica, terminación y parámetros de desarrollo).

Gupta *et al.* (2020) dividieron estos factores en variables que se puede controlar y variables no controlables:

- Los factores que no se puede controlar son, por un lado, las características geológicas, como la red de fracturas naturales, la presencia de fallas, los planos de estratificación, las barreras de fracturas, los esfuerzos in situ, la estructura de la roca y la mineralogía; y, por el otro, propiedades de la roca, como el módulo de Young, la relación de Poisson, la permeabilidad/porosidad de la matriz, la tenacidad a la fractura, la presión de poro, el coeficiente de Biot, la resistencia a la tracción, las anisotropías de estas propiedades, etc.
- Entre los factores factible de controlar se encuentran la ubicación de los pozos (espaciado entre pozos), la terminación (intensidad de fluido y arena, volumen de fluido por *cluster*, caudal de bombeo, tipo de

fluido de fractura, espaciamiento de *clusters*, etc.) y el control de la depleción (secuencia de pozos, descenso).

Teniendo en cuenta estos escenarios complejos, los casos de estudio se basan en supuestos que se describirán en cada uno, respectivamente. Estos supuestos principalmente están relacionados con condiciones de reservorios análogos con configuraciones de pads similares y que están relativamente cerca. Para este trabajo inicial, las conclusiones de estos casos de estudios se basan en un análisis estadístico y cualitativo (a nivel de pozos y pads) entre ejemplos similares que tienen cambios en una o dos variables (relevantes para las respuestas de las interferencias *child-child*).

Flujo de trabajo

El flujo de trabajo para la caracterización y el análisis de las interferencias *child-child* se puede dividir en los siguientes pasos principales:

El paso inicial fue la adquisición de datos de presión. Durante los últimos cuatro años, los planes de adquisición de datos de las operaciones de terminación incluyeron la recopilación continua de presiones en boca de pozo de todos los nuevos pads. Esto generó una base de datos de presión sin procesar con más de 40.000 eventos de interferencia entre pozos hermanos.

El segundo paso fue definir cómo caracterizar esas comunicaciones de presión entre pozos hermanos. Para este análisis, decidimos utilizar la metodología de cuantificación descrita en el trabajo realizado por Lehmann *et al.* (2016). Ese proceso fue seleccionado porque es intuitivo, simple y efectivo en el tiempo, y evita análisis complejos. Las respuestas de las *FDI* se caracterizan con el uso de parámetros fácilmente identificables. Estos parámetros se describen brevemente en la figura 4 (siguiendo a Lehmann *et al.*, 2016 y Scherz *et al.*, 2020):

- *Time Delay* (*Delay*, min) es la diferencia de tiempo entre el inicio de una etapa de fractura en un pozo activo (hijo) y la interacción registrada en el sensor de presión en un pozo pasivo (hermano). Agrega valor al interpretar las distancias recorridas o la conectividad existente entre pozos.
- Magnitud de *Build-Up* (*MagBU*, psi) es el aumento de presión observado en el pozo hermano como

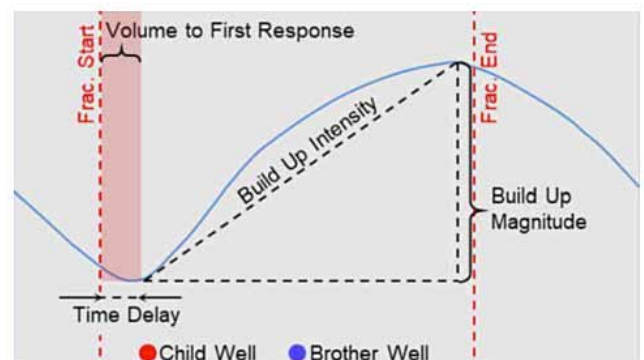


Figura 4. Caracterización de la *FDI*. Esquema con los principales parámetros.

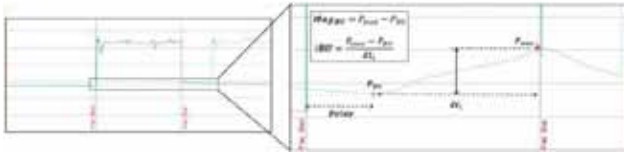


Figura 5. Ejemplo de respuesta de presión de una interferencia *child-child* y las ecuaciones utilizadas para su caracterización.

respuesta a una fractura hidráulica en el pozo hijo. Proporciona información sobre el grado de conectividad entre los pozos.

- La Intensidad de *Build-Up* (iBU, psi/min) es la tasa que se calcula dividiendo la magnitud de *build-Up* por el tiempo necesario para alcanzarla. Da información sobre la conductividad de la conexión entre pozos.
- Volumen a la primera respuesta (VFR, m³) es el volumen de fluido acumulado bombeado en el pozo hijo hasta el momento en el que se identifica la primera respuesta de presión en el pozo hermano.

Luego de varios análisis y ensayos, determinamos que los parámetros de *fall-off* (Lehmann *et al.*, 2016) tienen limitaciones en su reconocimiento, debido a las continuas operaciones de fractura, y la mayoría presenta inconvenientes para su correcta interpretación, por lo tanto, no son considerados durante este trabajo.

Internamente en YPF se desarrolló una aplicación para agilizar esta caracterización de FDI con el objetivo de analizar fácilmente miles de respuestas de presión hijo-hermano. Esta herramienta puede identificar, aislar y correlacionar rápidamente cada respuesta de presión en pozos pasivos con los datos de bombeo de la estimulación del pozo activo. La identificación y la caracteri-

zación de interferencias se realiza manualmente para cada par de pozos hijo y hermano. El análisis requiere la selección de dos puntos utilizados para calcular los parámetros que caracterizan a estas interferencias (PBU: presión cuando comienza la acumulación y Pmax: presión máxima de la interferencia). En la figura 5 hay un ejemplo real de una interferencia entre pozos hermanos y las ecuaciones involucradas para algunos de los parámetros calculados.

A través de este análisis, observamos diferentes patrones de presión en los pozos hermanos, permitiéndonos dividirlos en los siguientes tipos principales:

- Interferido: una respuesta que se puede caracterizar utilizando los dos puntos requeridos en la herramienta.
- No Interferido: ausencia de interferencia de presión.
- Indeterminado: perturbación o comportamiento anormal de la presión (por ejemplo, operaciones de punzado).

Luego del proceso de caracterización, el siguiente paso es generar diferentes herramientas para visualizar, analizar y comparar los resultados provenientes del análisis de las interferencias.

Finalmente, podríamos formular conclusiones sobre diferentes situaciones, explorando las correlaciones entre los resultados de las interacciones *child-child* y los parámetros con cambios relevantes (por ejemplo, secuencia de fractura, volumen de fluido por *cluster*, etc.). Como se mencionó, estos casos de estudio requerían pads análogos, lo que implicaba suposiciones en términos de propiedades del reservorio. Además, hay casos que muestran la integración de estos análisis de interferencias de presión con otros sets de datos como microsísmica, trazadores químicos de agua, interferencias de presión *parent-child*, etc.

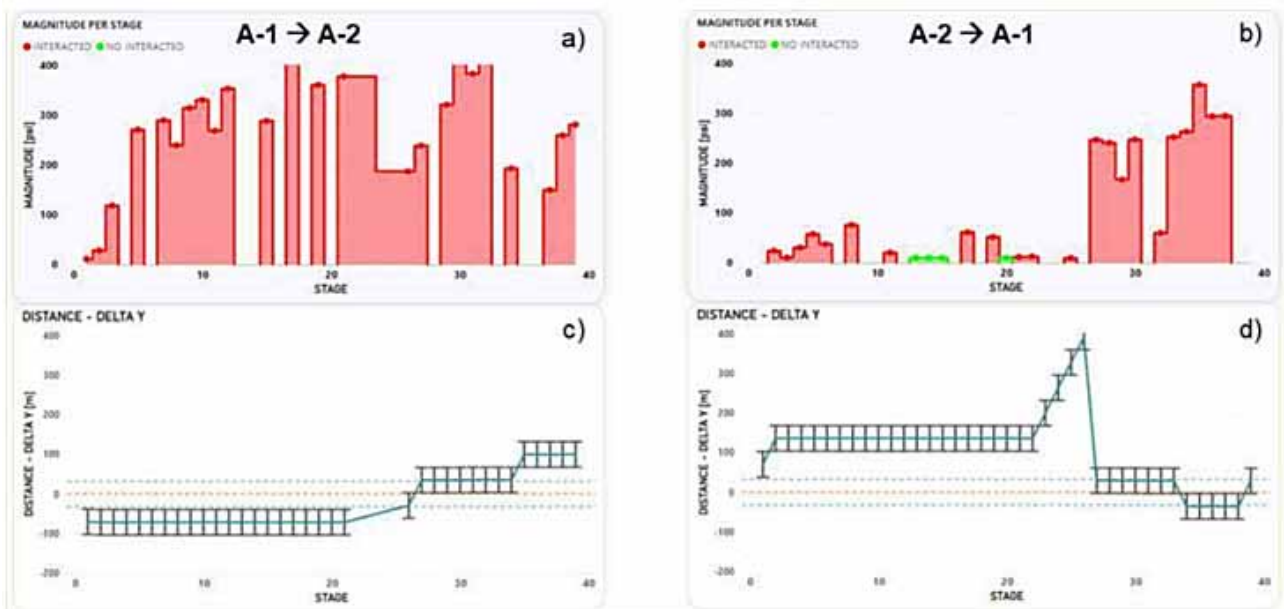


Figura 6. Impacto de la secuencia de fractura en la interferencia hijo-hermano. Magnitud de build up de a) hijo A-1 a hermano A-2; b) hijo A-2 a hermano A-1. Distancia 1D desde la etapa activa c) en A-1 hasta la última etapa pasiva en el hermano A-2; d) en A-2 hasta última etapa pasiva en hermano A-1.

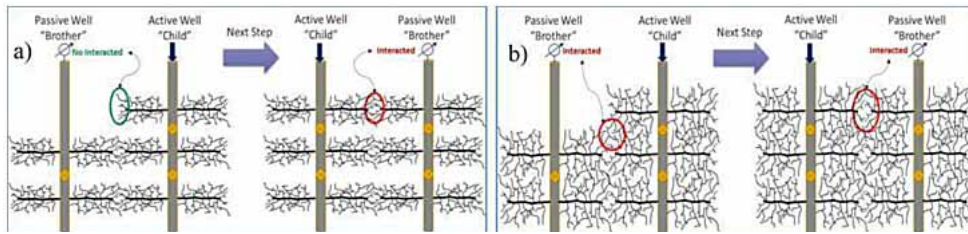


Figura 7. Impacto en la respuesta de FDI dada por una secuencia de fractura con una diferencia de etapa entre pozos. (a) ejemplo con menor complejidad de fractura (b) ejemplo con mayor complejidad de fractura.

Secuencia de fractura

Como se especificó, existen numerosas causas y factores que podrían afectar las respuestas de las interferencias entre pozos hijos. En esta sección, nos centraremos en uno de los parámetros de terminación: la secuencia de fractura durante la estimulación del pad.

Para los casos de interferencias del tipo *parent-child*, la red de fracturas del pozo padre ya está presente (así como la depleción de la presión poral) antes de la estimulación del pozo hijo. En el caso de las interferencias hijo-hijo (*child-child*), las redes de fracturas se crean a medida que avanza la estimulación, siguiendo una secuencia de fractura. Además, durante los tratamientos, se generan perturbaciones de los esfuerzos con cambios temporales en la presión de poro y deformaciones de la roca circundante (por ejemplo, sombras entre fracturas).

Luego del análisis de varios trabajos, es evidente que la secuencia de fracturas tiene un impacto significativo en el comportamiento de presión registrado en el pozo hermano, ya que se observan diferentes respuestas de interferencias dependiendo de si el pozo hermano está por delante o por detrás del pozo hijo (etapa activa).

A continuación, se presentan ejemplos reales y explicaciones conceptuales sobre el impacto de la secuencia de fracturas en las interferencias y el posible uso de esta información para caracterizar la complejidad de la red de fracturas entre dos pozos nuevos.

La figura 6 muestra las respuestas de interferencias *child-child* entre dos pozos horizontales con la siguiente descripción:

- Ambos pozos (A-1 y A-2) están en el mismo nivel de navegación (Cocina), el espaciamiento entre pozos es de 300 m, y los principales parámetros de diseño de fractura son la intensidad de arena de 2500 lbf/ft, la intensidad de fluido de 42 bbl/ft, 10 clusters por etapa, espacio entre clusters de 6 m y volumen de fluido por cluster de 150 m³.
- En los títulos principales de las figuras 6a y 6b, el primer nombre de pozo corresponde al hijo (pozo activo) y el segundo nombre al hermano (pozo pasivo). Usamos este orden y nomenclatura en todo el documento. Además, en estos gráficos el eje horizontal corresponde a los números de etapa ejecutadas en el pozo hijo; y el eje vertical a los valores de alguno de los parámetros de interferencias (magnitud de *build-up*, intensidad de *build-up*, *time delay*, *VFR*) observados y calculados en el hermano.
- Las líneas verdes representan eventos “No Interferidos” en las respuestas de presión. Las curvas rojas

representan el valor absoluto de alguno de los parámetros para un evento “Interferido”. Finalmente, los espacios en blanco corresponden al tipo de eventos “Indeterminados” resultantes de las perturbaciones en los registros de presión.

- En las figuras 6c y 6d se describen la evolución de la secuencia de fracturas como una distancia relativa 1D (a lo largo del lateral) entre pozos horizontales. El eje vertical es la “distancia 1D” relativa desde la etapa activa hasta la última etapa ejecutada previamente en el pozo hermano (considerado el punto de entrada más probable); los números positivos indican que las etapas activas están por delante de la última etapa ejecutada en el pozo hermano, y los números negativos, lo contrario. Los bigotes de cada punto representan la longitud de las etapas y las líneas discontinuas horizontales indican los lugares donde la posición de la etapa del hijo se superpone a la última etapa del hermano.
- En la figura 6c se demuestra que la mayoría de las veces las etapas activas de A-1 están una etapa detrás o superpuestas a las etapas pasivas de A-2, y en la figura 6a se muestra una interferencia de gran magnitud desde A-1. Por otro lado, la secuencia en la figura 6d revela que A-2 está la mayor parte del tiempo por delante, y en la figura 6b se muestra una interferencia de baja magnitud desde A-2 hasta que la secuencia de fracturas cambia hacia el final de las etapas.

Bajo ciertas condiciones, la secuencia de fracturas junto con las respuestas de interferencias *child-child* podrían ayudar a caracterizar cualitativamente el nivel de complejidad de la fractura entre dos pozos hermanos y estimar características del reservorio, como la densidad de planos de debilidad (por ejemplo redes de fracturas naturales), condiciones de anisotropías horizontales de estrés, etc. A continuación, se presenta una descripción conceptual y ejemplos reales sobre este potencial uso de las interferencias entre hermanos.

En la figura 7 se describe situaciones donde la secuencia de fractura se ejecuta con una diferencia de una etapa (distancia 1D) de un pozo a otro. En la figura 7a se muestra que una fractura menos compleja podría dar alternancias entre eventos interferidos y no interferidos, donde la respuesta del interferido está presente solo en el pozo hijo que está una etapa por detrás del hermano. La figura 7b se refiere a una red de fracturas más compleja donde, con la misma secuencia de fracturas que la figura 7a, las respuestas de presión muestran eventos interferidos de manera continua.

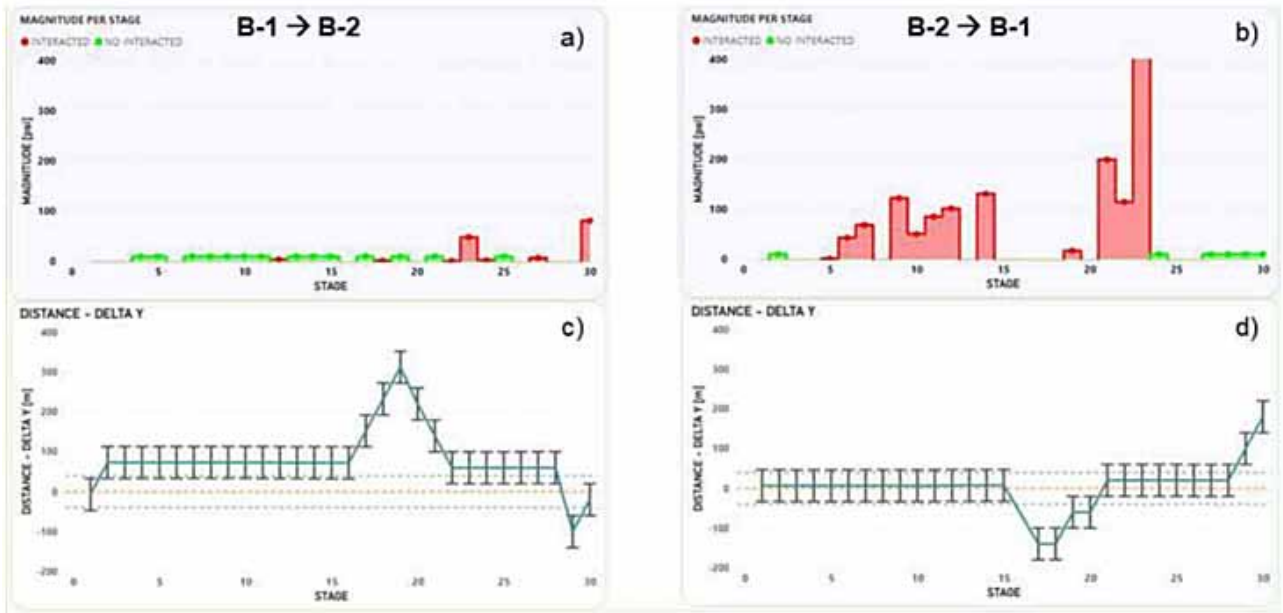


Figura 8. Secuencia de fracturas con diferencia de una etapa y consecuente alternancia entre eventos interferidos y no interferidos. Resultados de las interacciones en a) hijo B-1 a hermano B-2; b) hijo B-2 a hermano B-1. Distancia 1D desde la etapa activa c) en B-1 hasta la última etapa pasiva en el hermano B-2; d) en B-2 hasta la última etapa pasiva en hermano B-1.

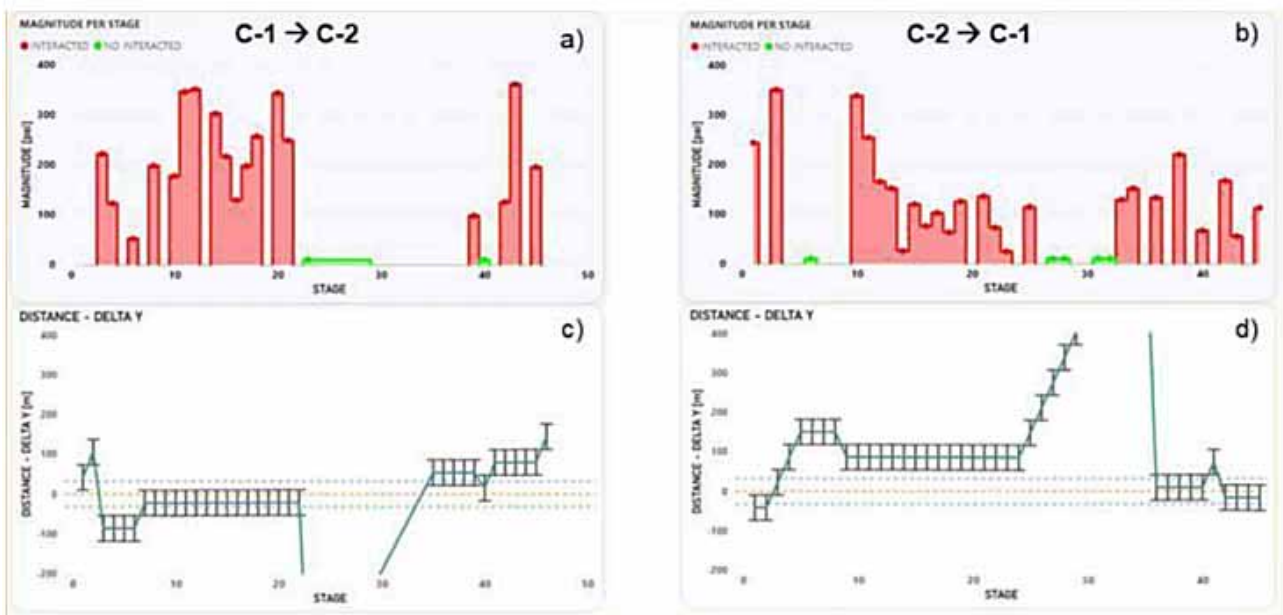


Figura 9. Secuencia de fracturas con diferencia de una etapa y consecuente alternancia entre eventos interferidos y no interferidos. Resultados de las interacciones en a) hijo C-1 a hermano C-2; b) hijo C-2 a hermano C-1. Distancia 1D desde la etapa activa c) en C-1 hasta la última etapa pasiva en el hermano C-2; d) en C-2 hasta la última etapa pasiva en hermano C-1.

Las figuras 8 y 9 describen dos casos de pares de pozos de diferentes campos y un espaciamiento horizontal de 300 m, donde la mayor parte de la secuencia de fracturas entre ellos tiene una etapa de diferencia.

En la figura 8, la mayor parte del tiempo, el hijo B-1 está una etapa por delante del hermano B-2 y muestra principalmente eventos no interferidos. Por su parte, la etapa activa del hijo B-2 avanza frente a la última etapa B-1 pasiva, mostrando, la mayoría de las veces, eventos interferidos (situación definida en la figura 7a).

En la figura 9 se ilustra las interacciones a lo largo de la horizontal para ambos pozos (C-1 y C-2), indepen-

dientemente de la posición relativa (por delante o por detrás) en la secuencia de fracturas (situación definida en la figura 7b). En este caso particular, se observa que en durante la secuencia de ejecución aparece una brecha en la “distancia 1D relativa” producida por una restricción del casing en el pozo C-1, que derivó en pérdida de etapas en este pozo.

Estos ejemplos sugieren que las respuestas de las interacciones *child-child* ayudan a comprender los niveles de complejidad de la red de fracturas entre dos pozos hermanos.

Otra situación en la secuencia de fractura que requie-

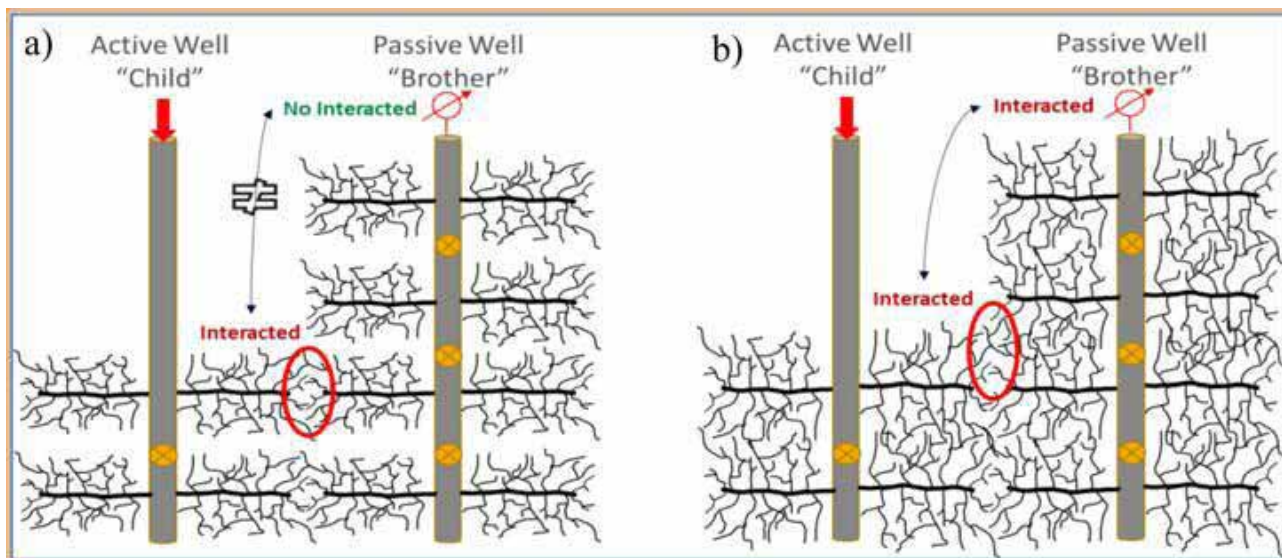


Figura 10. Impacto en los registros de presión en boca de pozo del hermano dadas por secuencias de fractura con más de una etapa de diferencia entre pozos: (a) ejemplo con menor complejidad de fractura versus (b) ejemplo con mayor complejidad de fractura.

re atención especial es cuando la “distancia 1D” entre etapas es mayor que una longitud de etapa. En la figura 10 se describen dos situaciones similares, en términos de secuencia de fracturas, y según la complejidad de las fracturas, las respuestas de presión del hermano podrían ser diferentes.

En la figura 10a se muestra la posibilidad de registrar en el pozo hermano un evento de presión no interferido, incluso aunque haya una comunicación entre la etapa activa y la pasiva (falso negativo causado por tapones que aíslan la perturbación de presión de los sensores). Por el contrario, en la figura 10b se muestra que la presión medida en el pozo hermano responde a la interacción entre pozos incluso estando presente esta aislación a nivel pozo.

En conclusión, la secuencia de fractura (variable de terminación) debe considerarse como un factor relevante que podría impactar en las respuestas de las interferencias entre pozos hermanos.

Estudios de caso

Estudio de caso #1: Efecto padre-hijo

En los siguientes casos, comparamos diferentes respuestas observadas dependiendo de si hay o no un pozo padre cerca del pad activo. Usamos una matriz para visualizar todas las interacciones (Figura 11). En la figura 11 cada cuadro representa una pareja hijo-hermano (en ese orden). El eje vertical muestra en rojo las magnitudes de *build-up*, en verde las etapas con eventos no interferidos y los espacios en blanco corresponden a aquellas etapas con algún evento indeterminado. El eje horizontal muestra el número de etapa del hijo. Este tipo de gráfico nos permite identificar rápidamente los pozos activos (cada fila) así como los pasivos (cada columna).

Los dos casos siguientes corresponden a pozos ubicados en el *hub core* de petróleo de la formación Vaca Muerta. El primero es un pad *stand-alone* con cuatro pozos (Figura 11): dos pozos ubicados en el nivel Cocina

con 300 m de espaciamiento horizontal (pozos D-1 y D-4), uno ubicado en el Orgánico Inferior (D-2), y uno perforado en el Orgánico Superior (D-3). Estos pozos fueron fracturados a través de 10 *clusters* por etapa y 150 m³ de fluido HVFR (*High Viscosity Friction Reducer*) por *cluster*. Lo primero que vemos es el predominio de las conexiones en el mismo nivel de navegación (*intra-landing* Cocina-Cocina) con casi la misma frecuencia y magnitud en ambos sentidos (entre D-1 y D-4).

El distanciamiento vertical entre Cocina y Orgánico Inferior es de unos 45 m y la comunicación entre niveles de navegación (*inter-landing*) es apreciable. Aunque estos eventos son más débiles y menos frecuentes, muestran que las redes de fractura tienden a crecer hacia arriba en lugar de hacia abajo, ya que casi no hay interferencia en la dirección Orgánico Inferior-Cocina.

El segundo pad está ubicado en la misma zona que el anterior con la misma distribución espacial, espaciamiento entre pozos y diseño de estimulación (pozos E-1, E-2, E-3 y E-4); sin embargo, tiene un pad padre con dos pozos de tres años de producción hacia el oeste, uno en la Cocina (F-1) y el otro en el Orgánica Inferior (F-2) (Figura 12). Esta situación permite observar la influencia que ejerce un pozo padre sobre su hijo que, en este caso, no es solo el más cercano, sino los dos pozos que se encuentran en la misma zona de navegación. Como en el caso 1, las interacciones Cocina-Cocina fueron predominantes, pero, en este caso, con una clara dirección preferencial hacia el oeste. Podemos decir esto basándonos en las diferencias observadas en las magnitudes y cantidad de interferencias observadas en esa dirección.

De esta situación es posible hacer dos observaciones: en primer lugar, E-1 apenas interfirió a E-4 por lo que podemos suponer que sus fracturas crecieron preferencialmente hacia el pozo padre. En segundo lugar, E-4 tiene más interacciones y más fuertes que E-1, lo que muestra cómo un pozo padre afecta incluso a un hijo ubicado a dos distanciamientos (600 m). Además, las interacciones *inter-landing* parecen tener una ligera tendencia en la misma dirección que las *intra-landing*.

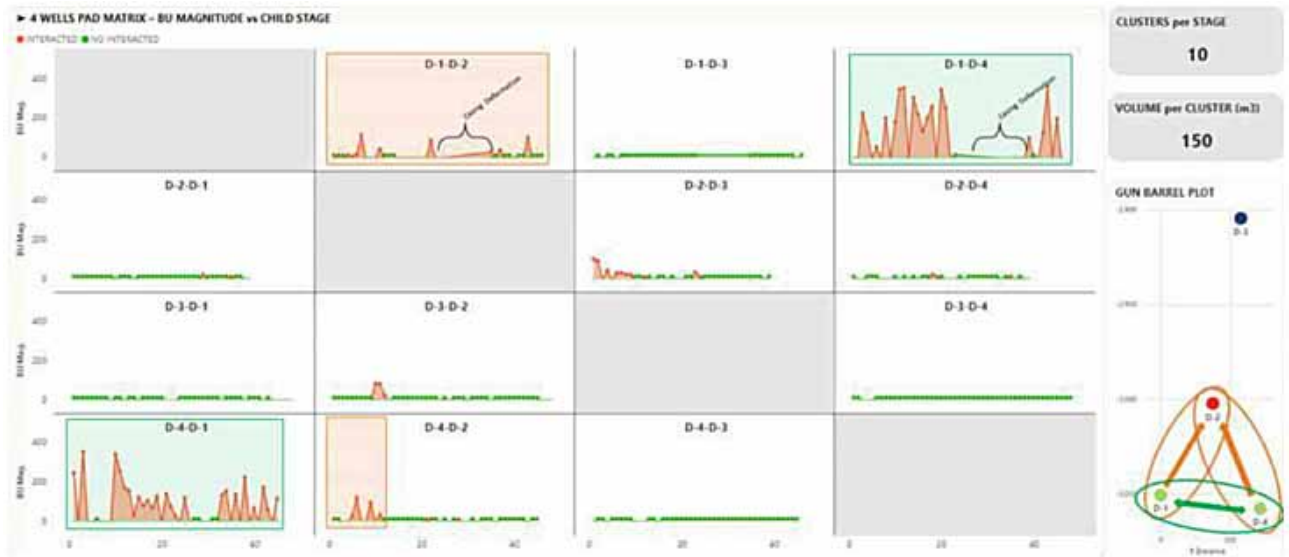


Figura 11. Matriz de magnitudes de interferencias para el *pad D* (stand-alone).

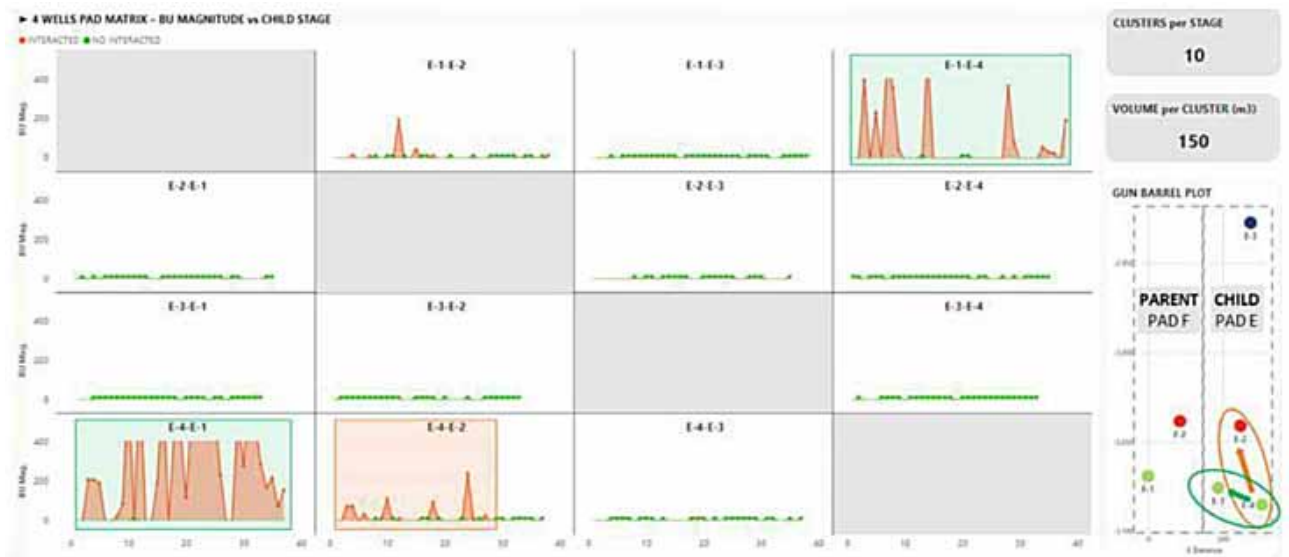


Figura 12. Matriz de magnitudes de interferencias para el *pad E* (con un *pad* padre a un distanciamiento).

Estudio de caso #2: Integración de interferencias *child-child* y *parent-child*

Para comprender completamente las interacciones entre hijos, necesitamos combinar el análisis de las interferencias *child-child* con las interferencias padre-hijo observadas. Para este caso analizamos dos pads con tres pozos, ambos ubicados en áreas de gas de Vaca Muerta. La configuración del *pad* hijo consiste en tres pozos navegados en el Orgánico Medio con un espaciamento entre pozos de 250 m (pozos G-1, G-2 y G-3); y la del *pad* padre en un pozo a la Cocina (H-1), uno al Orgánico Inferior (H-3) y otro al Orgánico Medio (H-2). Los parámetros de diseño de fractura relevantes para el *pad* padre son 5 *clusters* por etapa y un volumen total de fluido por *cluster* de 300 m³, mientras que el *pad* hijo tiene 10 *clusters* por etapa y un volumen total de fluido por *cluster* de 150 m³. Los pozos padres fueron puestos en producción 22 meses

antes que iniciara la terminación de los pozos hijos.

En la figura 13 se muestra en rojo la magnitud de las interferencias hijo-hermano (entre G-3 y G-2 y en azul las respuestas de las interacciones padre-hijo registradas en el pozo padre (entre G-3 y H-2).

2) En la figura 13 se puede observar que el efecto de la depleción en la región cercana al pozo padre H-2 (reducción de presión poral y de los esfuerzos) conduce a un crecimiento asimétrico de las fracturas desde el pozo hijo G-3 hacia el padre H-2. Otra observación es que los picos en la gráfica de interferencias *child-child* (entre G-3 y G-2) corresponden a etapas donde las interferencias con el padre fueron casi nulas. Este comportamiento podría ser el resultado de la acumulación de esfuerzos sombras generada por los crecimientos asimétricos de la fractura hacia el pozo padre H-2 y, en consecuencia, cambiando esta asimetría hacia el pozo hermano G-2.

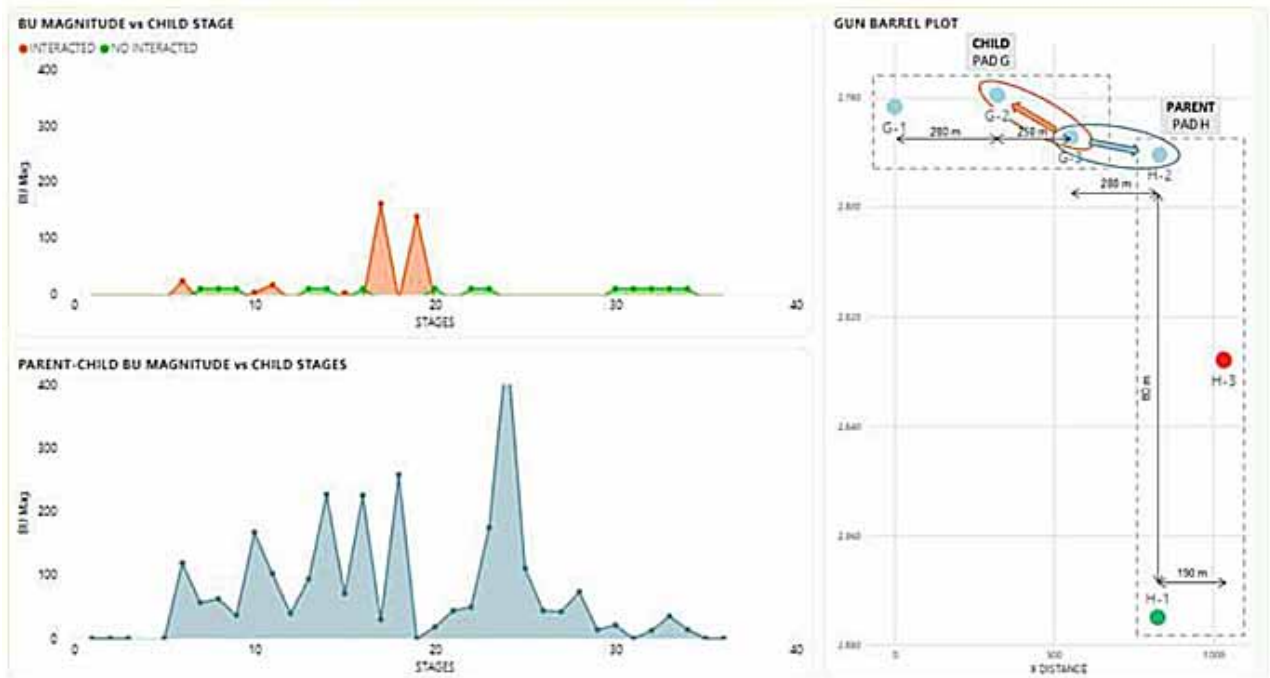


Figura 13. Integración de magnitudes de *build-up* hijo-hermano y padre-hijo.

Estudio de caso #3: Interferencias con diferentes diseños de fracturas

En el siguiente análisis, comparamos dos pads *stand-alone* y el impacto de cambiar un parámetro clave del diseño de la fractura: el volumen total de fluido bombeado por *cluster*. La configuración espacial en cada pad consiste en:

- Un pozo en la Cocina (J-1 y K-2) con un espaciamiento vertical de 40 m por debajo del Orgánico Inferior.
- Dos pozos navegados en el Orgánico Inferior (J-2 y J-4 para un pad y K-1 y K-4 para el otro) con una distancia entre pozos de 300 m.

- Y el último en el Orgánico Superior (J-3 y K-3) a 110 m sobre el Orgánico Inferior.

La principal diferencia entre la figura 14 y la 15 es la disminución de las interferencias cuando el volumen por *cluster* pasa de 250 a 150 m³. Nótese que en el pad J (Figura 14) las interacciones en el mismo nivel de navegación (*intra-landing*) son tan frecuentes y fuertes como en los casos anteriores; sin embargo, debido al mayor volumen por *cluster*, es posible observar más comunicación entre distintos niveles de navegación (*inter-landing*) sin una dirección preferencial (Orgánico-Cocina y Cocina-Orgánico).



Figura 14. Matriz de magnitudes de interferencias para el pad J. Interacciones entre pozos J-2 y J-4 con 250 m³/cluster.

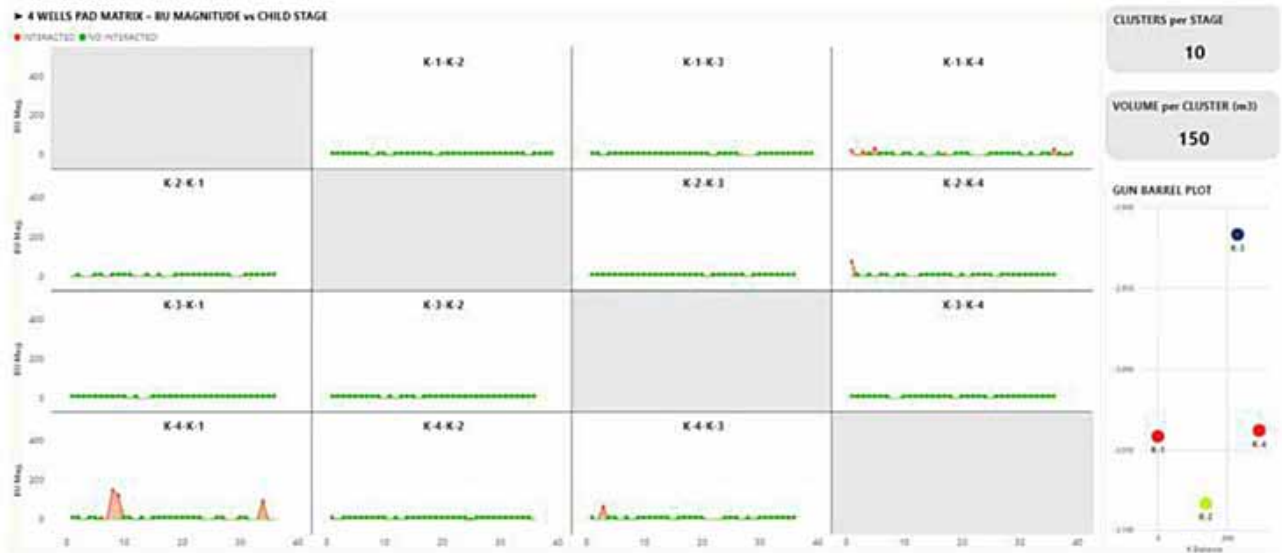


Figura 15. Matriz de magnitudes de interferencias para el pad K. Interacciones entre pozos K-2 y K-4 con 150 m³/cluster.

Esto demuestra que el volumen por *cluster* es una variable relevante para el crecimiento de las redes de fracturas, lo que lleva a concluir que, con un mayor volumen, las interferencias hijo-hermano son más fuertes y más frecuentes.

Estudio de caso #4: Interferencias verticales con diferentes diseños de fracturas

En el caso #4, observamos que el volumen de fluido bombeado por *cluster* tiene un impacto relevante en la frecuencia y la magnitud de las interferencias entre hijos (*child-child FDI*) principalmente para pozos en el mismo nivel de navegación. En este caso, los ejemplos destacan las interferencias entre diferentes niveles. En la figura 16 se muestra los resultados estadísticos de las interacciones verticales entre dos pads ubicados en el área de gas de Vaca Muerta. El pad L, con un volumen de fluido por *cluster* de 300 m³, tiene una configuración de tres pozos: dos navegados en la Cocina (L-2 y L3) y uno en el Orgánico Inferior (L-1). En el pad M, con un volumen de fluido por *cluster* de 150 m³, la configuración está dada por un pozo a la Cocina (M-2), uno al Orgánico Inferior (M-3) y uno al Orgánico Superior (M-1). En el pad L identificamos 29 interferencias hijo-hermano sobre un total de 66 etapas; mientras que en el pad M solo se observaron 16 interferencias sobre un total de 126 etapas bombeadas.

En la figura 16 se describe el espaciamiento vertical y horizontal entre pozos y el intervalo de navegación de cada pad. Los gráficos de columnas muestran las cantidades totales de interferencias por dirección, en rojo está resaltada la comunicación *inter-landing* que muestra el 22% de las interacciones verticales para el pad L y solo el 6% para el M.

En resumen, en este caso y para esta área de gas, podemos inferir que el diseño de fracturas con mayor volumen por *cluster* tiende a producir un mayor número de interferencias verticales.

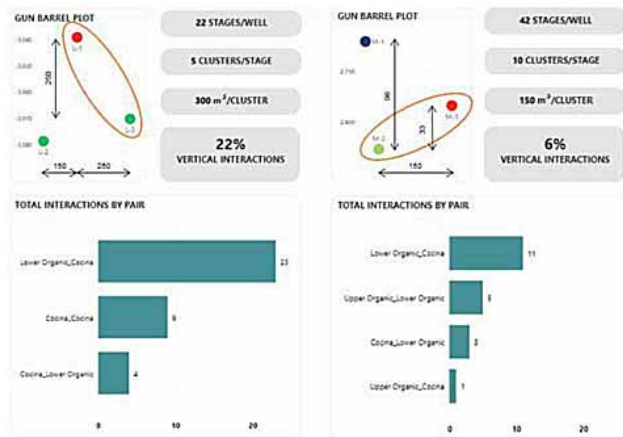


Figura 16. Pads L y M. Configuración espacial y resultados estadísticos del análisis de interferencias.

Estudio de caso #5: Respuestas de interferencias hijo-hermano para diferentes niveles

El siguiente caso de estudio corresponde a un pad con seis pozos, tres pozos por landing (Cocina y Orgánica Inferior), con una distancia horizontal entre pozos de 300 m y una distancia vertical de 47 m. El diseño de fractura fue el mismo para todos los pozos con un volumen de fluido por *cluster* de 150 m³.

En la figura 17, los recuadros verdes resaltan los resultados del análisis de interferencias interpretados entre los pozos navegados en la Cocina, y los recuadros rojos corresponden a los del Orgánico Inferior. Esto permite identificar la principal diferencia en el patrón de interferencias entre las dos zonas de navegación, donde la Cocina muestra las interacciones más fuertes, especialmente en los pozos ubicados al Este (N-3 y N-5). Esta tendencia hacia el Este es observada también en los pozos N-4 y N-6 (Orgánico Inferior).

A continuación, cargamos los resultados de los análisis de interferencias en un modelo 3D con el objetivo de calibrar las simulaciones de fractura. En la figura 18

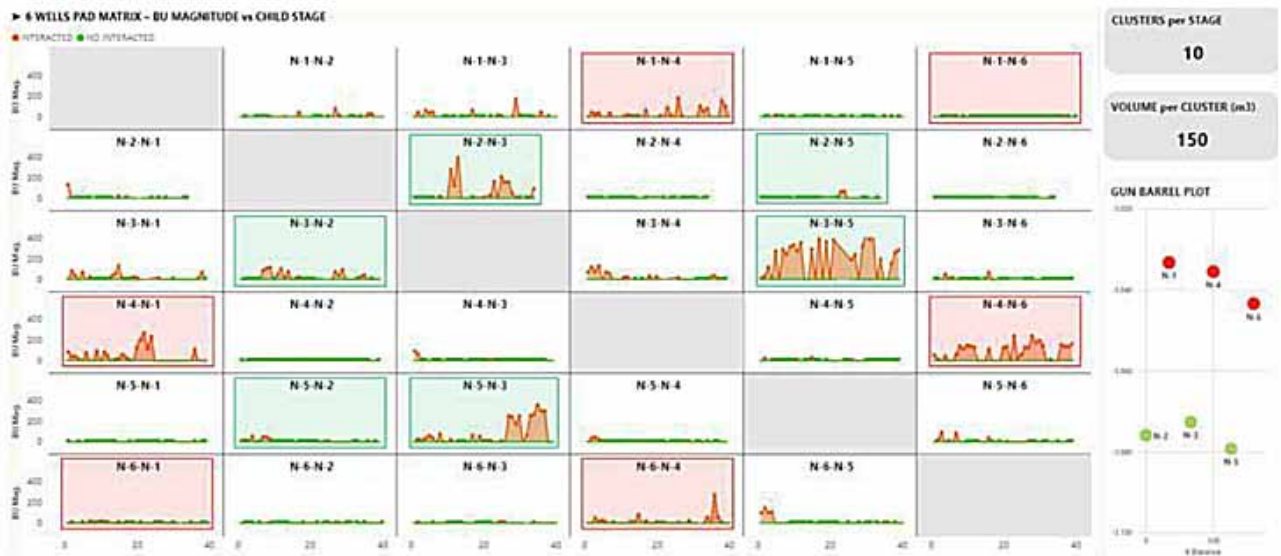


Figura 17. Matriz de magnitudes de interferencias para el pad N.

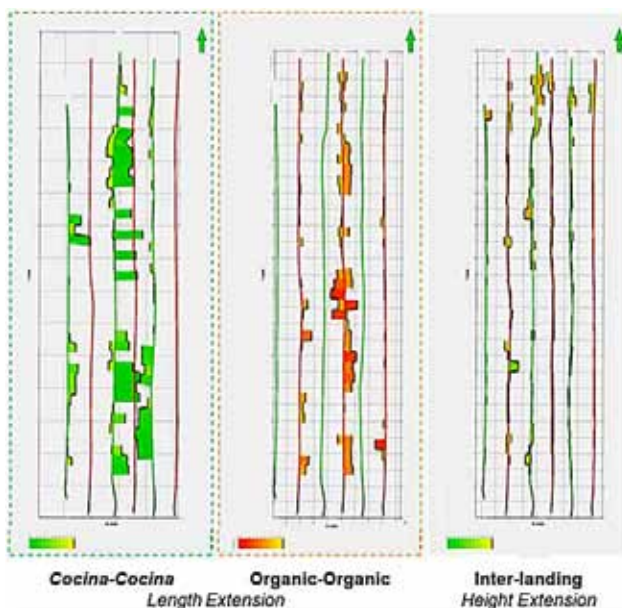


Figura 18. Vista de en planta de magnitudes de FDI. a) Cocina-Cocina, b) Orgánico-Orgánico e c) Inter-landing.

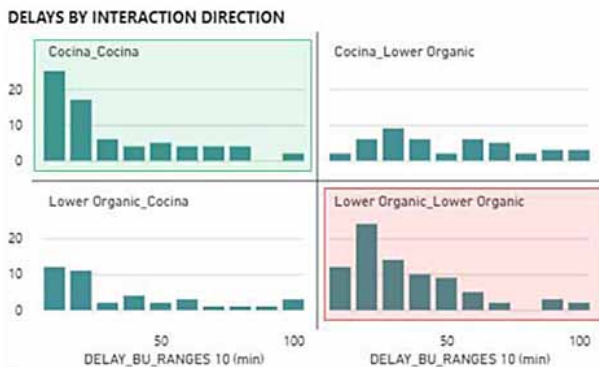


Figura 19. Distribución de los tiempos de retardo agrupados dirección de la interacción.

se muestra el primer enfoque para visualizar estas interacciones sobre los *surveys* reales de los pozos teniendo en consideración sus direcciones y magnitudes. Esta visualización permite tener una mejor comprensión de la relación que existe entre los diseños de fractura y las respuestas observadas en las interacciones entre hermanos para cada nivel de navegación. Las vistas en planta en la figura 18a y 18b muestran las interacciones *intra-landing* registradas en la Cocina y en el Orgánico Inferior, respectivamente; y evidencian que la Cocina tiene mayor cantidad y más fuertes interacciones (posiblemente más crecimiento lateral de fracturas o más interconexión entre fracturas naturales). Además, estas figuras respaldan la observación anterior sobre la tendencia de interferencias hacia el Este. Finalmente, en la figura 18c se muestra las interacciones *inter-landing* y, como dijimos en estudios de casos anteriores, estas son más débiles y menos frecuentes en estas áreas de petróleo.

En las figuras 19 y 20 se muestran las estadísticas del tiempo de retardo (*time delay*) de las interferencias *child-child* y los valores de *VFR* (volumen hasta la primera respuesta, por sus siglas en inglés), respectivamente; que corroboran lo concluido hasta el momento del análisis de presión de la figura 18.

La figura 19 son histogramas de frecuencia que muestran los tiempos de retardo para las diferentes direcciones de interacciones hijo-hermano a nivel de pad. Este gráfico muestra que en la Cocina la mayoría de las respuestas ocurrieron antes que entre pozos en el Orgánico Inferior. Además, las interferencias *inter-landing* tienen distribuciones planas que indican que la conectividad es menor que en los casos *intra-landing*.

En la figura 20, el área azul representa el volumen total de fluido bombeado por etapa, y el rojo el *VFR* que surge de la interpretación de la interferencia. Estos gráficos corroboran una vez más que los pozos en la Cocina (menor *VFR*) están más conectados que los pozos en el Orgánico Inferior (mayor *VFR*).

Estudio de caso #6: Integración entre FDI hijo-hijo y trazadores químicos

El siguiente caso de estudio trata sobre la integración entre el análisis *child-child* y los trazadores químicos. El

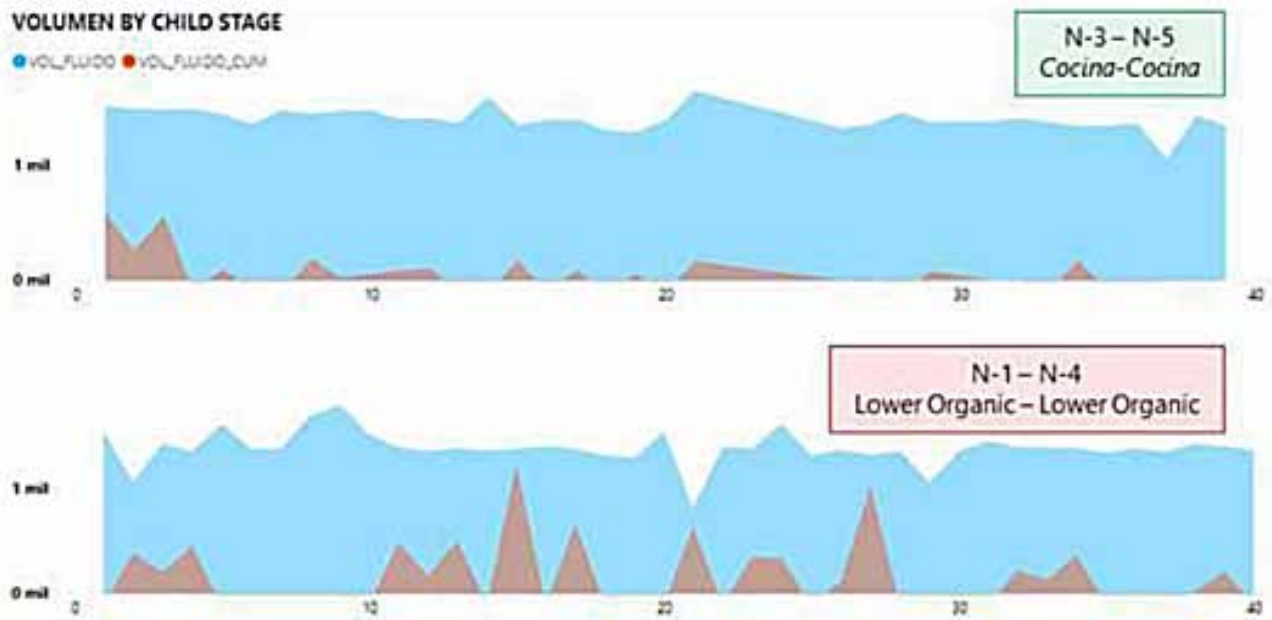


Figura 20. Volumen a la primera respuesta entre pozos de un mismo nivel de navegación.

pad (el mismo que el caso anterior) tiene seis pozos (tres pozos por nivel con un espacio entre pozos de 300 m) dirigidos a la Cocina (pozos N-2, N-3 y N-5) y al Orgánico Inferior (pozos N-1, N-4 y N-6). El diseño de fractura fue el mismo para todos los pozos (intensidad de arena de 2500 lbm/pe, intensidad de fluido de 42 bbl/pe, 10 clusters por etapa, espaciamiento entre clusters de 6 m y volumen de fluido por cluster de 150 m³). Como parte del plan de adquisición de datos para este pad, teníamos:

- Sensores de presión en boca de pozo durante las operaciones de fractura (para análisis de interferencias entre hermanos).
- Bombeo de trazadores químicos de petróleo y agua durante las operaciones de fractura y toma de mues-

tras durante el período inicial de producción de los pozos (seis meses) para estudiar las interferencias hidráulicas y de producción.

Los fenómenos físicos que rigen ambas fuentes de datos son diferentes: las interferencias *child-child* se basan en las perturbaciones de presión generadas durante las operaciones de fractura, mientras que los trazadores químicos involucran la migración de fluidos y la disipación de presión durante los meses en que se realizó el muestreo.

A continuación, se muestran ejemplos (Figuras 21, 22, 23 y 24) de la comparación entre los resultados de la magnitud de las interferencias *child-child* y los trazadores químicos de agua acumulados recuperados después de

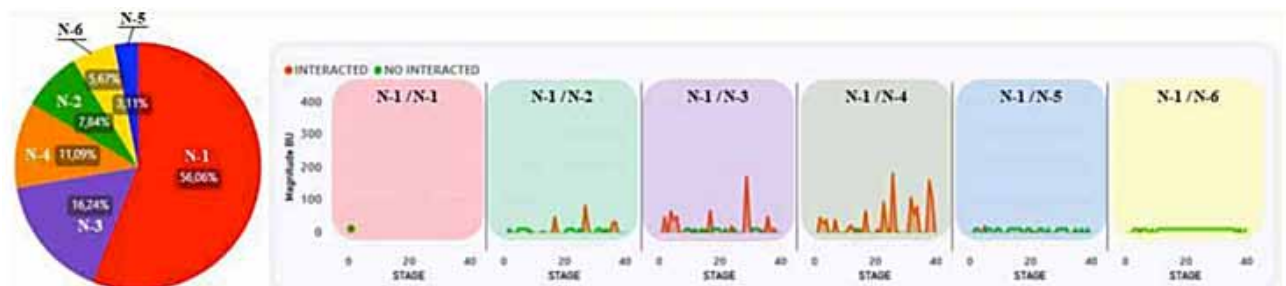


Figura 21. Comparación entre las fracciones recuperadas de trazadores inyectados en pozo N-1 versus resultados de magnitud de *build-up* para etapas del hijo N-1.

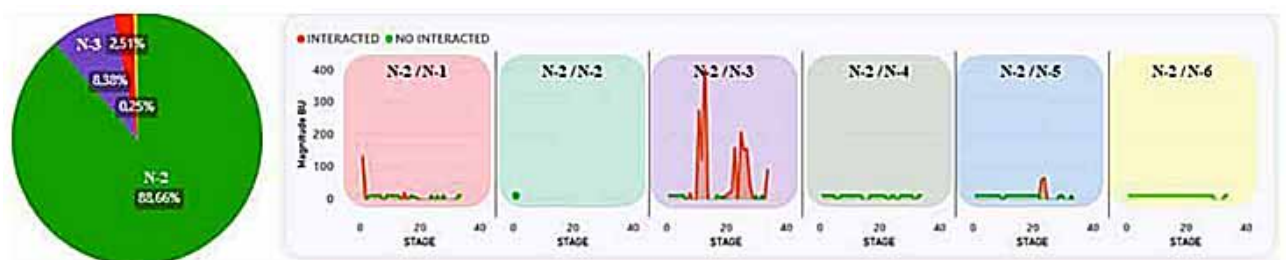


Figura 22. Comparación entre las fracciones recuperadas de trazadores inyectados en pozo N-2 versus resultados de magnitud de *build-up* para etapas del hijo N-2.

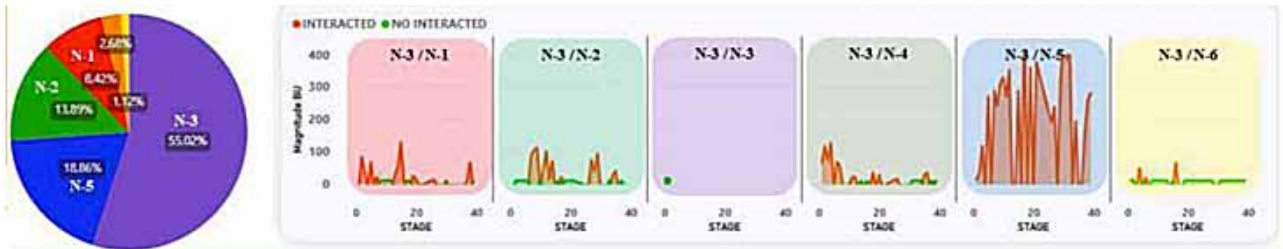


Figura 23. Comparación entre las fracciones recuperadas de trazadores injectados en pozo N-3 versus resultados de magnitud de *build-up* para etapas del hijo N-3.

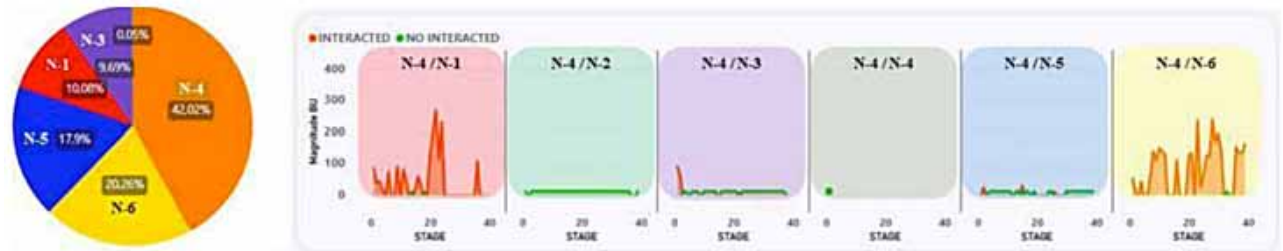


Figura 24. Comparación entre las fracciones recuperadas de trazadores injectados en pozo N-4 versus resultados de magnitud de *build-up* para etapas del hijo N-4.

seis meses de producción. El gráfico de torta representa las cantidades de trazadores (inyectados en un pozo específico) que se recuperaron en todos los pozos del pad, donde los porcentajes son las cantidades parciales de trazadores recuperados de cada pozo. Como ejemplo, en la figura 21 se muestra que el 56% de los trazadores inyectados en el pozo N-1 se recuperaron en el mismo pozo N-1 y el resto se muestreó en otros pozos del pad N (por ejemplo, 17% del total se recuperó en el pozo N-3).

En la figura 22 se muestra que la mayoría de los trazadores inyectados en el pozo N-2 se recuperaron en el mismo pozo y una fracción en los pozos N-3 y N-1. En esta figura también se observan las interferencias principalmente presentes en los pozos hermanos N-2 a N-3 y menos comunicaciones con el pozo N-1, que muestra un nivel de correlación aceptable entre ambos resultados.

En la figura 23 se muestra que los trazadores bombeados en el pozo N-3 fueron muestreados principalmente de los pozos N-3, N-5, N-2 y N-1; un similar comportamiento fue observado en el gráfico de magnitud de interferencias del pozo hijo N-3 hacia sus hermanos, lo que demuestra la correlación entre ambos resultados.

Finalmente, en la figura 24 se muestra un ejemplo donde la correlación no es tan buena como en los ejemplos anteriores. El trazador inyectado en el pozo N-4 se recuperó en el mismo pozo, pero con un porcentaje importante en los pozos N-6, N-5, N-1 y N-3 (en este orden de aporte). Las respuestas de las interacciones mostraron comunicación entre N-4 y sus hermanos N-1 y N-6 (mismo nivel de navegación) pero casi ninguna interacción con N-5 y N-3.

Aunque no esperamos una coincidencia perfecta entre ambas fuentes de información, parece haber una correlación aceptable entre ambos. Observamos que los hermanos que recibieron más interacciones de presión fueron también los que devolvieron más trazadores de agua inyectados en el pozo hijo en cuestión. Otra observación es que los pozos navegados en la Cocina mostraron mayor nivel de comunicación con ambos análisis.

La conclusión es que los resultados de ambas adquisiciones de datos están relacionados con la geometría de la fractura hidráulica. Y, teniendo en cuenta que la correlación no implica causalidad, existe un cierto nivel de relación entre ellos, pero no necesariamente tienen que ser idénticos.

Estudio de caso #7: Integración entre interferencias *child-child* con microsísmica

El trabajo de Weimann *et al.* (2018) explica que para una correcta interpretación microsísmica y caracterización de fracturas hidráulicas es crucial discriminar entre eventos microsísmicos, directa e indirectamente, relacionados con las fracturas hidráulicas (también conocidos como eventos húmedos y secos). Durante este proceso de análisis, es importante identificar el comportamiento microsísmico anómalo y filtrar estas nubes de eventos antes de continuar con la caracterización de la fractura hidráulica. Además, Lehmann *et al.* (2016) describen un ejemplo de cómo las interferencias *child-child* podría integrarse con el análisis microsísmico y caracterizar el comportamiento observado en la adquisición de ambos datos. En este caso, queremos resaltar el uso potencial de estas interferencias para analizar el comportamiento microsísmico atípico e identificar fácilmente eventos secos que no se relacionan directamente con la geometría de fractura hidráulica.

En este caso, los datos microsísmicos se adquirieron durante la terminación de cuatro pozos en zona de petróleo: P-1, P-2, P-3 y P-4 (Figura 25). Uno de los cuatro pozos se utilizó como monitor con un arreglo de geófonos de pozo (P-3). Los cuatro pozos de este pad fueron navegados en diferentes zonas de Vaca Muerta con el objetivo principal de probar las interferencias de producción entre intervalos verticales (caracterización de altura de fractura). Los resultados microsísmicos mostraron un comportamiento anormal con nubes de eventos ubicadas lejos de las fuentes y por debajo del objetivo Cocina (formación Tordillo). De hecho, los eventos registrados

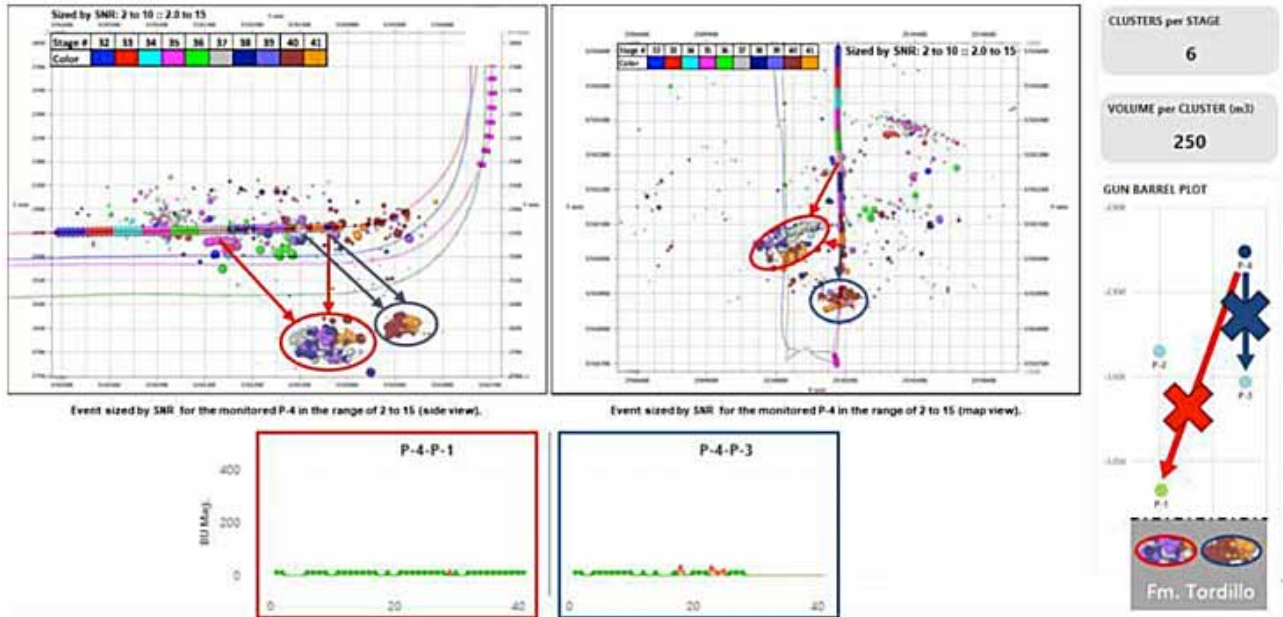


Figura 25. Resultados de magnitud de interferencias entre P-4 y sus hermanos (P-1 y P-3) versus eventos microsísmicos de las etapas P-4.

durante la estimulación del pozo navegado en el Orgánico Superior (P-4) revelaron nubes de eventos debajo de la formación Vaca Muerta con una distancia vertical superior a los 200 m.

Las presiones en boca de pozo se registraron durante la estimulación de este pad. Luego de interpretar las interferencias *child-child*, se observó que no hubo interacciones de presión entre el pozo Orgánico Superior P-4 y los pozos inferiores (pozo Orgánico Medio P-3 y pozo Cocina P-1). Dándonos la certeza de que las nubes de eventos estuvieron relacionadas con la activación de un rasgo preexistente (no identificado previamente con estudios de sismica de superficie), y estos eventos son secos y no están directamente relacionados con la geometría de la fractura hidráulica generada en el pozo P-4. En la figura 25 se muestra la respuesta de los FDI (parámetro de magnitud) del pozo P4 (Orgánico Superior) como pozo hijo y los dos hermanos debajo de él (P-1 y P-3), los eventos registrados entre ellos son no interferidos, evidencia de la ausencia de comunicación de presión vertical. Por lo tanto, luego de la integración con otros análisis (geomecánica, geoquímica, simulación de fracturas, etc.), la conclusión es que los eventos microsísmicos registrados dentro de la formación Tordillo (debajo de Vaca Muerta) fueron eventos secos.

Conclusiones y comentarios

Después de revisar las publicaciones sobre las interferencias *child-child*, consideramos que generalmente son pasadas por alto (en comparación con las interferencias entre pozos padres e hijos), y generalmente no son adquiridas. Teniendo en cuenta la complejidad y las numerosas variables que influyen en las respuestas de este tipo de interferencias, se realizaron supuestos, con el fin de evaluar cualitativamente el grado de conectividad entre pozos e integrar esta información con otros datos (por ejemplo, parámetros de diseño de fractura, trazadores, microsismi-

ca, interferencias de producción, geoquímica, etc.), lo que permitió llegar a la siguiente conclusión general:

- La secuencia de fractura (variable de terminación) debe considerarse como un factor relevante para el análisis de interferencias *child-child*. Estas interacciones dependen de si el pozo hermano está delante o detrás de la etapa activa. Bajo ciertas condiciones, el gráfico de las interferencias en combinación con el gráfico de secuencia de fracturas puede caracterizar cualitativamente el nivel de complejidad de las fracturas entre dos pozos nuevos, concluyendo sobre las condiciones del reservorio, como la densidad de los planos de debilidad. Finalmente, es posible observar eventos falsos negativos (sin interacción), debido a la aislación con tapones entre los sensores de cabeza de pozo y las etapas pasivas anteriores.
- Del caso #1 observamos un predominio de conexiones *intra-landing* entre pozos Cocina (separación entre pozos de 300 m), con similar frecuencia y magnitud en ambas direcciones; interacciones más débiles y menor frecuencia entre los distintos niveles de navegación Cocina y Orgánico Inferior (separación vertical de 45 m), con dirección preferente de Cocina al Orgánico Inferior. Como conclusión general, y con base en comportamientos similares observados en otros ejemplos, se detectaron interferencias más fuertes entre pozos al mismo nivel, mientras que las interacciones verticales tendieron a ser más débiles.
- Los casos #1 y #2 describen cómo las regiones de depleción de los pozos padres tienen una influencia en las respuestas de las interferencias entre los pozos hijos; el efecto se observa incluso con separaciones de dos distanciamientos entre pozos. La condición padre-hijo produjo respuestas irregulares en las interferencias *child-child* que están asociadas con un posible crecimiento asimétrico de las alas de fractura. El caso #1 muestra interacciones entre un mismo nivel de navegación con una clara dirección preferencial hacia el oeste, potencialmente produci-



das por el crecimiento asimétrico de las fracturas del pozo hijo hacia el pozo padre, también las interferencias entre distintos niveles de navegación (*inter-landing*) parecen tener una tendencia en la misma dirección que la *intra-landing*. En el Caso #2 los pocos picos de interferencias entre el pozo hijo (más cercano al padre) y su hermano son etapas donde las interferencias *padre-hijo* fueron nulas, infiriendo un posible cambio en la asimetría del crecimiento de la fractura hacia el pozo hermano.

- Los casos #3 y #4 describen la influencia del volumen de fluido por *cluster* (parámetro de diseño de fractura) sobre las respuestas de interferencias *child-child*, lo que demuestra que esta variable tiene un importante impacto sobre estas interferencias. Volúmenes de fluido por *cluster* más altos muestran interferencias más fuertes y más frecuentes para ambas situaciones, tanto para un mismo nivel como para distintos niveles de navegación. Este comportamiento posiblemente está asociado con el crecimiento de las redes de fracturas.
- En el caso #5 hay observaciones relacionadas con las respuestas de interferencias *child-child* para diferentes niveles de navegación. En este ejemplo, con el mismo diseño de fractura, los pozos Cocina tienen mayor frecuencia y amplitud de interferencias (posiblemente más crecimiento lateral de la fractura o más interconexión entre fracturas naturales) que los pozos en el Orgánico Inferior. El tiempo de retardo muestra que en la Cocina la mayoría de las respuestas de interferencias ocurrieron antes que en el Orgánico Inferior. Y, una vez más, en este caso, las interferencias *inter-landing* son menores que las *intra-landing*. El gráfico de volumen de fluido por etapa corrobora que los pozos de la Cocina (menor *VFR*) están más conectados que los pozos del Orgánico Inferior (mayor *VFR*).
- Los casos #6 y #7 describen ejemplos de integración de datos entre interferencias *child-child* y otras adquisiciones de datos (trazadores químicos y microsísmica, respectivamente). Sobre los trazadores químicos de agua, existe un cierto nivel de confianza sobre la correlación entre ambos tipos de datos: en general, más interacciones de presión entre pozos hijos se correlacionan con las respuestas observada en los trazadores entre estos pozos. La conclusión es que ambas adquisicio-

nes de datos reaccionan a la geometría de la fractura hidráulica. Además, los pozos en la Cocina mostraron más nivel de comunicación en ambos análisis. Para el caso de la microsísmica, las interferencias *child-child* ayudan a confirmar que las nubes anormales de eventos, registradas en la formación Tordillo, fueron eventos secos relacionados con la activación de planos de debilidad preexistentes.

Teniendo en cuenta que esta adquisición de datos es una adquisición de bajo costo en comparación con otras técnicas, este trabajo inicial mostró el uso potencial de las interferencias *child-child* para caracterizar las redes de fracturas generadas durante las operaciones de terminación de pozos nuevos; y las potenciales relaciones con el espaciamiento entre pozos y las propiedades del subsuelo o los parámetros de diseño de fracturas.

Próximos pasos

Como se mencionó en la sección de objetivos, las conclusiones de estos casos de estudios se basan en un punto de vista estadístico a nivel pozos o pad combinado con un análisis cualitativo entre situaciones análogas. Los resultados iniciales de este trabajo mostraron su potencial y abrieron oportunidades para continuar con la mejora de la interpretación y el análisis de las interferencias *child-child*. Como siguientes pasos, existen diferentes proyectos en desarrollo:

- Uno enfatiza el uso de análisis cuantitativo, como variables acumulativas a lo largo de los laterales para los parámetros de interferencias *child-child* y, a medida que aumenta el número de datos, intenta agrupar áreas o campos para encontrar correlaciones estadísticas (por ejemplo, *hub core* gas o *hub core* petróleo).
- Otros planes se enfocan en la mejora del flujo de trabajo de las interferencias *child-child* con detección y clasificación automática basada en algoritmos de aprendizaje automático, con el objetivo principal de reemplazar las interpretaciones manuales por un análisis de presión rápido y consistente para grandes cantidades de datos. Un trabajo similar se presentó en el artículo de Klenner *et al.*, 2018. El proyecto de clasificación tiene como objetivo separar los eventos en grupos (dos o tres) que tienen comportamientos

similares y etiquetarlos según nuestra comprensión (por ejemplo, interferencias directas o indirectas); hasta el momento hay dos líneas de trabajo para este proceso de clasificación: uno con el empleo de análisis paramétrico y otro basado en las formas de curvas normalizadas.

- El tercer proyecto trata de continuar con la integración de las interacciones *child-child* con otra información enfocada en pruebas de interferencias de presión durante la producción de pozos. Últimamente, ha habido varias adquisiciones utilizando sensores de presión de fondo de pozo, con el objetivo de abrir secuencialmente los pozos de un pad y calcular la magnitud de la interferencia de presión (*MPI*, por sus siglas en inglés), a partir del flujo de trabajo del análisis *Chow Pressure Group* (*CPG*) presentado por Chu *et al.*, 2018.
- Otro proyecto se enfoca en correlacionar el nivel de interferencias entre pozos hermanos observado durante las terminaciones y las respuestas finales en producción (estimación de la EUR), agregando la dimensión de tiempo para caracterizar mejor estas interferencias *child-child* (influencias a corto y largo plazo).

Agradecimientos

Agradecemos a nuestros compañeros del Equipo NOC de Estimulación de YPF y al resto de YPF NOC por su contribución a estos análisis. Agradecemos a Martín Castello por el desarrollo de la aplicación que permitió realizar todas las interpretaciones, y a Nicolás Jara por realizar el tablero en el que basamos todo nuestro soporte gráfico. También agradecemos la revisión y la corrección de este trabajo a Emmanuel d'Huteau, Guillermina Sagasti e Israel Yeke.

Nomenclatura

FDI (*Fracture Driven Interactions*): Interferencias por fracturas.

MagBU: Magnitud de *build-up*.

iBU: Intensidad de *build-up*.

VFR (*Volume to First Response*): Volumen a la primera respuesta.

PBU: presión cuando comienza la interferencia.

Pmax: presión máxima alcanzada por la interferencia.

dt1: lapso entre PBU y Pmax.

HVFR (*High Viscosity Friction Reducer*): Reductores de Fricción de Alta Viscosidad.

psi: libra por pulgada cuadrada.

m: metros.

min: minutos.

lbm: libras de masa. bbl: barril.

ft: pies

MPI (*Magnitude of Pressure Interference*): magnitud de la interferencia de presión.

CPG (*Chow Pressure Group*): Grupo de Presión Chow.

Bibliografía

Chu W., Scott K., Flumerfelt K. *et al.*, (2018, September 24). A New Technique for Quantifying Pressure Interference in Fractured Horizontal Shale Wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE-191407-MS. doi: <https://doi.org/10.2118/191407-MS>

Daneshy, A. and King, G., (2019, May 31). Horizontal Well

Frac-Driven Interactions: Types, Consequences, and Damage Mitigation. Journal of Petroleum Technology. J Pet Technol 71 (06): 45-47. SPE-0619-0045-JPT. doi: <https://doi.org/10.2118/0619-0045-JPT>

Daneshy, A. (2020, January 28). Intra-Well Frac-Driven Interactions FDI: Types, Causes, Consequences and Diagnostic Value Learnt from Actual BH Data. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. SPE-199761-MS. doi: <https://doi.org/10.2118/199761-MS>

Gupta, I., Rai, C., Devegowda D. *et al.* (2021, February 10). Fracture Hits in Unconventional Reservoirs: A Critical Review.

SPE J. 26 (01): 412-434 SPE-203839-PA. doi: <https://doi.org/10.2118/203839-PA>

Haustveit, K., Elliott, B., Haffener, J. *et al.* (2020, January 28). Monitoring the Pulse of a Well through Sealed Wellbore Pressure Monitoring, a Breakthrough Diagnostic with a Multi-Basin Case Study. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. SPE-199731-MS. doi: <https://doi.org/10.2118/199731-MS>

King, G. E., Rainbolt, M. F., and Swanson C. (2017, October 09). Frac Hit Induced Production Losses: Evaluating Root Causes, Damage Location, Possible Prevention Methods and Success of Remedial Treatments. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE-187192-MS. doi: <https://doi.org/10.2118/187192-MS>

Klenner, R., Liu, G., Stephenson, H. *et al.* (2018, September 05). Characterization of Fracture-Driven Interference and the Application of Machine Learning to Improve Operational Efficiency. SPE Liquids-Rich Basins Conference. SPE-191789-MS. doi: <https://doi.org/10.2118/191789-MS>

Lehmann, J., Budge, J., Palghat, A. *et al.* (2016, February 01). Expanding Interpretation of Interwell Connectivity and Reservoir Complexity through Pressure Hit Analysis and Microseismic Integration. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. SPE-179173-MS. doi: <https://doi.org/10.2118/179173-MS>

Sardinha, C., Petr, C., Lehmann, J. *et al.* (2014, September 30). Determining Interwell Connectivity and Reservoir Complexity Through Frac Pressure Hits and Production Interference Analysis.

SPE/CSUR Unconventional Resources Conference. SPE-171628-MS. doi: <https://doi.org/10.2118/171628-MS>

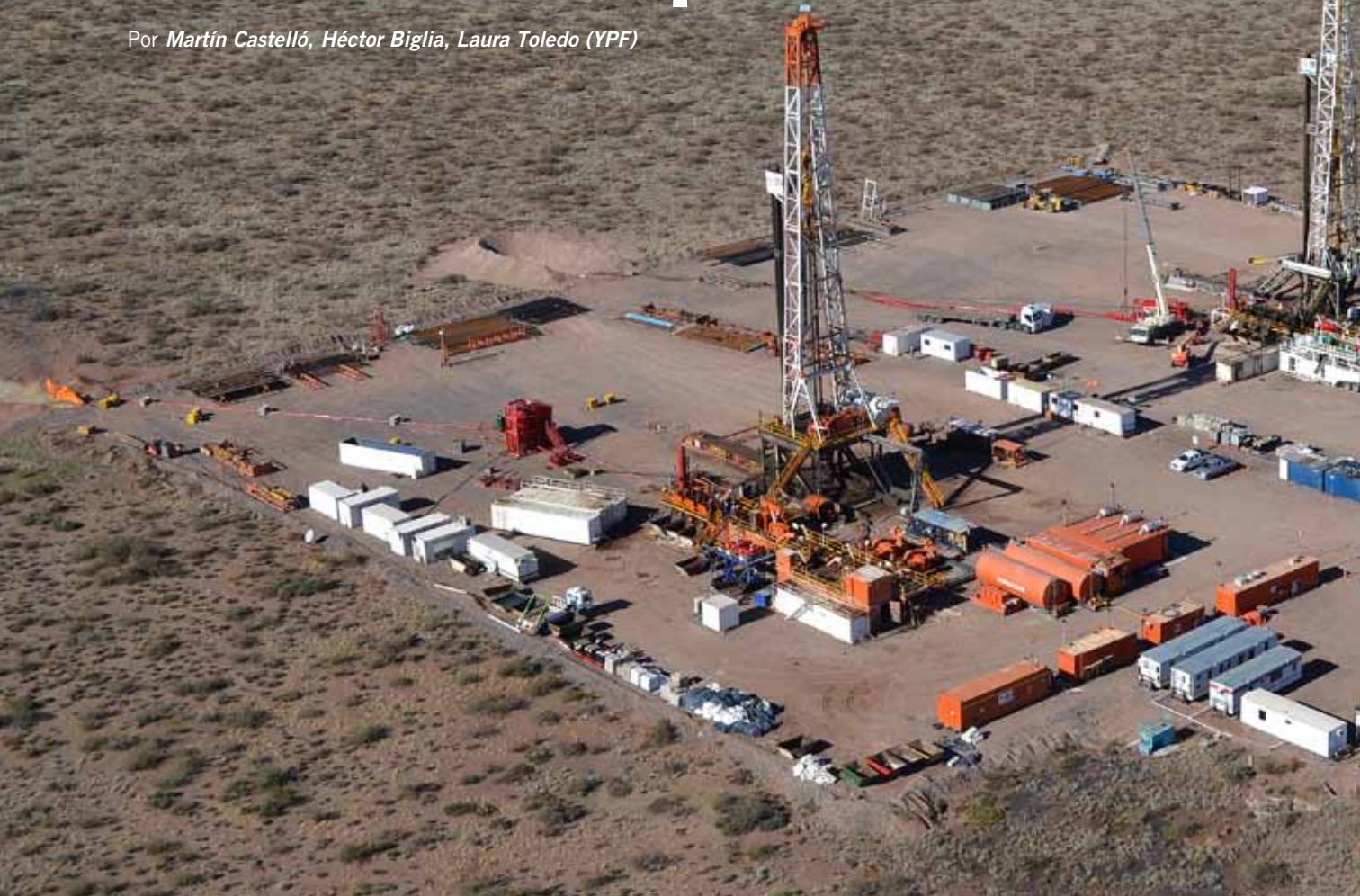
Scherz, Y., Pradhan, Y., Rainbolt, M. *et al.* (2020, July 20). Evaluating Primary-Infill Well Performance After Frac Mitigation Using Fracture-Type Diagnostics in the Midland Basin Wolfcamp Shale. SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. URTEC-2020-3114-MS. doi: <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-3114>

Desjardins P. *et al.* (2016, March). Estratigrafía Sísmica Regional. Chap. 2, 5 - 22. Book: Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. 1a ed. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).

Weimann, M. I., Martinez, C. L., Santiago, F. M. *et al.* (2018, August 14). Mexico Unconventional Recourses and Micro-Seismic Studies. SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium. SPE-191856-MS. doi: <https://doi.org/10.2118/191856-M>

Ocurrencia e intensidad de *frac-hits*, un modelo predictivo

Por Martín Castelló, Héctor Biglia, Laura Toledo (YPF)



En el NOC se presentan eventos de interferencia directamente proporcionales al aumento de densidad de los pozos. Aquí se plantea el control de estas interferencias con el fin de evitar mayores impactos.

Los eventos de interferencia observados en campos de petróleo y gas no convencionales son frecuentes y se multiplican a medida que la densidad de pozos aumenta (Figura 1). Particularmente la acumulación de presión en pozos productores por interferencias con fracturas hidráulicas vecinas (*frac-hits*) pueden resultar en problemas de integridad de las instalaciones y personas, problemas ambientales o impactos en la productividad de los pozos.

YPF desarrolló tempranamente un proceso integrado para el manejo de interferencias con el objetivo de asegurar la integridad de las personas e instalaciones y minimizar el impacto en las operaciones.

Este proceso de gestión se apoya en un modelo predictivo que identifica la población de pozos afectados por las



Para alcanzar este modelo predictivo se utilizó un flujo de trabajo que consta en tres pasos fundamentales: caracterización del fenómeno, análisis de datos y modelado.

Desde 2020 hasta la fecha, YPF realizó más de 14.000 etapas de fractura y se han registrado más de 7000 *frac hits*. En este intervalo el modelo pronosticó con éxito el 76% de los casos, con un 21% de falsos positivos y un 3% de falsos negativos.

Introducción

El término *frac-hit* en este trabajo se utiliza para referirse a anomalías de presión, temperatura o caudales de agua observadas en pozos productores vecinos a una operación de fractura. Estas evidencias indican una conexión hidráulica entre dos o más pozos, o bien una onda de presión transmitida por deformación en la roca a lo largo del subsuelo.

Las magnitudes de estos *frac-hits* varían entre pequeñas anomalías de presión casi imperceptibles hasta excursiones de varias decenas de kg/cm^2 observadas en las presiones de boca de pozo de los pozos productores. Asociado a estas anomalías de presión pueden observarse aumentos sensibles en los caudales de agua, descensos en la temperatura de línea y disminución en los caudales de gas.

La acumulación de estas variaciones de presión y caudales del pozo productor pueden constituir un problema de integridad de las instalaciones si no están preparadas para recibirlos.

Es importante conocer los mecanismos por los que se producen e intentar predecir los pozos en riesgo y su intensidad, ya que pueden traer problemas operativos con consecuencias severas, interrupciones en las operaciones de fractura e intervenciones de pozo y problemas ambientales.

Caracterización del fenómeno

El primer paso para intentar entender cualquier fenómeno o mecanismo es recopilar datos o hechos relevantes que permitan aplicar técnicas estadísticas y de ciencia de datos para obtener revelaciones acerca de su funcionamiento y mecanismos de acción.

Para ello se eligieron una serie de parámetros que resultan probablemente sensibles a la ocurrencia y magnitud de estos *frac-hits*, de acuerdo con las observaciones en campo, la experiencia de los especialistas de geocien-

fracturas planificadas para todo un período, así como su intensidad, lo que permite programar intervenciones en estos pozos para dejarlos en una condición segura.

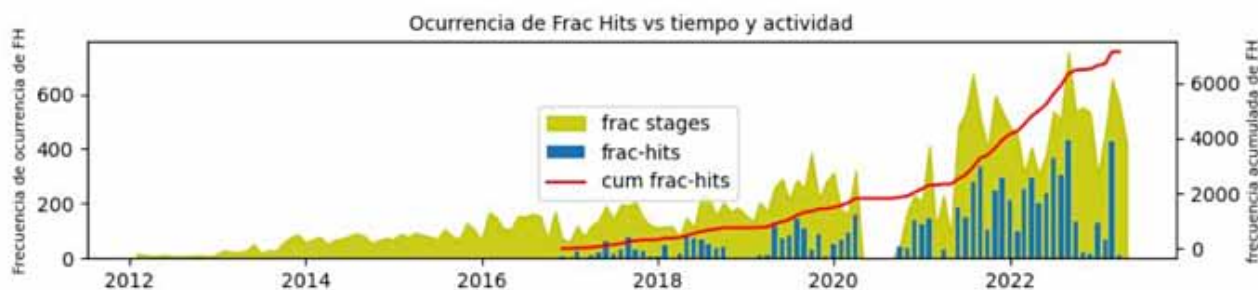


Figura 1. Distribución de la ocurrencia de *frac-hits* en comparación con el número de etapas ejecutadas por período.

cias y reservorios de YPF y la escasa bibliografía sobre el tema.

Se entiende por pozo padre al pozo productor que sufre el *frac-hit* y se denomina pozo hijo al pozo que está siendo fracturado y que genera la perturbación en el padre.

Sobre la base de estos criterios se confeccionó una base de datos con todas las relaciones de pozos hijos y padres potenciales de la historia de fracturas no convencionales de YPF y se las caracterizó estática y dinámicamente.

Las propiedades estáticas dependen únicamente de la posición de las etapas de fractura en el espacio de pozos padres e hijos mientras que las propiedades dinámicas reflejan la magnitud de la perturbación, si la hubiese.

Análisis de datos

Para comprender las principales relaciones que rigen la ocurrencia y magnitud de estos *frac-hits* se realizaron una serie de gráficos exploratorios que confirmaron algunas especulaciones y arrojaron luz sobre otras observaciones.

En la figura 2 podemos ver como la ocurrencia de *frac-hits* disminuye a medida que nos alejamos del pozo hijo. Las modas corresponden al distanciamiento entre ramas horizontales a distinto nivel (150 m) y a igual nivel (300 m).

Además, se observa una importante correlación entre la ocurrencia de *frac-hits* y el azimut 90° - 270° , medido

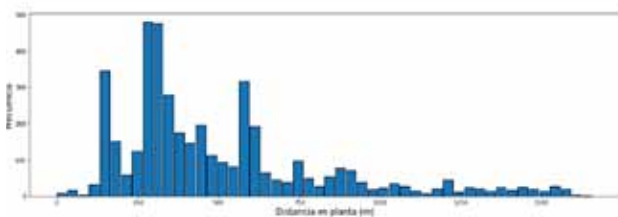


Figura 2. Histograma de frecuencias de *frac-hits* observados versus distancia entre *father* y *child*.

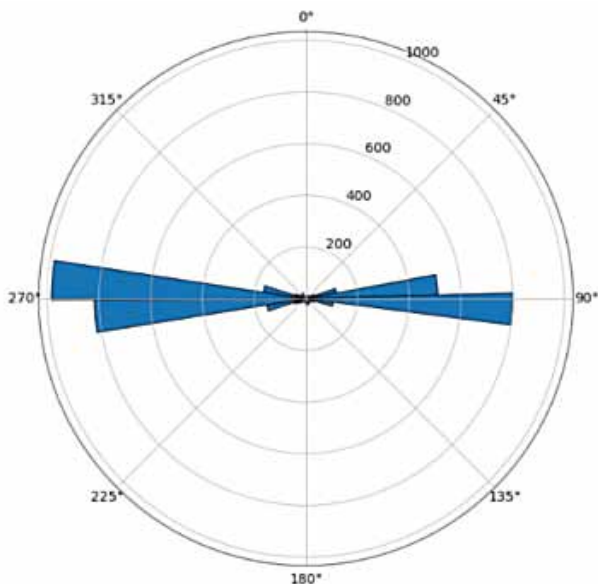


Figura 3. Diagrama de rosas de *frac-hits* observados versus azimut entre *father* y *child*.

como el ángulo respecto al norte del vector que forma la etapa de fractura del hijo con el padre (Figura 3). Esto es consecuente con el crecimiento preferencial de las etapas de fractura paralelo a la dirección del esfuerzo principal regional que es aproximadamente Este-Oeste en la cuenca neuquina.

Otro punto para destacar es el rol de los pozos “barrera”. Son pozos productores que se ubican entre el pozo hijo y el padre, y parecen amortiguar el impacto de los *frac-hits* en ocurrencia y magnitud. Se llegó a no observar *frac-hits* cuando existen seis o más pozos entre un *father* y un *child* (Figura 4).

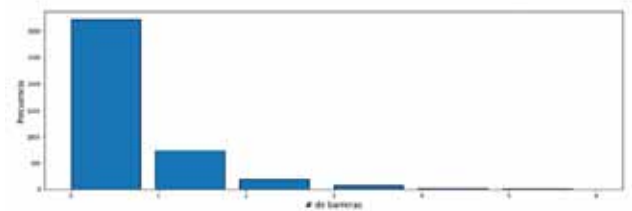


Figura 4. Histograma de frecuencias de *frac-hits* observados versus número de pozos barrera entre *father* y *child*.

Por último, es interesante como la distribución de magnitud de *frac-hits* muestra que la inmensa mayoría son incrementos pequeños del orden de algunos kg/cm^2 hasta unas pocas decenas, y son poco frecuentes intensidades mayores a los $50 \text{ kg}/\text{cm}^2$ (Figura 5).

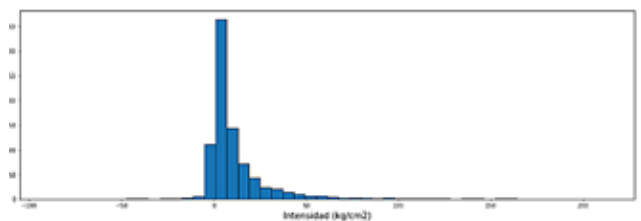


Figura 5. Histograma de frecuencias de *frac-hits* observados versus intensidad de *frac-hit*.

Modelado

Como una primera instancia se probaron distintos algoritmos de modelado como árboles de decisión, *random forest* y regresiones logísticas con el objetivo de modelar la ocurrencia de *frac-hits* para una porción de la base de datos.

La capacidad predictiva de estos algoritmos no fue buena; sin embargo, todos dieron consistentemente un peso relativo de variables que permitió acotar el universo a 5 variables principales: distancia, azimut, número de pozos barrera, nivel de navegación relativo y presencia de lineamientos estructurales (Figura 6).

El nivel de navegación relativo es una variable que compara los niveles de navegación de las ramas horizontales de los pozos padre e hijo y toma un valor cuando es igual y otro cuando es diferente.

La variable lineamiento da cuenta de la presencia o no de un rasgo estructural observable en el cubo sísmico.

De acuerdo con las observaciones mencionadas y la importancia relativa de variables, se confeccionó un sis-

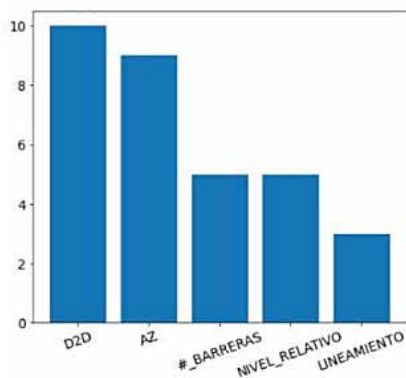


Figura 6. Importancia relativa de las variables arrojada consistentemente por los algoritmos de modelado.

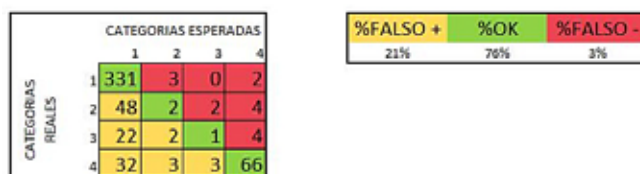


Figura 8. Matriz de confusión y composición de las métricas de performance del modelo predictivo.

sobrestimados y casos estimados correctamente.

Cada caso es un pozo padre afectado por una locación fracturada (Figura 8). Los indicadores %falso +, %ok y %falso - se computan como la suma de casos sobrestimados dividido el total de casos, la suma de casos correc-



Figura 7. Matriz de probabilidad/intensidad de frac-hit en función de la distancia y azimut.

tema de matrices que en función de la distancia y azimut considerado devuelve un valor de intensidad y probabilidad de ocurrencia de un *frac-hit* (Figura 7).

Luego estos valores se afectan por distintos factores en función de las otras tres variables auxiliares. Es decir que para el caso de una operación de fractura de un pozo hijo con 40 etapas de fractura y un pozo padre vecino, existirán 40 potenciales *frac-hits* cuyas probabilidades de ocurrencia e intensidades esperadas pueden obtenerse a partir de características estáticas fácilmente calculables (distancia, azimut, número de pozos barrera, nivel relativo) y un análisis geofísico (presencia de lineamientos).

Para terminar, obtendremos el incremento de presión final esperado (DWHPe) sumando cada incremento esperado individual (DWHPi) multiplicado por su probabilidad (COFHi).

$$DWHPe = \sum_{i=1}^n COFHi * DWHPi$$

Resultados

Se estableció un indicador para medir la performance del modelo el cual consiste en la clasificación de los pozos padres en cuatro categorías de riesgo en función de umbrales de presiones máximas. Estos umbrales de presión determinan distintas categorías de riesgo y decisiones operativas para enfrentarlas.

El indicador propuesto sale de una matriz de confusión en donde se encuentran las cuatro categorías de riesgo esperadas (pronosticadas por el modelo) *versus* las cuatro categorías de riesgo reales (tomadas de las observaciones de nuestra base de datos). De esta manera podemos fácilmente establecer casos subestimados, casos

tamente estimados dividido el total de casos y la suma de los casos subestimados dividido el total de casos, respectivamente.

Los casos subestimados representan riesgo de integridad, ya que pueden llevar a acumulaciones de presión peligrosas en los pozos padres, mientras que los casos sobrestimados representan un gasto innecesario en el acondicionamiento de estos pozos para recibir presiones más elevadas.

Conclusiones

Después de aplicar el modelo al pasado y hacer algunos ajustes, obtuvimos un modelo con 76% de pozos padres caracterizados con éxito. El otro 24% se divide en un 21% de falsos positivos, relacionados con inversiones innecesarias para asegurar las bocas de pozo, y un 3% de falsos negativos, relacionados con padres que acumularon más presión de la que pronosticaba el modelo.

Implementamos este modelo en nuestros procedimientos y con esta herramienta podemos predecir la población de pozos principales afectados para cada operación de fractura programada y el riesgo asociado. Con este conocimiento, podemos programar las intervenciones de boca de pozo necesarias para prevenir peligros en la superficie y obtener operaciones de fractura ininterrumpidas y seguras.

Esta información también es valiosa para ajustar el pronóstico de producción al considerar los días cerrados de los pozos principales afectados.

Cabe destacar que es un trabajo multidisciplinario que involucra geólogos, geofísicos, ingenieros de reservorios, ingenieros de producción, ingenieros de planificación, científicos de datos y desarrolladores de *software*.



Este trabajo busca transmitir el camino recorrido por la empresa en distintos yacimientos de *shale oil* y algunos de los aprendizajes capturados al momento acerca de la producción de este tipo de pozos.

Estrategias de producción en *shale oil*

La experiencia y el futuro de Pan American Energy en Vaca Muerta

Por **Mariano Ballarini y Gonzalo Pérez Cometto (Pan American Energy)**

En la década del veinte del siglo pasado, el geólogo estadounidense Charles Edwin Weaver describió en las laderas de la sierra de la Vaca Muerta, en Neuquén, una nueva roca generadora que en sus publicaciones posteriores bautizó “Vaca Muerta”.

En los años ochenta comenzó en los Estados Unidos el desarrollo del *shale oil* y *shale gas*, producción de hidrocarburos desde las rocas generadoras. Este desarrollo se impulsó en la década de 1990 gracias a técnicas perfeccionadas de fracturamiento hidráulico (*fracking*) mostrando que su explotación era económicamente rentable. Comenzaba el desarrollo de los recursos no convencionales, un verdadero cambio de paradigma dentro de la industria petrolera (Figura 1).

Esa ola no tardaría en llegar a la Argentina y es así que se comenzaron a realizar pozos exploratorios en la cuenca Neuquina en 2010 con objetivo a la Formación

Vaca Muerta, roca generadora local, muchas veces perforada pero atravesada para llegar a otros reservorios que eran otrora de principal interés comercial.

Este trabajo, con más de cinco años de experiencia en distintos yacimientos de *shale oil* de Pan American Energy (PAE), busca transmitir parte del camino recorrido, algunos de los aprendizajes acerca de la producción de este tipo de pozos y cuál es la visión de la compañía a futuro.

Desarrollo

Evolución y generalidades

El camino no convencional de PAE comenzó por 2012, dentro de la ventana *shale oil*, mediante dos pozos verticales con objetivos a la Fm. Vaca Muerta en el Yacimiento Lindero Atravesado (LA) ubicado a 40 km de la ciudad de Neuquén.

El pozo 1 se encontraba ubicado en la parte Oriental del yacimiento y el pozo 2 en la parte occidental, ambos eran verticales y con solo 2 y 3 etapas de fracturas cada uno, respectivamente, algo impensado hoy día donde los pozos son horizontales y con la mayor cantidad de etapas de fracturas, ya que logran generar una mayor zona estimulada (SRV, *Stimulated Reservoir Volume*, en inglés) y una producción sensiblemente superior (Figura 2).

Ambos pozos confirmaron la ventana de petróleo de Vaca Muerta, pero con potencial de desarrollo a futuro ya que para esos tiempos aún no se contaban con los recursos necesarios (perforadores, equipos de fractura, etc.) para explotar en forma masiva el shale en el país. Por otro lado,



Figura 1. Set de fractura en pozo *shale*, actividad de *fracking*.

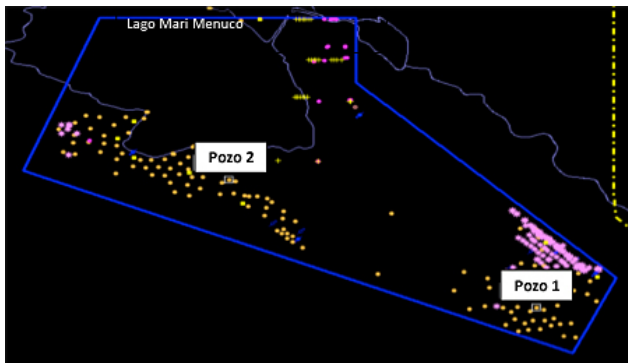


Figura 2. Ubicación de primeros pozos shale oil de PAE.

en 2013 comenzó un desarrollo intensivo y ambicioso de PAE, pero en otro tipo de no convencionales, el de los pozos tight gas, proyecto impulsado por el Plan Gas y donde PAE llegó a realizar más de 100 pozos en LA. Aún no era el tiempo del shale en PAE.

Un dato curioso, pero no menor de estos primeros pozos shale oil de PAE es que quedaron en producción mediante asistencia de gas lift, debido a que en la zona se encontraban en marcha desarrollos de petróleo convencional a la Fm. Quintuco con el mencionado sistema de extracción y sin existencia de Bombeo Mecánico en el yacimiento. Gracias a esta facilidad existente, ambos pozos se convirtieron en los primeros shale oil de la Argentina en ser producidos mediante gas lift como sistema de extracción, y PAE fue toda una pionera en el rubro.

Ya para 2017, PAE había adquirido la operación de

otros yacimientos con el objetivo de producir el shale en sus ventanas de Petróleo y de Gas seco. De esta forma se pasó de 509 km² a 1746 km² de porción en Vaca Muerta cuya extensión total es de 30.000 km², como para tomar dimensión del enorme potencial que esconde. Gracias a su generosa extensión en la cuenca, la superficie, o acreage, como se lo suele conocer en inglés para referirse al potencial de producción, debido a que está íntimamente relacionada a los recursos técnicamente recuperables.

Por su parte, en su cartera de yacimientos, PAE cuenta hoy con una superficie de 56% para la producción de shale oil como se puede ver en la figura 3.

Al momento de la presentación de este trabajo en las "1ª Jornadas Integrales de Desarrollo y Producción de Reservorios No Convencionales" bajo el marco de la AOG Patagonia 2022 organizada por el IAPG, PAE llevaba acumulados 65 pozos shale oil en sus distintas ventanas de bajo a mediano GOR (Gas Oil Ratio, en inglés, Relación Gas/Petróleo) y teniendo una evolución de producción como se muestra en la figura 4.



Figura 4. Evolución de Producción shale oil en los yacimientos de PAE.

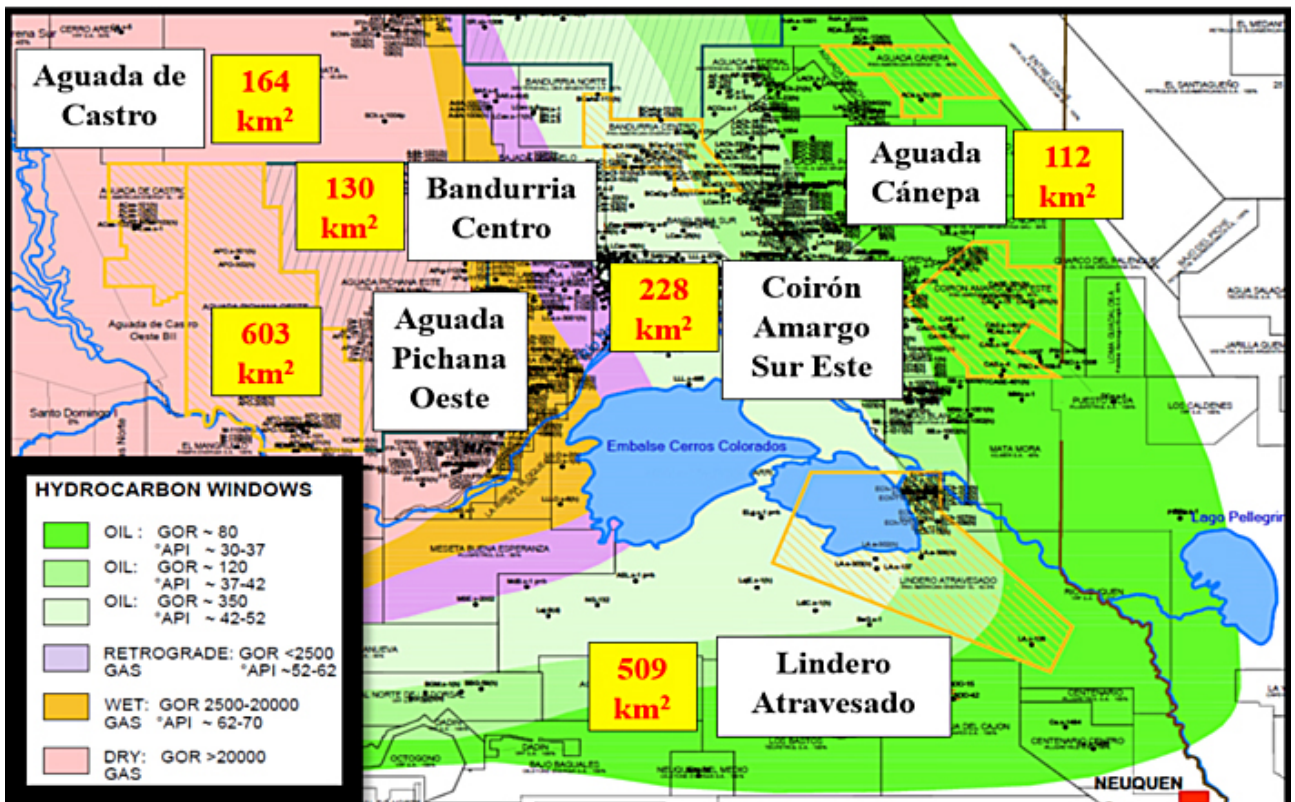


Figura 3. Yacimientos de PAE en la cuenca Neuquina y ventanas de hidrocarburos de Vaca Muerta.

La primera escuela dentro del desarrollo de *shale oil* fue el Yacimiento Bandurria Centro migrando a otros desarrollos, como Coirón Amargo Sur Este, Aguada Cánepa y sobre todo LA con el último desarrollo de la zona El Chañar, donde en 2022 entró en funcionamiento una Planta de Tratamiento de Crudo (PTC) luego de una inversión aproximada de 75 MMUSD y con capacidad de procesamiento de 20.000 barriles/día de petróleo, Lindero Atravesado vivió un nuevo resurgimiento de la mano del *shale oil* y llegó a ser el séptimo mayor yacimiento productor de *shale oil* (febrero 2023).

Actualmente se encuentra en construcción la PTC para la zona de CASE donde fue recientemente inaugurado el oleoducto Sierras Blancas-Allen, que permitirá potenciar la producción de *shale oil* de los yacimientos aledaños.

Esto también muestra la fuerte necesidad de importantes inversiones en instalaciones de superficie y oleoductos/gasoductos que permitan explotar los distintos yacimientos de Vaca Muerta y lleven a nuestro país a ampliar su capacidad productiva y exportadora de petróleo y gas como un recurso dinamizador de la economía argentina.

Asimismo, el aprendizaje en cuanto a la construcción de pozos (pasando de 1300 a más de 3000 m de rama horizontal), el mayor conocimiento y experiencia de producción de los horizontes productivos dentro de Vaca Muerta posicionan a Pan American Energy como una empresa privada líder en la operación de estos yacimientos no convencionales con un futuro aún más promisorio, mostrando una vez más, el fuerte compromiso de PAE en el desarrollo sostenible de la matriz productiva del país.

Estrategias de producción

Hay varias aristas por considerar a la hora de definir la mejor estrategia de producción dentro del *shale oil*, algunas comunes a desarrollos convencionales, pero otras más propias de los no convencionales, lo que obliga en estos casos a una mayor sinergia entre las distintas disciplinas (Reservorios, Perforación & Completación, Diseño & Construcción de Instalaciones, Ingeniería de Yacimientos, Operaciones, Integridad & Corrosión, etc.).

En cuanto a la vida de un yacimiento, en un área nueva, cualquier operadora comienza una etapa exploratoria con un alto nivel de incertidumbre, que luego de una etapa de delineación comienza a bajar hasta niveles mínimos en la etapa de desarrollo.

En ese trayecto no es solo el conocimiento del área y las secuencias dentro de Vaca Muerta (para simplificarlo, orgánico/cocina) lo que avanza, sino también las tecnologías y diseños para la construcción de pozos que impactan en su producción/curvas tipo y, por ende, en las estrategias de producción que deben ser constantemente revisadas y anticipadas.

Por otra parte, las instalaciones de superficie demandan un tiempo de construcción e inversión que pueden ser condicionantes a la hora de decidir la forma de producción temporal, sobre todo cuando ya requieren un sistema de levantamiento artificial. Pero no solo afecta

en esta etapa tardía, sino que las instalaciones pueden afectar incluso antes, cuando el pozo aún surge naturalmente, si la red genera una apreciable presión de línea que a su vez puede ser afectada por la topografía zonal.

Pero eso no es todo, el espaciamiento también puede tener impactos en cuanto a la producción. El espaciamiento en superficie, entre pozos, que suelen construirse de a varios en una misma locación o pad (en inglés), por lo general en línea y a poca distancia entre boca de pozos (desde 6 m en adelante), afectará a la elección de sistemas de extracción y futuras intervenciones (actividades en simultáneo o SIMOP como suelen referirse en inglés, para *Simultaneous Operations*).

También el espaciamiento en fondo puede afectar ramas horizontales muy próximas, pueden provocar un solapamiento de producción similar al de pozos *in fill* (o de aceleramiento), aunque es un efecto levemente buscado para garantizar el drenaje de zonas entre SRV.

Asimismo, esta potencial comunicación entre SRV en fondo entre pozos en producción y pozos que están siendo estimulados mediante *fracking*, y dada la naturaleza de las fracturas en volumen y presión para rocas *shale*, existe una potencial interferencia o *frac hit* (en inglés) que puede tener consecuencias variadas en la producción de los pozos, pero también en su integridad, lo cual debe ser tenido en cuenta para toda la vida productiva del pozo según como se desarrolle el yacimiento.

La forma de despresurizar los reservorios, SRV, creados artificialmente mediante las fracturas, suele impactar en su caudal y acumulada final (EUR, en inglés, *Estimated Ultimate Recovery*). Por ende, puede existir toda una estrategia basada en el DDM (en inglés, *Draw Down Management*) que dependerá de las políticas de cada compañía.

Por último, la disciplina *Flow Assurance* (en inglés, lo que sería Aseguramiento de Flujo, término acuñado gracias al *offshore* de Petrobras en décadas pasadas) también puede ser condicionante a la hora de determinar una forma de producción y recursos asociados. Sobre todo, en el petróleo de Vaca Muerta destaca la parafina como principal problema dentro de esta disciplina.

Y nunca dejan de influenciar algunos factores, como la experiencia en ciertos sistemas de extracción y/o disponibilidad de recursos y tecnologías asociados a ellos. Todo esto debe ser considerado a la hora de decidir la mejor estrategia de producción.

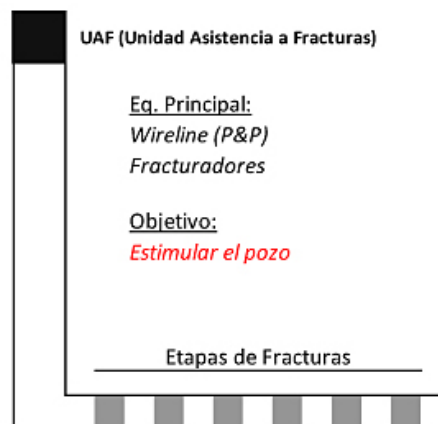


Figura 5. Etapa de completación de un pozo *shale oil*.

Etapa de surgencia inicial

Las terminaciones de pozos no convencionales en la cuenca suelen ser del tipo *Rigless* (en inglés, es decir sin equipo de *workover*). Luego de perforado el pozo ingresa un equipo que se conoce como UAF (Unidad de Asistencia a las Fracturas) donde se suelen realizar las distintas fracturas en general con la técnica Plug & Perf (Tapón/Punzado) con el empleo de un equipo de wireline y fracturamiento hidráulico entre etapas usando el set de fracturas (Figura 5).

Luego, el equipo a cargo, UAR (Unidad de Asistencia Rigless), se encarga de la etapa final donde se rotan los taponos (o no, según el tipo) y se limpia el pozo hasta su punto más lejano en la horizontal removiendo arena principalmente a través de un equipo de *flow back* en superficie (Figura 6).

Este tipo de completaciones logró optimizar los recursos y costos de terminación de pozos no convencionales y se realiza a través del casing que entubó previamente el perforador. Luego viene la puesta en producción que suele darse como etapa de surgencia a través del mismo casing, sin bajar una sarta de producción adicional, como tubing.

El hecho de no bajar sarta de producción (adicional al casing) desde tiempo cero, mejora el *cash flow*, ya que adelanta el tiempo de puesta en marcha. Desde el punto de vista de sistema de levantamiento de produc-

ción, los pozos suelen comenzar con suficiente energía (aprox. 5000 psi en boca) sin necesidad de una sarta de velocidad. Desde el punto de vista económico, realizar una inversión en forma anticipada pero sin necesidad de hacerlo es contraproducente para el VAN (Valor Actual Neto o VPN, Valor Presente Neto) del proyecto.

Solo se justificaría una bajada inicial de sarta en casos donde escasee el recurso de WO y haya que aprovechar su ventana disponible, o bien si hay motivos de integridad del casing, ambos descartados en general para el *shale oil* de Vaca Muerta al menos en yacimientos de PAE.

Política de despresurización (DDM)

Los pozos *shale*, como se mencionó antes, son afectados en cuanto al grado de despresurización, ya que aperturas bruscas pueden afectar el diferencial de presión entre la matriz y la SRV y sobre todo entre la SRV y el pozo en sí. Diferenciales muy altos provocan un flujo del agente sostén (arena de fractura) y se puede empaquetar prematuramente la zona aledaña al pozo, disminuyendo su transmisibilidad y por ende generando un daño, ya que la permeabilidad sería sensiblemente reducida.

En PAE el criterio adoptado busca un balance entre el cuidado de la SRV y el aporte económico de la producción para maximizar en estos límites la recuperada final. Este concepto se encuentra explicado en el paper



Figura 6. Vista aérea de la completación de un pozo *shale oil*.

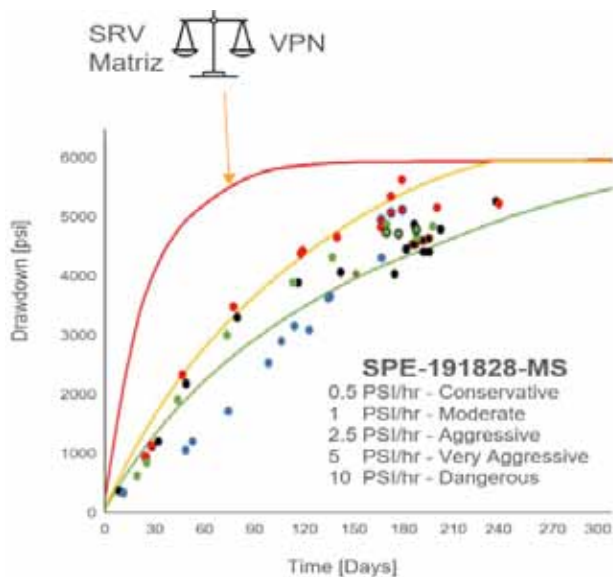


Figura 7. Estrategias de manejo de la despresurización (DDM).

SPE-191828-MS “Drawdown Management Optimization from Time-Lapse Numerical Simulation” que es de referencia para varias operadoras de la cuenca, con algunas modificaciones en el seguimiento de producción. En la figura 7 se muestra una estrategia agresiva (curva roja), moderada (curva amarilla) o conservadora (curva verde), el target es el seguimiento moderado de la producción.

Podrían existir otras estrategias también válidas, por ejemplo, desarrollar un área mínimamente y lo más rápido posible para venderla luego (no es común en el *shale* de nuestra cuenca) o en determinados contextos hacer pesar el VPN (para, por ejemplo, apalancar el desarrollo de nuevos pozos con mayor *cash flow*) lo que llevaría a acelerar las aperturas de pozos *shale*. Sea cual fuere la decisión, debiera ser un compromiso asumido a nivel cross de la compañía, sobre todo desde el área de Reservas por el impacto que pudiera ocasionar en la recuperada final del pozo, pero también respecto de otras áreas, con el fin de asegurar que se encuentren preparados para recibir esa producción (y agua asociada) y adelantar el sistema de extracción.

Prolongación de la surgencia

Para producción de pozos de gas, la disciplina *Gas Well Deliquification* indica varias técnicas previas al sistema de extracción como etapas donde se maximiza la energía del reservorio prolongando la surgencia del pozo

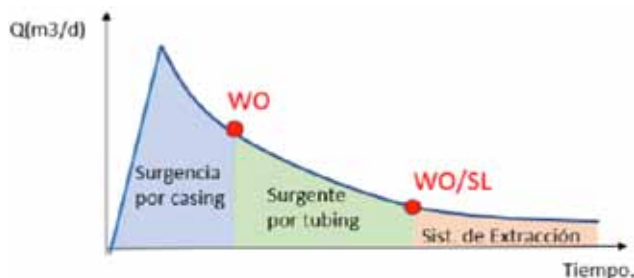


Figura 8. Estrategia de bajada de sarta en PAE.

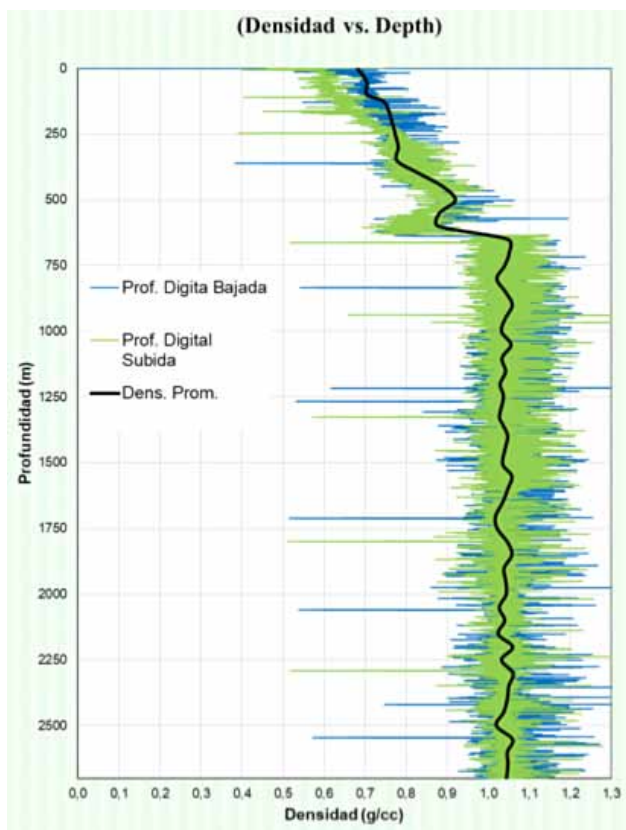


Figura 9. Gráfico de densidades aparentes en pozo con problemas de carga líquida.

que suele ser el período con menor complejidad y costos operativos.

Un concepto similar puede aplicarse en pozos *shale oil* donde se comienza, como vimos previamente, con una etapa de surgencia por casing. Esta etapa de surgencia por casing podría prolongarse hasta el sistema de extracción o bien, como se adoptó en PAE, tener una etapa de bajada de sarta de producción a modo de *velocity string* (como se visualiza en pozos de gas) (Figura 8).

La razón de la bajada de sarta de producción radica en lo siguiente: a medida que se despresuriza la SRV, merma la energía del sistema y los fluidos más densos (agua/petróleo) tienen dificultades de ser removidos, como consecuencia se produce cierta acumulación y, por ende, una contrapresión en fondo que disminuye el aporte desde la SRV y genera una declinación más notoria.

Esta segregación de fases puede detectarse mediante un gradiente de presión (a correr con un *slickline*, equipo de alambre) con cuyos datos puede elaborarse un gráfico de densidades aparentes como se muestra en la figura 9.

Al bajar la sarta de velocidad, por lo general una sarta de tubing colgada desde superficie (y con un diseño que permita adoptar un sistema de extracción futuro), se logra una mejor remoción de los líquidos estabilizando la columna como se muestra con la figura 10, que corresponde al pozo anterior pero luego de la bajada de tubing.

Desde otro punto de vista, y con mayor precisión, la aproximación podría hacerse desde análisis nodal buscando una separación entre la curva de levantamiento (VLP) con y sin tubing. La merma de producción debiera

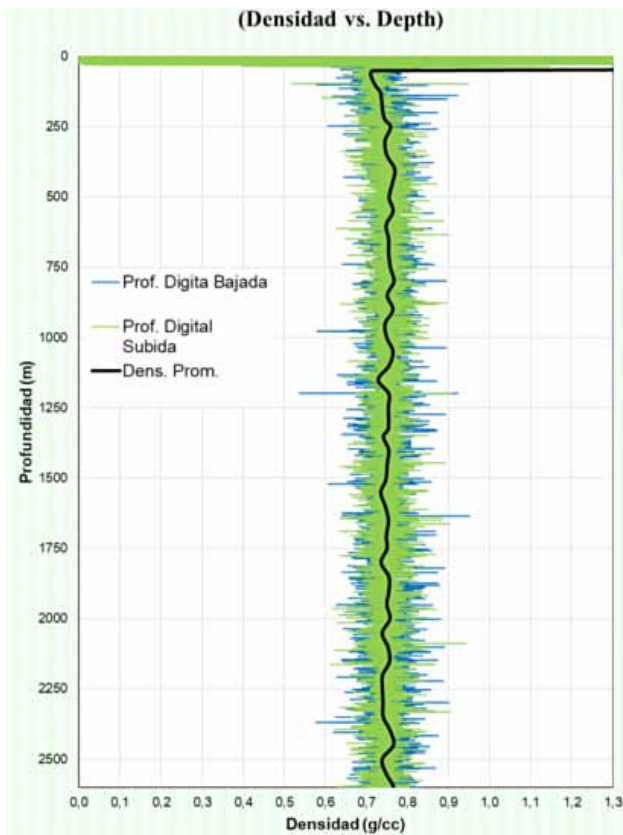


Figura 10. Estabilización de la columna con sarta de tubing bajada.

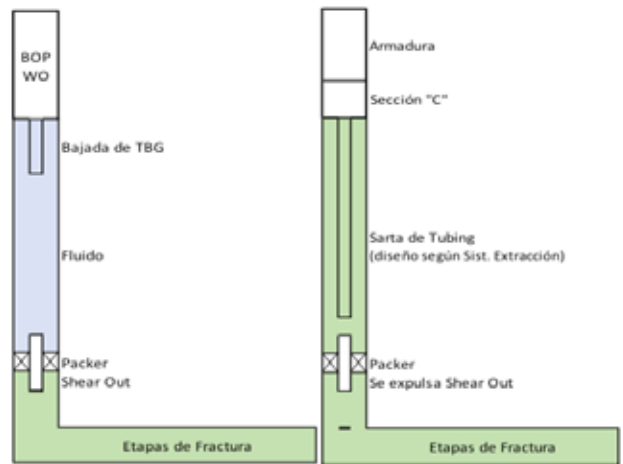


Figura 12. Típica intervención de bajada de sarta de tubing.

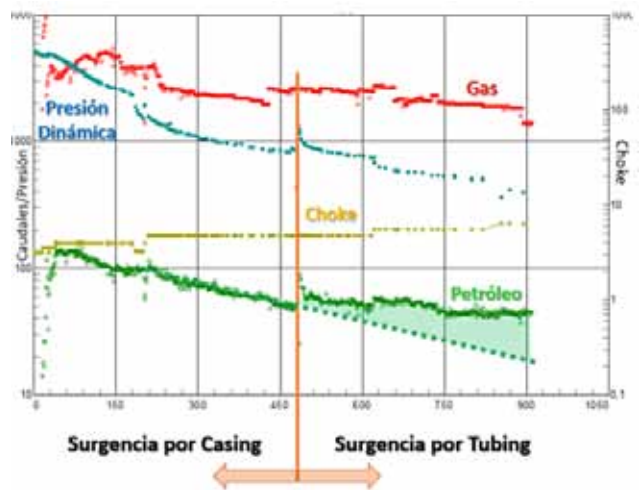


Figura 13. Efecto en producción de la bajada de tubing.

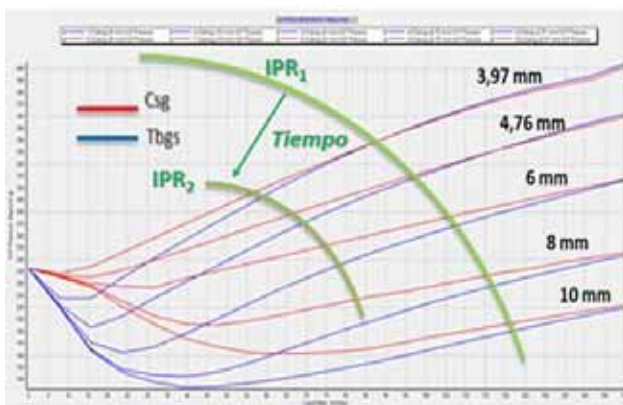


Figura 11. Ejemplo de análisis nodal.

ser tal que justifique económicamente la intervención del pozo para bajar su sarta (Figura 11).

La intervención para bajada de tubing no requiere el ahogue del pozo, ya que se puede bajar con *wireline* (equipo de cable) un conjunto de packer con un tapón (*shear out*), luego completar el pozo y hacer el agregado del cabezal para colgar tubing y con equipo de WO bajar la instalación de tubing. En todo momento el pozo contará con dos barreras durante la intervención (Figura 12).

En la figura 13 se muestra el efecto en delta de producción (área verde) de la bajada de sarta de tubing que, desde una perspectiva económica, puede verse como un proyecto de aceleración.

Asimismo, existen otras técnicas para prolongar la surgencia, como el ciclado de pozos, donde se cierra el



Figura 14. Plunger lift en shale oil de PAE.



Figura 15. Ciclado de pozos en Lindero Atravesado con EHC de MMI.

pozo para permitir el recupero de presión y se abre controladamente hasta cumplir ciertos parámetros, como tiempo/presión (pozo/línea).

El ciclado puede ser realizado sin o con pistón (como un *plunger lift*), pero a diferencia de un pozo de gas, estos pozos son de líquidos y, por eso, no existe un by-paseo del gas pronunciado y que disminuya la efectividad del barrido. Por lo tanto, el uso del pistón se prioriza en casos donde se use como método de remoción de incrustaciones inorgánicas y/o deposiciones orgánicas (por ejemplo, parafinas).

Existen amplia variedad de productos y algoritmos de control para automatizar el ciclado de pozos, desde los equipamientos convencionales de *plunger lift* hasta unos desarrollos como el de MMI (Motomecánica Innovación), donde solo hay que reemplazar el interno del choke por un kit *on-off* sin modificar el puente de surgencia. Esto ha sido probado e implementado por PAE en el Yacimiento Lindero Atravesado con muy buenos

resultados (Figura 15).

La presión de línea, al igual que en pozos de gas, puede jugar en contra del tiempo de surgencia. Presiones considerables de línea pueden deberse a limitaciones en la red de superficie (diámetros de líneas, distancias, etc.) pero también a topografías con gran desnivel. Cualquier modificación de superficie, por ejemplo, un loop en una cañería o cambiar de punto de captación un pozo puede redundar en un descenso de la presión de captación de los pozos y su prolongación de surgencia.

Cuando esto no es posible y hay que convivir con el problema, aún existen alternativas para reducir la presión de línea a través de bombas multifásicas, salvando las distancias y a riesgo de ser repetitivos, como el caso de la compresión en pozos de gas.

Un pozo *shale oil* de PAE resultó quedar alejado de la EPF (*Early Production Facility*), estación de captación inicial, a 13 km y con una topografía ascendente como se muestra a continuación lo que provocaba una presión de línea del orden de 30 kg/cm² (Figura 16).

Como el desarrollo de esa zona iba a estar postergado al momento, se resolvió realizar un piloto de montaje de una bomba multifásica PCP superficial de la empresa Netzsch. Se comenzó una prueba con un portacupones para seleccionar el elastómero indicado para el petróleo de Vaca Muerta (con alto contenido de aromáticos) y luego se realizó el montaje y la puesta en marcha, se logró reducir considerablemente la presión de línea (hasta 10 kg/cm²) con un leve ganancial de petróleo, pero principalmente verificando que es posible prolongar la surgencia. Los resultados se esperan concluir con mayores detalles este año en curso (Figura 17).

Si bien no es común en pozos de petróleo, en PAE se realizó un piloto de espumígenos para un pozo de shale oil que ya tenía un largo período de surgencia y previo a convertirlo a bombeo mecánico. Este pozo prácticamente tenía nula producción de agua, pero una acumulación de agua en fondo detectable mediante gradiente de presión.

Una vez testeados los productos químicos mediante ensayos de laboratorio, se resolvió realizar la prueba con un producto de la cartera Bolland (Pecom) para lo cual se



Figura 16. Topografía y ducto de pozo *shale oil* con elevada presión de línea.



Figura 17. Montaje de PCP Superficial de Netzsch en pozo shale oil de PAE.

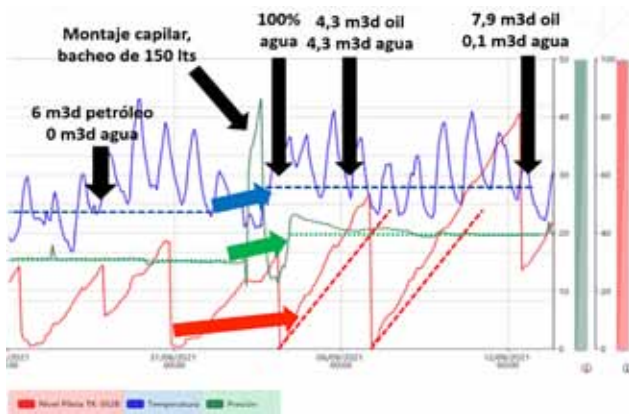


Figura 18. Mejora en producción tras piloto de espumígeno en shale oil.

bajó un capilar hasta la punta de tubería buscando que el cambio de sección y de velocidad ayuden en la agitación del producto con el fluido del pozo.

Los resultados, luego de comenzar la dosificación, fueron satisfactorios, permitieron desalojar el taco de agua de fondo. El pozo luego quedó con un 31% más de producción de petróleo como puede verse en la figura 18.

El piloto permitió concluir que el espumígeno es una opción viable para prolongar la surgencia en pozos shale oil. A futuro se evaluarán opciones sin capilar para estudiar el impacto de tratamientos bullheading que serían más económicos.

Por último, puede existir un efecto positivo de estirar la surgencia para el momento del enganche del sistema de extracción, sobre todo en bombeo mecánico donde, caso contrario al momento de comenzar la operación del aparato de bombeo, la operación se puede volver compleja con un pozo en estado semi surgente. Además, y no menor, postergar la inversión del sistema de extracción puede ser económicamente más rentable.

Flow Assurance

Esta disciplina cobra vital importancia en el desarrollo de *shale oil* porque no considerarla en etapas iniciales de forma apropiada puede tener elevados impactos en costos operativos posteriores. Pueden existir distintos tipos de problemáticas asociadas como se muestra en la figura 19, pero en el shale oil de la cuenca hay dos que se repiten, parafinas y emulsiones.



Figura 19. Variedad de problemas encontrados en yacimientos shale oil de Vaca Muerta.

Existen una variedad de herramientas para tratar estos problemas, desde productos químicos, remociones mecánicas y otros métodos de transmisión de calor donde aplique.

Las emulsiones pueden dificultar el transporte de fluidos y la separación de fases, esto último dificulta algo tan básico y necesario como es la medición de pozos. Su tratamiento suele estar asociado al uso de desmenuzante apropiado.

En el caso de las parafinas, su formación depende principalmente de la temperatura, según la cadena de petróleo, en determinado punto se comienzan a formar los cristales y sobre los mismo se continúan nucleando, lo que se conoce en inglés como WAT (Wax Appearance

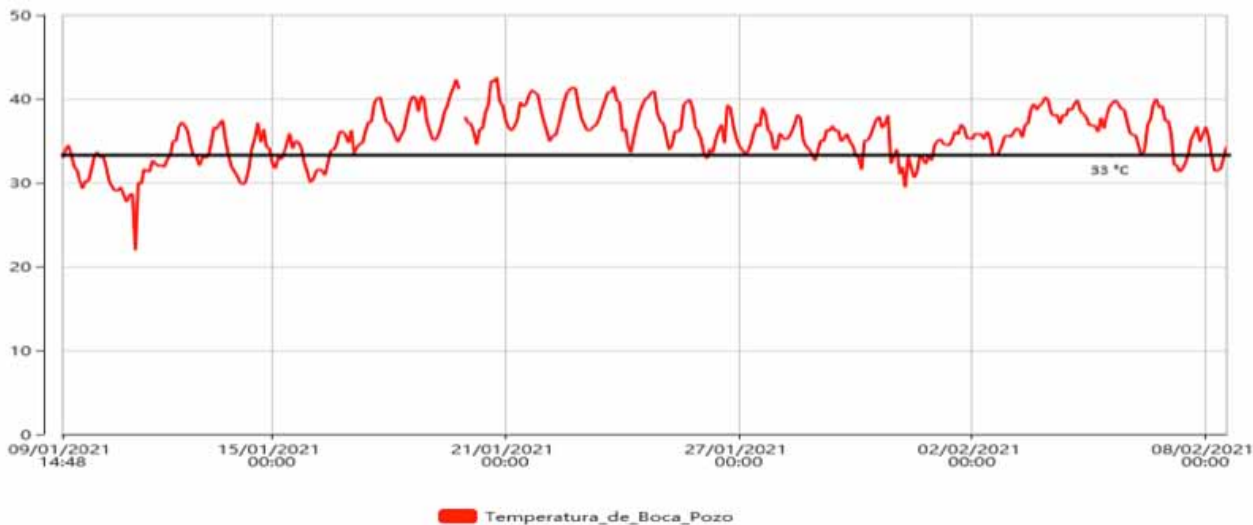


Figura 20. Temperatura de boca en pozo con calentamiento de *gas lift* (WAT, línea negra).

Temperature). Este valor en nuestra cuenca puede ir de temperaturas alrededor de 40 °C hasta muy bajas temperaturas.

Si se considera el camino del petróleo desde la SRV hasta su punto final en superficie, en todo el trayecto va intercambiando calor y perdiendo temperatura, por lo que es muy probable que podamos encontrar formación de parafinas en líneas e incluso dentro del mismo pozo. A su vez, en la vida productiva del pozo, el caudal inicial es alto y en general con un alto corte de agua, luego va disminuyendo su caudal y corte, lo cual también conduce a condiciones que favorecen la formación de parafinas.

Empíricamente hemos notado que en nuestros yacimientos el problema de parafinas es casi nulo en donde el GOR es muy bajo, aumentando en gravedad a medida que aumenta el GOR.

A esto hay que sumarle a veces condiciones externas, como en el sistema de extracción gas lift, donde se inyecta gas (por lo general por anular del tubing-casing) y para ello, el gas se regula en superficie donde se produce el efecto Joule-Thompson que enfría el gas al expandirse por la restricción y transmite este gas más frío al interior del pozo, actuando el tubing como un intercambiador de calor.

Este efecto lo hemos experimentado en los pozos de gas lift de la zona de Bandurria Centro donde del método de remoción mecánica con cepillo (bajado con slickline) pasamos a calentar el gas inyectado con buenos resultados. El uso de tratamientos químicos (inhibidores/dispersantes) no ha dado buen resultado al momento, si bien se siguen haciendo pruebas (Figura 20).

Dentro de las remociones mecánicas se han probado herramientas para slickline que, en teoría, derriten la parafina mediante una resistencia que se alimenta de una batería. Nuestros resultados en varios pozos no han sido los esperados y también se ha probado el uso de tubings recubiertos por epoxi pero no han logrado reducir la pérdida de calor como era supuesto.

En bombeo mecánico, el uso de sarta superior con varillas centralizadas y rotador ha demostrado ser un buen método para mantener limpio el tramo superior del tubing, si es necesario agregar calor circunstancial-

mente a través de unidades de hot oil, o bien como se ha implementado en algunos pads, con líneas que permiten calentar un pozo usando la producción de su vecino.

Ya sea para tubing como para momentos donde se tiene el sistema de extracción dentro de ese tubing, se ha descartado el uso de capilares a fondo y de cintas calefactoras, debido a malas experiencias en la cuenca por la pérdida de integridad del empaque en el cabezal superior. Internamente, nuestros expertos de integridad han evaluado distintos empaques, pero han desaconsejado sus usos por el momento a la espera de que dichas tecnologías y diseños evolucionen.

Como se mencionó, en la etapa de prolongación de surgencia existe el problema de parafinas, una buena práctica que hemos encontrado es el uso de pistones de plunger que rascan el tubing en cada ciclo.

En líneas de superficie, los tratamientos van de lo clásico, calor más químicos y lanzamiento de chanchos (pigs).

Esta disciplina merece ser constantemente revisada en pos de continuar experimentando con nuevos productos/tecnologías o los mismos aplicados de otra forma y que permitan mejores resultados a menores costos.

Bombeo mecánico

En PAE el bombeo mecánico representa hoy aproximadamente el 64% de los sistemas de extracción, de un total de +4500 pozos con ese sistema, sobre todo en convencionales. Es de por sí un sistema bastante conocido en la compañía por la vasta experiencia en Golfo San Jorge, pero en no convencionales debió sufrir unas ligeras modificaciones.

Como mencionamos, para el tratamiento de parafinas, se debió agregar un tramo centralizado de varillas en la parte superior con un rotador de varillas no por problemas de desviación sino netamente con el objetivo de asegurar el flujo.

Por otra parte, en zonas de mayor GOR fue necesario agregar una válvula de contrapresión (BPV en inglés, back pressure valve) en directa para favorecer el cierre de la válvula viajera y en anular en algunos pozos hemos implementado un choke fijo, debido a que en los mo-

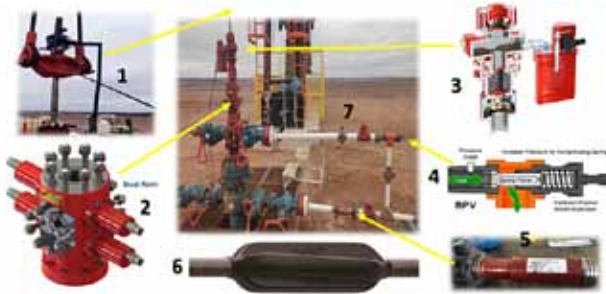


Figura 21. Componentes principales de un bombeo mecánico en shale oil.

mentos de enganche con el pozo semisurgente podían experimentarse surgencias de elevada intensidad por anular que tendían a cerrar las válvulas de seguridad de superficie.

En cuanto al *stuffing box*, se mantuvo el sistema de empaquetaduras con el tacho colector, pero se agregó una flapeta de accionamiento ante potenciales cortes de vástagos.

El cambio fundamental se dio en los ratigan, donde se pasó a un diseño del tipo BOP de varillas de alta presión, comúnmente conocidos como *rod lock* (aunque no todos los diseños cumplen con la función de poder sostener la sarta).

Este diseño, en nuestro caso de accionamiento manual de RAMs (si bien existen de accionamiento hidráulico), es útil para asegurar los pozos ante interferencias de fracturas de pozos vecinos, situaciones donde el pozo productor puede ver incrementada su presión hasta valores cercanos a los que tuvo originalmente en su puesta en marcha y representa un desafío desde el punto de vista de integridad.

El diseño de PAE típico consta de tres RAMs, uno de ellos se usa operativamente para el cambio de empaquetaduras y ante cada aseguramiento se prueba la integridad de los sellos con 8000 psi (80% del rating).

Otra modificación para los bombeos mecánico cuando sufren frac hit, es la conexión en anular de un puente de alta presión que se utiliza para despresurizar la línea el



Figura 22. Unidad de bombeo mecánico Modelo Maximizer (Weatherford).

pozo a la hora de reanudar su puesta en marcha cuando cesan las interferencias.

A continuación se muestran las partes principales de la configuración optada en los bombeos mecánicos para shale oil de PAE: 1) rotador de varilla (se muestra el mecánico, sin cables, de la empresa Daltec que hemos probado con muy buenos resultados); 2) conjunto BOP de Alta Presión 10 kPSI, por lo general del tipo rod lock (habiendo probado de NOV y Apergy); 3) stuffing box con dispositivo ecológico y flapeta por cortes de vástago; 4) BPV; 5) orificio fijo para anular; y 6) sarta superior con centralizadores (en este caso se muestran las de Tenaris, modelo Helix especiales para remoción de parafinas) (Figura 21).

En cuanto a aparatos de bombeo mecánico, la unidad seleccionada para nuestros pozos fue el modelo Maximizer de Weatherford, ya que permite una generosa separación a la boca de pozo y mayor facilidad de intervenciones posteriores con equipo de pulling (Figura 22).

Respecto del motor estandarizamos el uso de motores de imán permanente (también de Weatherford) por el compromiso de PAE en reducción de consumo energético, ya que han mostrado reducciones del orden de 15% frente a un motor convencional de inducción. Este típico se complementa, además del ya estándar controlador (*Pump Off Controller*), con el uso de Variadores de Frecuencia (VDF) que facilitan la regulación de régimen (GPM; golpes por minuto) y mantenimiento al no tener poleas (Figura 23).



Figura 23. Pump Off Controller y VDF.

También hemos tenido oportunidad de probar unidades de bombeo hidráulico para prever situaciones de bocas de pozo cercanas entre sí, lo cual ha demostrado que es una excelente opción para facilitar el montaje en esos casos (Figura 24).

Es de destacar que se debe prever bien la altura de los cabezales, ya que, en algunas situaciones, debido al agregado puntual de otra sarta de casing intermedia, los puentes de bombeo mecánico pueden quedar más elevados y deban requerir un buen soporte, para ello existen en el mercado alternativas de bases metálicas que hemos probado con éxito y dan mayor seguridad frente al relleño convencional.



Figura 24. Unidad de bombeo hidráulica.

Gas lift

Este sistema de extracción como cualquier otro tiene sus ventajas y desventajas. Como principal desventaja se encuentra el costo de inversión para instalaciones de superficie, sobre todo compresión y tratamiento.

Como ventajas es un sistema más sencillo de operar y puede cubrir un rango variable de producción, desde gas lift continuo en etapas de surgencia hasta gas lift intermitente en etapas de producción tardía. Asimismo, la sarta de gas lift se baja con la intervención de bajada de WO y luego, por lo general, solo se interviene con slickline y puede contar con el mismo rating de alta presión de sus cabezales.

En los *shale oil* de PAE contamos con casi un 50% de pozos produciendo con este sistema de extracción frente al bombeo mecánico, esto se debe a que en el desarrollo temprano de Bandurria Centro ya se disponía de instalaciones que permitieran la compresión e inyección de gas, pero no así de electrificación en yacimiento ni disponibilidad de recursos de pulling ni de montajes de AIB's. Además, el expertise operativo de *gas lift* era mayor en la UG Neuquén frente al de bombeo mecánico gracias al desarrollo histórico de Lindero Atravesado.

Actualmente se avanza en la automatización de las válvulas de regulación de *gas lift* con el cambio de regu-

ladores manuales a válvulas motoras eléctricas que permitan regulación remota (y a futuro autoregulación con parámetros de presión y/o caudal objetivo). Estas válvulas permitirán su uso tanto en *gas lift* continuo como intermitente y anexarle el uso de pistones para realizar los ciclados, como un *plunger lift* asistido por gas.

Aprendizajes y desafíos

PAE ha transitado en forma exitosa el desarrollo de la producción de *shale oil* en Vaca Muerta gracias a un sólido modelo corporativo de gestión de la operación que ha permitido ir mejorando y experimentando nuevas prácticas para lograr la mejora continua.

Se han podido implementar técnicas que han prolongado la surgencia natural de este tipo de pozos, mejorando el proceso de ciclados (con y sin pistón) y hasta el uso de espumígenos y bombeo multifásico en superficie.

Se ha logrado una experiencia de sistemas de extracción variada sobre todo en *gas lift* y bombeo mecánico incorporando tecnologías para mejorar la operación y reducir el consumo energético.

No obstante, aún restan muchos desafíos para lograr una operación cada vez más optimizada para lo cual existen planes de incorporación de tecnología de punta en el manejo de la información, análisis de datos y otras tecnologías y sistemas que permitan operaciones más simples y económicas, claves para competir contra yacimientos similares en producción (sobre todo de Estados Unidos).

El grupo PAE tiene el compromiso de impulsar la producción de energía en nuestro país, como es el caso del desarrollo de Vaca Muerta y con un fuerte compromiso del desarrollo sustentable y sostenible de las economías regionales.

Invitamos a los lectores a seguirnos en las redes sociales para conocer más sobre PAE y sus actividades: www.pan-energy.com/sobrepae

Agradecimientos

Agradecemos al equipo del IAPG/Petrotecnia por permitirnos este espacio para compartir nuestras experiencias, también hacemos extensivo el agradecimiento a PAE y todo su personal de distintas áreas y contratistas (en especial Manpetrol), los verdaderos miembros de este gran equipo de trabajo que permitió que esta publicación sea posible.

Bibliografía

- <https://www.pan-energy.com/>
- <http://www.shaleenargentina.com.ar/vaca-muerta>
- <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta/historia>
- Crespo, P. A. y S. Cuervo. Drawdown Management Optimization from Time-Lapse Numerical Simulation. Paper presented at the SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Neuquén, Argentina, August 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/191828-MS>
- + Manual de Ingeniería de Yacimientos de PAE.



Los nuevos paradigmas laborales de los jóvenes profesionales

Por *Redacción de Petrotecnia*

Los principales desafíos que los recién llegados al sector plantearon en la jornada JOG y que modifican la visión de cómo se trabaja en el oil&gas.

Buscando inyectar una nueva impronta en la industria, los nuevos profesionales del IAPG ya van por su sexta edición de la Jornada JOG, Jóvenes Oil&Gas, en el marco de la AOG Patagonia, destinada a las generaciones de profesionales que recién se inician, así como a estudiantes universitarios y recién graduados y, por qué no, apuntando a mostrarles el panorama de la Energía a los estudiantes de colegios secundarios como opción de carrera.

Para eso son estas jornadas, dedicadas a los temas que hoy le interesan a este rango etario –Sustentabilidad, Desarrollo de carrera, Innovación y Tecnología–, desde una visión también joven, ya que se trata de los miembros de



la Comisión de Jóvenes Profesionales del IAPG, quienes eligen los temas, los oradores y las preguntas que luego en la Jornada harán a estos expertos.

Estos encuentros que generalmente convocan a cientos de asistentes, comenzaron en la Argentina Oli&Gas Expo (AOG) de Buenos Aires, pero que ya se extendieron a cada AOG que realice el IAPG, y de ellas participan los grupos de distintas seccionales que confirman las comisiones: Buenos Aires, Comodoro Rivadavia (Seccional Sur), Neuquén (Seccional Comahue) y Mendoza (Seccional Cuyo).

En esta ocasión, además de los temas de actualidad, se sumó un bloque social que apunta a la inserción laboral, que en este caso es Diversidad, y también a nuevas modalidades de trabajo y a las iniciativas que están realizando las compañías que forman parte del sector, así como de los perfiles y los conocimientos que precisan y buscan las empresas en cuanto a los nuevos profesionales que van a ingresar.

En ese sentido, la generación de espacios como las jornadas profesionales es vista como muy importante, puesto que así busca generar una transición más armónica entre lo que es la universidad y los conocimientos que esta ofrece y lo que se está trabajando hoy en día en las empresas; ese es el desafío para los estudiantes que van a entrar en la industria o para aquellos que trabajan en otras, es decir, las modalidades de trabajo y el contexto, para que una vez que ingresen entiendan cómo es el manejo y puedan desarrollar sus tareas.

La 6ª Jornada de Jóvenes Oil & Gas contó con cuatro bloques (que se pueden ver en el canal de YouTube del IAPG: <https://youtube.com/playlist?list=PLpM9uYBd1UUII-KpEikpTFWhOJ1PLf9XM>). El primero estuvo dedicado al *upstream* con acento en EOR-polímeros; no convencionales y *big data*.

El primer panel describió la recuperación terciaria y polímeros, a cargo de Alberto Iuliano, líder de Proyectos de EOR (*Enhanced Oil Recovery*) de la compañía PAE;





el desarrollo de los no convencionales, por parte de Luciano Fucello, Country Manager NCS y fundador CE (NCS+Contactos energéticos); y la big data aplicada a la industria, con Germán Serrano, *Unconventional Upstream Technology Manager* de YPF. Algunas conclusiones destacadas:

- El EOR es un método de recuperación de hidrocarburos que consiste en inyectar productor que naturalmente no están en el reservorio para darle más vida al activo. La idea es controlar los procesos fisicoquímicos para obtener más hidrocarburos. Mundialmente, el proceso más usado es el de los polímeros.
- En la Argentina la recuperación terciaria representa el 1%, es pequeño, pero el crecimiento último de este proceso en el país es grande. Hay desarrollo en las cuencas del Golfo o Neuquina que realmente han dado vida a activos que estaban en niveles de declinación fuerte. Lo que se tiene que dar para que un proyecto de recuperación terciaria funcione es contactar con todas las partes, no solamente el estudio del reservorio y la parte de producción, sino también con la parte de operación del campo.
- El EOR y los no convencionales son totalmente compatibles. En la Argentina se están haciendo pruebas para hacer recuperación terciaria con gas en los no convencionales.
- Vaca Muerta es realmente un éxito, tenemos una productividad increíble, esto se da en un marco de normas, más allá de lo técnico, donde tenemos una provincia con historia petrolera, con instalación de infraestructura, con recursos hídricos y con licencia social, que es clave en el desarrollo de los no convencionales. Esto no es menor.
- Vaca Muerta se encuentra en un momento donde la productividad está comprobada. El desafío está en la

lucha por la eficiencia y en la superficie. El principal obstáculo que se tiene es poder sacar el petróleo y gas que se produce, transportarlo y poder comercializarlo. Es importante el tema de los oleoductos y gasoductos. El principal problema acá está en el gas, pero lo mismo puede pasar con el transporte de petróleo.

- Acerca de las distintas especialidades en tecnologías digitales están hoy en el foco del sector petrolero para los jóvenes de la industria. “Estamos atravesando un momento muy fuerte del proceso de digitalización de la industria del petróleo y del gas, principalmente si lo comparamos con cómo se operaba hace diez años atrás. Se necesitan conocimientos integrados, sobre todo en desarrollar sistemas en electrónica, automatización, telecomunicaciones, ya que hoy tenemos un déficit de crecimiento que estamos tratando de cubrir. Se necesitan sacar datos en las operaciones de producción, fractura, en facilities, entre otros aspectos.
- En cuanto a la parte de análisis de datos, están las carreras de Matemática, Física, Programación, Estadística y especializaciones en Big Data en universidades públicas y privadas del país que están atravesadas por modelos predictivos y que permiten mejorar la performance del día a día de las operaciones.
- En los últimos años cambió la estrategia de pozos verticales a horizontales y, a su vez, a verticales ultra largo; y esto tuvo que ver con la incorporación de la tecnología. Las distintas herramientas permiten estrategias nuevas de geonavegación. Y esto es una permanente preocupación de las operadoras y las empresas de servicios. La industria también está en búsqueda de qué es lo que pasa con la tecnología en otras partes del mundo.

Desarrollo del gas

En el segundo bloque se dialogó sobre el Gas Licuado de Petróleo (GLP) y el Gas Licuado Natural (GNL) en cuanto a su evacuación, tratamiento y transporte, así como su función en el proceso hacia energías más limpias. Los referentes fueron Pedro Locreille, gerente de Midstream Gas Natural de YPF; Mariano Marino, subgerente de Transporte y Servicios al Cliente de TGN y Salvador Gil, director de carrera de Ingeniería en Energía en la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM).

Juntos analizaron qué papel desempeña el gas natural para potenciar el crecimiento del país y cuáles son los principales desafíos que existen en cuanto al desarrollo, así como cuáles son las iniciativas que se deberían poner en marcha para lograr el desarrollo de los recursos de Vaca Muerta. Quedó manifiesta la importancia de la ampliación del sistema de transporte de gas, de la oportunidad que presenta para la Argentina la generación de saldos exportables y el rol clave que ocupa en la transición energética. A continuación, algunos extractos:

- El límite de la capacidad de transporte emerge como uno de los obstáculos para el desarrollo de Vaca Muerta: es necesario seguir construyendo redes de transporte desde los yacimientos y también gasoductos porque el Néstor Kirchner queda chico para Vaca Muerta.
- El gas proveniente de esa formación es distinto porque tiene un contenido de licuables, y en esto se diferencia de los convencionales. Las instalaciones quedaron desactualizadas y por eso el objetivo está en ampliar las plantas.
- Las normas deben acompañar al gas que existe en la región haciendo que el producto sea confiable y que al mismo tiempo no dañe las instalaciones de transporte, distribución y consumo, las cuales deben

funcionar bien para evitar problemas en la compresión y en los ductos.

- Cuando se recupera el GLP y se lo comercializa es tres o cuatro veces superior al precio que tiene el gas natural en el mercado. Aparece una oportunidad comercial porque se generan 2,4 millones de tn, de las cuales solo se consumen 1,5 millones y lo demás representa saldos exportables. Chile es un potencial gran cliente y tenemos la oportunidad de exportar por camiones. Aún así, serán necesarios nuevos ductos desde la cuenca Neuquina hasta los puntos de exportación.
- Otro de los temas abordados por el panel fue el declino de la producción de gas natural que registra Bolivia y el impacto que representa para la Argentina. “El desafío es poder llegar, desde Neuquén, a las zonas que abarca el gasoducto Norte para abastecer a la zona de Tucumán y centro y no depender de Bolivia, pero para eso necesitamos obras de ampliación del ducto y de capacidad de transporte”.
- Hay otra cuestión, la local, y es que faltan profesionales, ingenieros de todas las especialidades que se desarrollen en energía.
- Los disertantes también debatieron sobre los picos de demanda que se generan en los períodos invernales. En esa etapa del año “el consumo es seis veces más grande que el que tiene lugar en el verano lo que obliga a importar gas natural licuado provocando un impacto negativo en lo económico y también en el sistema. El pico se da porque construimos inadecuadamente el sistema de viviendas.
- Todo esto es solucionable porque las mejoras en las viviendas se hacen con mano de obra local, lo cual generaría empleo y, eventualmente, tener una reserva y poder exportarla, lo que resolvería nuestros problemas.



- Acerca de la Transición Energética: entre el 35 y 40 % de la población mundial no tiene acceso a energía limpia, la mayoría de los países de Latinoamérica no dispone de una red de gas como la que tenemos nosotros. El mundo nos necesita para bajar sus emisiones y cuidar su salud”.
- El gas tiene un rol importante en la transición energética global. Debería ser el reemplazante natural del carbón, ya que representa una reducción que oscila entre el 40 y 50 % de las emisiones. Sin embargo, esto debería venir acompañado de una transición del uso de la energía. Debemos reducir los consumos para abastecer la demanda y generar un círculo virtuoso.
- El gas no es un combustible más, es un elemento clave que contribuye al desarrollo energético del país dado que podemos potenciar la producción a fin de exportarlo al mundo. Lo que es evidente es que debemos hacerlo en el tiempo limitado que se nos presenta.

Cuenca Neuquina

En el tercer bloque, sobre Cuenca Neuquina, un panel de expertos formado por Daniel Prietto, gerente del Complejo Industrial Plaza Huincul de YPF; Daniel Dreizen, director de Energía de la consultora Ecolatina; y Juan José Carbajales, exsubsecretario de Hidrocarburos de la Nación y actual director de la consultora Paspertú; conversó sobre el presente y futuro de la producción y la actividad en el play neuquino: se habló de la refinería, de la economía de los hidrocarburos y también sobre el Plan Gas.

La producción de gas y petróleo no convencionales transformó la cuenca Neuquina en la principal productora de hidrocarburos de la Argentina, con los consiguientes desafíos que su crecimiento conlleva para los sectores de *upstream* y *downstream*. Algunos fragmentos de las ideas principales fueron:

- Vaca Muerta ya es una realidad que lleva a las empresas y al Estado a trabajar para incrementar la producción. Pero la oferta actual ya representa un desafío en sí misma. Para las refinerías no viene siendo sencilla la adopción de los crudos no convencionales, especialmente en un contexto de declive en la producción de crudos convencionales. El *shale* nos desafió a transformarnos y rápidamente empezar a plantear planes de inversión, de reconversión, de mezclas de crudos, a pensar en cómo encontrar la mejor manera, con los crudos disponibles en el país, de procesarlos de manera conjunta, optimizando los rendimientos y sosteniendo los niveles de producción.
- El momento que atraviesa la cuenca Neuquina es propicio para las operadoras en la zona. Los niveles de rentabilidad son los más elevados que hoy ofrece la Argentina para las productoras de hidrocarburos. El *shale oil* ofrece una tasa de retorno en dólares de entre 40 y 50%, la mayor rentabilidad actual en el mercado argentino. Los pozos son rentables, en no convencionales, el petróleo es casi el doble de rentable que el gas.
- Las dificultades financieras nacionales atentan contra las inversiones en exploración. Es difícil porque en la Argentina tenemos bastante incertidumbre financiera y legal, con lo cual sumarle a esa incertidumbre una chance de éxito a un proyecto exploratorio, que en general va entre el 5 % y 30 % según del proyecto,





hace que esa toma de decisiones se vuelva difícil.

- Pese a las dificultades financieras y macroeconómicas, el gobierno encontró en el Plan Gas.Ar una herramienta que permitió incrementar la producción en la cuenca Neuquina y dar un horizonte a la industria y los consumidores. El Plan Gas.Ar aseguró un volumen, a un precio que se conoce, y de alguna manera se va a constituyendo en un sistema. Y esto va a continuar, con una ronda cuatro para llenar el gasoducto Nestor Kirchner, y una ronda cinco para ver qué pasa en diciembre de 2024, si esto se va a extender por más años.
- Tenemos que seguir ampliando el Plan Gas.Ar porque nos ha traído muchas soluciones. Para eso hay que realizar una nueva licitación para llenar el gasoducto Nestor Kirchner. Luego reemplazar el gas de Bolivia, ese gas es flat y lo podemos suplir con nuestra propia producción. Luego ver cómo sigue la película, de 2025 en adelante. Hay una idea que es extenderlo por cuatro años para empalmar con los proyectos *offshore*”.
- Vaca Muerta podría pasar de 340.000 barriles diarios en la actualidad a más de 700.000 para 2030. Pero ya sea en petróleo o en gas, los desafíos son de infraestructura de transporte. También financieros y cambiarios.
- El *shale oil* genera en la industria de refinación el desafío de completar las adecuaciones que sean necesarias para operar con ese tipo de crudo. Como país hace muchos años que somos importadores estructurales de gasoil y tenemos capacidades ociosas en distintos puntos de los procesos de las refinerías, que se encuentran limitadas por las restricciones en cuanto a la gestión de los componentes livianos y en cuanto a la gestión de la energía en las unidades de destilación para poder incrementar el procesamiento de crudo.

Nuevas modalidades de trabajo

El último bloque estuvo enfocado en la diversidad, inserción laboral y nuevas modalidades de trabajo. Las oradoras invitadas fueron María Laura García, directora de Recursos Humanos de Tecpetrol; Victoria Traverso, gerente de Talento de PAE; y Marisol Cerdón, gerenta de Cultura y Cambio de YPF.

En efecto, la Jornada de Jóvenes Profesionales del IAPG quiso focalizar en temas que realmente llaman la atención de las nuevas generaciones como debatir y profundizar sobre la diversidad, el rol de las mujeres y las nuevas formas del trabajo en el sector. En el panel “Diversidad, Inserción laboral y nuevas modalidades de trabajo” se debatieron estos conceptos que han llegado a la industria para quedarse. Extraemos aquí algunas declaraciones:

- Sobre la agenda de diversidad “trabajamos con al menos cuatro generaciones y tenemos la necesidad de innovar, generar ambientes más estimulantes y creativos. Tenemos que generar estrategias diferentes por esta misma diversidad. Tenemos cada vez más mujeres en la industria, como ingenieras y geólogas, entre otras profesiones o actividades. Tenemos mayor diversidad de género y mujeres entrando en la industria que aportan miradas distintas y complementarias. La diversidad es un capital que hay que desarrollar.
- La mitad de las personas jóvenes que participan hoy son mujeres. Esto lo vemos como un orgullo, pero, además, es una gran riqueza. Se trata de una mirada de largo plazo, porque no podemos pretender que haya un 50% de participación de mujeres en toda la industria de un día para el otros, porque históricamente esto no fue así.
- También tenemos como eje en el programa las disca-



pacidades y la comunidad LGTBQ+, propuestos por nuestros colaboradores. Esto nos hace mirar la diversidad desde un sentido más amplio, no solamente desde el género, ya que nuestra industria a lo largo de los años, ha sido masculinizada.

- Frente a esta diversidad tenemos que pensar cosas nuevas. Hace un año creamos un ente interno para +d (Más diversidad), que no está dentro del área de Recursos Humanos, es un ente independiente. Esto nos permitió dar un salto realmente cualitativo y ya pasó a ser un tema de decisión del negocio. Ya no se trata del impulso desde Recursos Humanos para que haya más mujeres, sino que es un tema que es parte del negocio.
- Acerca de los nuevos perfiles que se toman en cuenta desde Recursos Humanos: “creemos que este trabajo tiene que ver con incorporar las singularidades. Tenemos que pensar qué necesitamos como organización para que se sumen y también entender qué necesitan los jóvenes que se quieren sumar, qué es lo que los atrae.
- A partir de esto, empezamos a desarrollar más experiencias vinculadas a la singularidad. Esto es un desafío enorme a la hora de gestionar y preparar a los líderes. Singularidad y diversidad: las nuevas formas de trabajo traen estas dos cosas, hoy las organizaciones se preguntan cuál es la nueva forma de trabajo, pero quizás no hay una nueva forma: tiene que ver con lo que hace cada uno de en cada organización, todo el tiempo.

- Las nuevas formas del trabajo nos interpelan, nos plantean un desafío y nos motivan, nos dan incertidumbre. Este es el valor de pensar de manera nueva: antes, cuando hablábamos y pensábamos acerca del trabajo, lo hacíamos sobre el lugar físico, pero en el último tiempo nos dimos cuenta que, en realidad, estamos hablando de las personas que están trabajando. En una oficina, en un pozo, en una estación de servicio. Se trata de personas en un entorno distinto.
- Por eso creemos que los desafíos sobre las nuevas formas de trabajo tienen que ver con pensar en las personas, en la singularidad, pluralidad, que nos interpela a pensar todos los días qué necesitamos y para qué. Durante la pandemia nos metimos en las casas de otros y esto no es menor. Vimos que algunos la estaba pasando un poco mejor y otros no tanto. Y tuvimos que contemplar todas esas situaciones.

El objetivo que se persiguen estas jornadas JOG, pensadas por jóvenes y para jóvenes, es que las nuevas generaciones tengan un panorama sobre las cuestiones coyunturales del sector y que puedan entender qué es lo que se espera de ellos, qué es lo que le interesa a la industria.

En todo esto se contó con la construcción de stands “disruptivos”, una estrategia de la jornada para abordar los diversos temas concernientes a la industria a través de juegos, dinámicas participativas y charlas a fin de fomentar la intervención de los jóvenes y mostrar la faceta artística y tecnológica de las empresas.



HISTORIA, PRESENTE Y FUTURO

CÓDIGO DE PRODUCTO:
121916131
Borceguí Leñador

Productos genuinos, resistentes, eficaces
y con una excelente relación costo/beneficio
que promueven el desarrollo sustentable.

Seguinos y enterate las últimas novedades:
@ f pamperousointensivo

www.pampero.com.ar



 **Pampero**

USO INTENSIVO

10 – 12 Agosto, 2022
Espacio DUAM, Neuquén



La hoja de ruta para transitar hacia una industria sustentable

Por *Redacción de Petrotecnia*

La Comisión de Sustentabilidad del IAPG presentó los resultados de la hoja de ruta sobre la contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en la que viene trabajando el sector hidrocarburífero y planteó los objetivos de la Agenda 2030.



En lo que ya es un activo instalado y como sucede desde hace tiempo en todas las empresas del sector, las comisiones técnicas del IAPG han alineado sus objetivos y se han visto atravesadas por las temáticas en un principio propias de otras comisiones no técnicas, pero actualmente compartidas: la de incorporar objetivos sustentables en cada actividad, decisión o, incluso, unidad de negocio.

De hecho, ya prácticamente no existen compañías del sector que no planifiquen sus pasos sin al mismo tiempo alinearlos a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Constituidas en una de las comisiones del IAPG, en el marco de la AOG Patagonia tuvieron su espacio para dirimir los principales ejes de la llamada Agenda 2030 de desarrollo sustentable. Además, analizaron cómo articular los ODS con la necesidad global de producir más energía fósil por la situación internacional.

En efecto, en el ciclo de Charlas en la AOG, que ya son tradicionales, miembros de la Comisión de Sustentabilidad del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

(IAPG) presentaron los primeros resultados de la hoja de ruta sobre la contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en la que viene trabajando el sector hidrocarburífero.

La apuesta es diseñar una agenda de objetivos de cara a 2030. Del estudio participaron 30 empresas, que representan el 90% de la actividad actual que hay en el país.

“Los ODS se presentan como una oportunidad para el futuro de las empresas a nivel global, con el fin de lograr un mundo más inclusivo y sustentable”, se explicó. En esa clave, desde la comisión se planteó como meta una visión compartida sobre el impacto que puede tener cada una de las compañías.

En el panel de expositores se contó, entre otros, con la presencia de Fernando Halperín, coordinador de la Comisión de Sustentabilidad del IAPG; María Paula Daniello, coordinadora senior de Gestión social de Total Austral; Jeanette Muro Weber, analista de Relaciones Institucionales de TGS; Mariana Laura Corti, gerenta de Responsabilidad social empresarial de Fundación Pampa Energía; Martín Mallo Huego, gerente de Sustentabilidad de YPF; y Claudio Moreno, jefe de Responsabilidad Social Empresarial de TGN.

A continuación, algunas de las frases más significativas surgidas de la exposición:

“Desde la Comisión estamos convencidos de que los ODS además de metas para 2030, también son oportunidades para nuestras empresas. Su concreción requiere de un compromiso en conjunto de las compañías, los gobiernos y la sociedad civil; porque es algo que nos interpela a todos”, dijo Daniello. Y continuó, “se debe implementar un plan en conjunto para tener un resultado mejor porque somos agentes de cambio y queremos cumplir ese rol para que la agenda de sustentabilidad tome mayor envergadura”.

Por su parte, Corti aseguró que “el 100% de las empresas manifestaron su compromiso con la Agenda 2030, en tanto que el 32% se encuentra midiendo ODS y estableciendo metas”. También se refirió a la economía circular y mostró que “el 72% de las empresas contribuye al ODS 12 de Producción y Consumo Responsable; y el 50% trabaja en el eje sobre este tipo de economía”. Aseguró que “la mitad de las compañías ya cuenta con políticas de derechos humanos, y el 100% con programas específicos para sus comunidades cercanas, en donde trabajan con organizaciones sociales”.





En tanto, Muro Weber expresó que, en lo referido a Gobernanza, “el 80% posee una política de sustentabilidad en la estrategia de negocios y un 76% cuenta con planes de capacitación anticorrupción”. Respecto de los colaboradores, indicó que “en 2022 las compañías participantes mostraron un total de 50.000 empleos directos, de los cuales solo un 21% son mujeres”; sin embargo, aclaró que “el 76% de las empresas dice estar trabajando en temas de inclusión y entienden la importancia del ODS 5 referido a la Igualdad de género”. En cuanto a la Salud, señaló que “el 100% de las empresas cuenta con un sistema de gestión que busca fortalecer los planes de Seguridad”. Finalmente, en términos de Educación, precisó que “el 86% se encuentra trabajando en el ODS 4”.



Energía, clima y ambiente

Alineado con sus pares de la Comisión de Sustentabilidad, Mallo Huego, describió que “el sector se encuentra frente al desafío de proveer energía en un escenario en donde aumenta la demanda y se deben optimizar los costos y reducir las emisiones”. No obstante, aclaró que “del estudio se desprende que el 97% de las empresas cuenta con políticas ambientales”.

Destacó además que “es importante tener una industria baja en carbono, contener los venteos, disminuir las emisiones de metano y seguir trabajando en nuevos combustibles para reducir los gases de efecto invernadero (GEI) y mejorar la calidad del aire”. En ese orden, expresó que “el 20% está trabajando en certificaciones, pero hace falta incorporar energías renovables y tecnologías para obtener hidrógeno verde y azul”. Y agregó que “es importante el desarrollo del litio para almacenar energía y seguir trabajando en tecnología de almacenamiento y captura de GEI”. Y manifestó que dentro de la iniciativa de *low carbon* “hay un potencial uso del gas natural, como el combustible de la transición, por ser más limpio. Y en eso, la Argentina cumple un rol importante”.

En tanto, Claudio Moreno aseguró que el conflicto bélico tras la invasión rusa a Ucrania “impactó en lo social, en lo ambiental, en los ODS, y, sobre todo, en el ordenamiento global que existe desde la Segunda Guerra Mundial”. Por esto, afirmó que “la Argentina tiene una oportunidad sin precedentes por la riqueza que tiene en su subsuelo, y esto se vería reflejado en las cuentas nacionales, pero todavía es un interrogante el saber si podremos aprovecharlo”. A modo de conclusión, Moreno sostuvo que el sector “quiere contribuir con el desarrollo nacional y crear valor sostenible, donde la transición energética implica una transformación”.

Un concepto que evoluciona

La Comisión de Sustentabilidad del Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG) viene trabajando con el impacto de la agenda de Desarrollo Sustentable en la industria del petróleo y del gas desde su creación. En ese momento, la cuestión era posicionarse ante un concepto complejo que además está en permanente evolución: “¿Qué significa en estos momentos la sustentabilidad y cómo se trabaja en toda la cadena de valor?”.

La Comisión alcanzó un hito clave que fue definir una “línea de base de sustentabilidad del sector”, es decir, una “hoja de ruta” para que la industria del petróleo y del gas puedan saber en qué punto se encuentra, y así seguir avanzando. La búsqueda se refiere a cuáles son los principales ejes de la agenda que cruza la sustentabilidad con la industria hidrocarbúrica y qué enfoque está aplicando la industria.

“Desde hace años, el tema es abordado por nuestra industria desde la mirada particular que le confiere cada época: por más de una década, desde la Comisión de Relaciones Institucionales del IAPG publicábamos un informe de RSE del sector, con las acciones de responsabilidad social de las principales empresas; fue importante en aquel momento, pero visto desde hoy, las acciones eran aisladas, sin un enfoque sectorial, y no alcanzaban todas las esferas de la sustentabilidad. El concepto no cesaba de ampliarse. También era necesario encontrar los límites de las incumbencias. En mayo de 2016 se tomó la decisión de crear en el IAPG la Comisión de Sustentabilidad cuyo objetivo principal sería, precisamente, definir el concepto de sustentabilidad para nuestra industria y su ámbito de trabajo”.



“¿Qué significaba para nosotros la idea de sustentabilidad? ¿Podíamos generar una definición y un posicionamiento al respecto como sector, que abarcara a toda su cadena? En pleno proceso de transición energética, la respuesta a estas preguntas claramente trascendía a los informes de RSE. No fue fácil posicionarse ante un concepto complejo y en medio de un proceso de interpelación de nuestra industria por parte de la sociedad. Pero teníamos claro que podíamos contribuir —y ya lo estábamos haciendo— con el desarrollo sustentable. Embarcados en este desafío, y con el apoyo de más del 90% de las empresas que participan activamente en la industria, trazamos una hoja de ruta que presentamos en 2019 y que implicó un proceso participativo en el que se invo-





lucró toda la cadena de valor de la industria”.

“Se definieron cuatro ejes de acción sobre la base de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030: Gobernanza, Clima y Ambiente, Eficiencia de Recursos y Personas; y Energía. Hoy estamos compartiendo un hito clave de este proceso, que es lo que llamamos una línea de base de sustentabilidad del sector, que permite saber dónde estamos parados y definir mejor los caminos hacia dónde queremos ir”.

“La agenda de hidrocarburos tiene por delante el desafío de reconvertir tecnologías, prácticas y procesos para avanzar con las metas de descarbonización: ¿cómo se analiza ese proceso? ¿Qué proyectos, en concreto, podrían destacar en esa dirección?”.

“En cuanto a la cuestión climática, nuestro negocio está en el centro de la transición energética y tenemos un rol destacado hacia una sociedad más sustentable. El mundo se mueve gracias a la energía y, por eso, nuestro desafío es cumplir con la misión de proporcionar energía a tantas personas como sea posible; de manera cada vez más limpia. Desde hace tiempo, las acciones de eficiencia y uso responsable de la energía reducen la intensidad energética de las operaciones de toda la cadena. La eficiencia se logra a través de la incorporación de tecnología y de cambios en los procesos y, también, sumamos energías renovables allí donde es posible”.

“Es importante el desarrollo de productos cada vez más bajos en emisiones de carbono; y en esto coinciden las empresas, más allá de que sus objetivos a veces varían, puede apreciarse en nuestra línea de base que en este coinciden y los guía. Asimismo, la reducción de las emisiones furtivas o no deseadas de metano, que es un gas mucho más potente que el CO₂ en cuanto al efecto invernadero, si bien menos duradero en la atmósfera, es otra línea importante de trabajo. Para eso es funda-

mental la detección de esas emisiones, su identificación, cuantificación y reducción”.

“¿Cuáles son los principales desafíos que tiene por delante la Comisión de Sustentabilidad? Las metas establecidas en nuestra hoja de ruta por el momento resultan más conceptuales que cuantificables, y esto tiene un por qué. El primer paso fue lograr los acuerdos dentro de la industria que son los temas de interés para todos y dónde podemos mostrar un impacto colectivo”.

El próximo paso, un desafío nada menor que tiene este grupo de trabajo, es articular con otras comisiones técnicas del IAPG para empezar a buscar esos indicadores de progreso cuantificables con los que podría darse cuenta de esta contribución. Para ello, hay previstas una serie de actividades que incluyen la participación en eventos técnicos del IAPG. “Estamos convencidos de que sectorialmente podemos poner en valor un impacto mayor del que dan cuenta los reportes de sustentabilidad de cada empresa”, aseguran los protagonistas.

El documento de la hoja de ruta puede descargarse en <https://www.iapg.org.ar/ods/>



Buscá todo sobre el shale en nuestra web



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUIMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



www.shaleenargentina.org.ar

El sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como *shale gas* y *shale oil*.

Pensada como herramienta útil para toda la comunidad, especializada o no, que quiera conocer con mayor profundidad lo relativo a estos reservorios y al *fracking* o estimulación hidráulica, así como los aspectos que generan mayores cuestionamientos: el uso del agua, la protección de los acuíferos, el uso de químicos, etcétera.

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

¡Y además, la posibilidad de consultar interactivamente a un experto sobre cualquier aspecto relacionado con el shale en la Argentina!



La tecnología de unión por interferencia mecánica genera ahorros en la instalación de líneas de conducción

Por *Martín Bazán, Mariano Guzmán, Martín Godoy, Cristian Campillay y Juan Cruz Corres (Tecpetrol)*



Este trabajo fue seleccionado del 4° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas realizado por el IAPG.

Introducción

La conexión por interferencia mecánica (*Stealth Lock*) es una unión diseñada para líneas de conducción e inyección que trabaja mediante interferencia mecánica. Consiste en introducir a presión un extremo abocardado (al que llamaremos PIN) dentro de otro expandido (al que lla-

maremos BOX). El diámetro interno del extremo Box es levemente menor al diámetro externo del extremo Pin. Cuando se introduce uno dentro del otro, ambos se deforman elásticamente, creando una alta fricción y esfuerzos circunferenciales que mantienen la integridad de la unión (Figura 1).

Las deformaciones son realizadas

en planta a través de un proceso controlado, que deja el tubo listo para ser utilizado en campo. No se requiere de ningún elemento adicional para realizar la unión, sino que en el campo, una prensa hidráulica fuerza el desplazamiento longitudinal del Pin dentro del Box.

La tecnología brinda una operación mucho más rápida (aproxima-



El uso de la unión por interferencia mecánica es una alternativa a tuberías soldadas o roscadas que presenta varias ventajas en términos de productividad, seguridad y costos. Las pruebas de plena escala con cargas combinadas a temperatura ambiente, simulando las distintas etapas de instalación y cargas de servicio, demostraron que el producto tiene una resistencia superior al cuerpo del tubo garantizando la sellabilidad con líquido y gas.

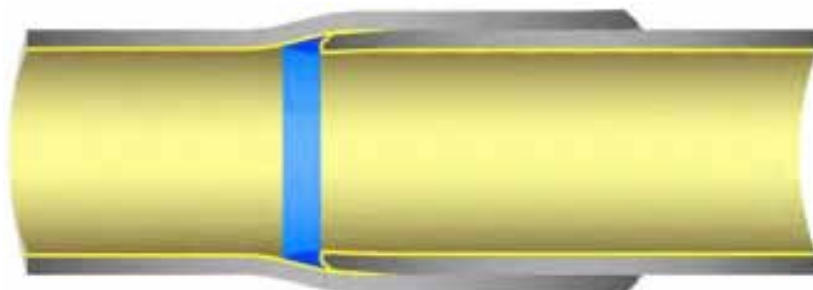


Figura 1. Esquema de unión por interferencia mecánica.

al tendido de 2 km de líneas por día. Al dejar de lado la soldadura, se logran ahorros en equipamiento, tiempos, personal y equipos de inspección no destructiva. A su vez, por no realizar trabajos en caliente, podría facilitar el tendido de líneas en zonas donde no está permitido con los métodos tradicionales (por ejemplo, plantas en funcionamiento).

Esta tecnología está disponible en tuberías desde 2" a 16", que puede ser con o sin costura y en Schedule 20 a 80 y hasta grado X70, adicionalmente este tipo de uniones se puede conformar tanto en tubería desnuda como en tubería revestida (internamente, externamente o ambas). En el caso de esta última, no son necesarios los manguitos dado que la unión es Holiday Free. Un punto importante para destacar es que el tubo utilizado es exactamente el mismo tubo comercial que tradicionalmente se suelda, con lo que es posible cortar y soldar el tubo cuando se requiera (por ejemplo para realizar algún cruce de interferencia complejo) (Figuras 2 y 3).

Desarrollo

Metodología de Instalación

Relevamiento de línea

La primera instancia consiste en realizar un relevamiento de la línea que se instalará con el objetivo de analizar la trayectoria, definir la longitud exacta, los cruces de camino, qué zonas deben ser soterradas, la cantidad de estaciones y seleccionar el método de instalación más apropiado.

A modo de ejemplo la figura 4 indica la cantidad de estaciones con los tubos que se deberán colocar en cada una, y en distintos colores los tipos de tuberías que se instalarán, solo revestimiento interno o revestimiento interno/externo.

Instalación

Existen dos metodologías para trabajar con uniones por interferencia mecánica. Cualquiera de estas puede utilizarse y será una decisión conjunta con la operadora cuál se utilizará.

La opción A (máquina fija) suele



Figura 2. Tuberías revestidas externamente.

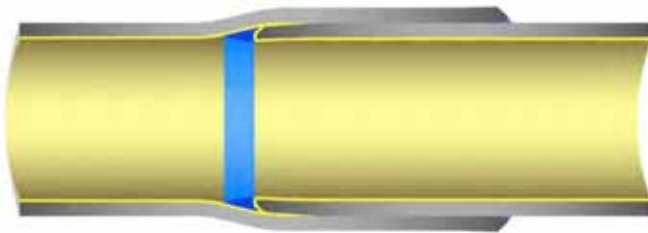


Figura 3. Tuberías revestidas internamente/externamente.



Figura 4. Plano de instalación.

utilizarse en diámetros más pequeños (4" y menores). La topografía, la maquinaria disponible y las condi-

ciones del terreno sobre el cual estas deberán circular tendrán un papel fundamental en la elección de un

método u otro.

El método B suele utilizarse en diámetros de 4" y mayores. Funciona

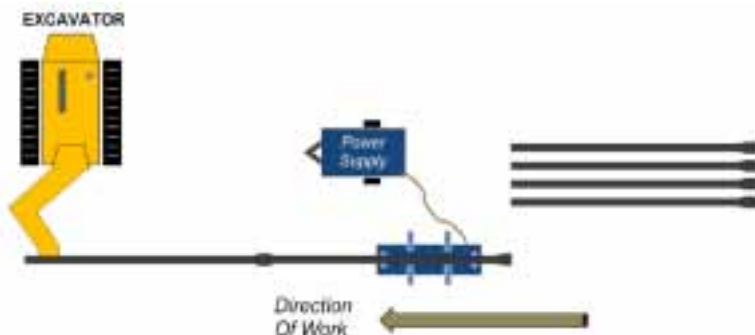


Figura 5. Método máquina fija.



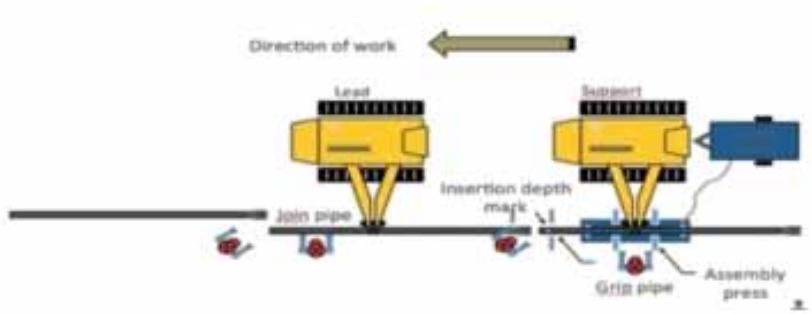


Figura 6. Método máquina móvil.

muy bien en terrenos donde las grúas o máquinas tiende-tubos puedan circular con facilidad a lo largo de la línea.

A. Máquina fija

Consiste en dejar la máquina y la unidad de poder fijas sobre el terreno mientras que se tira de la línea que se va construyendo. Se puede comenzar a tirar ni bien se realiza la unión. No es necesario esperar a que el epoxi se cure (Figura 5).

En cuanto a la secuencia operacional, una vez que se realizó la unión, el conductor de máquina de tiro (suele ser retroexcavadora) co-

menzará a tirar de la línea que se va formando. Lo hará hasta que el tubo que fue ensamblado en esta última oportunidad quede en la posición que estaba el primero. Será fundamental la comunicación vía radio o teléfono entre el conductor de la máquina de tiro y los operadores de la máquina de ensamble.

B. Máquina móvil

En este caso, la máquina de ensamble estará suspendida por una grúa o máquina tiende-tubos a unos 30 cm del suelo, que a su vez tirará de un carro donde se ubicará la fuente de poder. La máquina deberá po-

der moverse en la línea longitudinal sobre la cual se encuentran tendidos los tubos.

Aparte, otro tiende-tubos o grúa deberá proveer los tubos y alinearlos con la máquina de ensamble. Se podrán ver otros medios de elevación de acuerdo con la operativa normal del cliente para minimizar el uso de maquinaria (Figura 6).

Previo al emboque, tanto en el pin como en el box, se coloca un componente epoxi que cumple la función de lubricar. Es importante mencionar que la sellabilidad de la unión está garantizada mediante el contacto metálico.

El epoxi está formado por dos componentes que se mezclarán en el campo previo a su aplicación, en un ratio de 1 a 1 en medidores de 200 ml (100 ml de cada componente). El encargado de esta operación siempre deberá usar guantes y lentes de protección.

Una vez embocados pin dentro de box, mediante una prensa hidráulica especialmente diseñada, se aplica una fuerza axial de modo de generar la unión por interferencia (Figura 7).

Control de calidad

Una vez ensamblada la unión, y cuando la máquina se mueve a la siguiente, el especialista de control de calidad verificará la tolerancia de posición del apriete y tomará los datos necesarios para su posterior trazabilidad. Esto consistirá en los pasos siguientes:

1. Se posicionará el instrumento de control de calidad haciendo tope sobre la cara del extremo BOX. Una vez puesto, la segunda línea marcada sobre el tubo deberá



Figura 7. Secuencia de armado de la unión por interferencia.



Figura 8. Regla de control de calidad.

quedar dentro de la franja verde de ese instrumento (Figura 8).

2. Para su trazabilidad, se codificará cada unión con:
 - a. Identificación del cliente
 - b. Identificación de la línea
 - c. Número secuencial de unión
3. Se tomará una foto del extremo ensamblado con la regla posicionada para asegurar que la unión cumple con los requisitos de apriete.

Prueba hidráulica

La verificación final de que la instalación se realizó correctamente es llevada a cabo mediante una prueba hidráulica, una práctica común en la industria para cualquier método de unión.

esta práctica consiste en colocar tapas bridadas en los extremos de la línea, se la llena con agua a tempera-

tura ambiente y se la presuriza a una presión y un tiempo definido por la operadora en función de la aplicación (Figura 9).

Equipamiento necesario

Para realizar la unión en campo se deberá contar con determinados equipo, personal y recursos, que se listan a continuación:

- Máquina de ensamble y sus respectivos accesorios (mangueras hidráulicas, repuestos, etc).
- Fuente de poder para la máquina (incluyendo combustible, aceite y lo necesario para su correcto funcionamiento).
- Caballetes para los tubulares.
- Personal necesario para operación de la máquina de ensamble.
- Personal de control de calidad de la unión.
- Kit epoxi para aplicar al momento de realizar la unión.
- Grúa necesaria para el izaje de la

prensa y el transporte de la fuente de poder.

- Equipo y personal necesario para manipular los tubulares e izarlos hasta la introducción en la máquina de ensamble. Esto podrá variar de acuerdo con la forma usual de trabajo de la constructora.
- Realización de movimiento de suelos (excavación, preparación del terreno, desfilado de las tuberías, etc).
- Personal para tareas generales.
- Permisos de trabajo y elementos necesarios para garantizar una operación segura.

Capacidad de pigging

La unión de interferencia mecánica permite el pasaje de herramientas de inspección interna y scrapers, manteniendo el drift original de la línea. A modo comparativo,

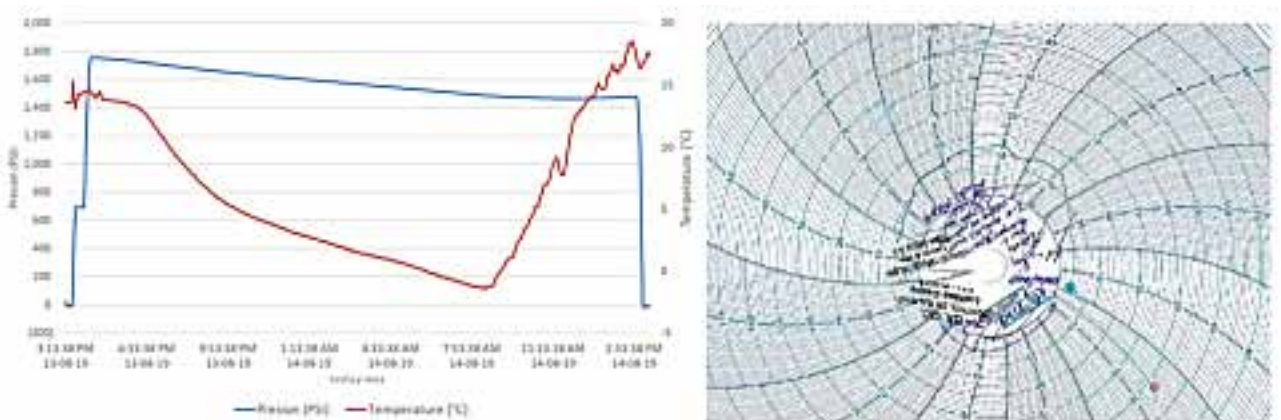


Figura 9. Registros de prueba hidráulica.

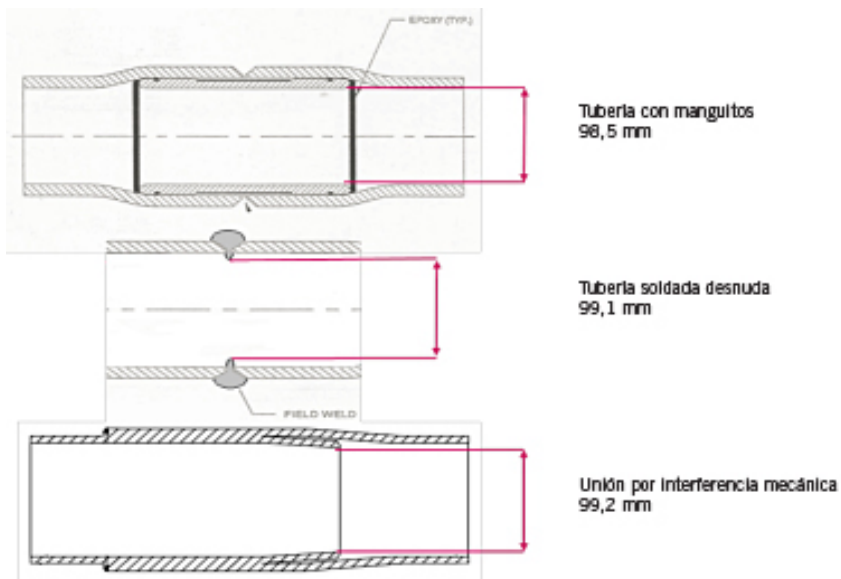


Figura 10. Comparación de diámetro interno.

se muestra el ID resultante en un 4" SCH40 con tubería abocardada con manguitos, tubería soldada desnuda y unión por interferencia mecánica (Figura 10).

Reparaciones

En el caso de tener que realizar una reparación en una zona intermedia de la línea, se deberá cortar y soldar. Para los extremos de esta, ya sea la salida del pozo o la llegada al colector, es posible utilizar unos *crossovers brida/stealth lock* (pin o box) lo que posibilita ahorrar una soldadura para unirse al puente de producción (Figura 11).

Track record

A modo de resumen el esquema de la figura 12 refleja los distintos yacimientos donde la tecnología fue instalada en la Argentina, las longitudes totales y los materiales empleados en cada caso.

Hasta la actualidad, en la Argentina se instalaron un total de 30 líneas que representan aproximadamente 34 km de tubería con unión por interferencia mecánica en diferentes diámetros.

Experiencia en Tecpetrol

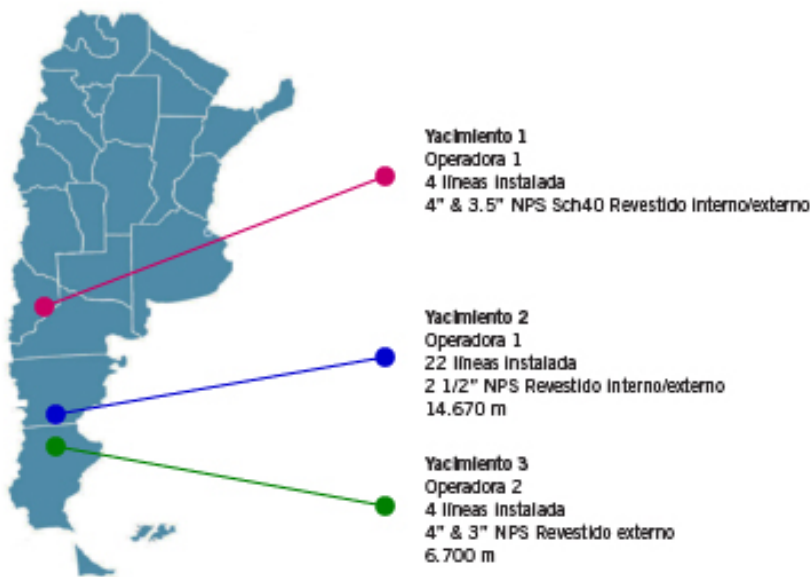
Cuenca del Golfo San Jorge

En la tabla 1 se resume las lí-



Figura 11. Crossover brida welded neck a Box Stealth Lock.





neas instaladas en el yacimiento El Tordillo, donde en todos los casos el método utilizado para la instalación fue el de "máquina fija" y se tratan de líneas pozo-batería de pozos productores de petróleo.

Cuenca Neuquina

En la tabla 2 se resume las líneas instaladas en los yacimientos Agua Salada y Los Bastos de la cuenca Neuquina. En todos los casos, el método utilizado para la instalación fue el de "máquina fija" y se tratan de líneas pozo-batería de pozos productores de gas, petróleo y líneas entre baterías.

Todas las líneas instaladas en la cuenca Neuquina fueron soterradas,



Figura 12. Instalaciones en la Argentina.

Línea	Long [m]	Producto	Revestimiento	Fluido [kg/cm ²]	PH	Resultado PH
S-871	1061	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	50	Aprobado
S-2747	427	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	50	Aprobado
S-2746	476	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	50	Aprobado
S-2745	1110	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	50	Aprobado
S-2728	561	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	50	Aprobado
S-2701	988	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	60	Aprobado
S-2749	1427	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	50	Aprobado
S-2751	1013	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	55	Aprobado
S-2737	1330	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	50	Aprobado
S-2742	1403	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	50	Aprobado
S-2568	380	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	50	Aprobado
S-2750	891	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	50	Aprobado
S-2020	512	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	50	Aprobado
S-2573	864	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	55	Aprobado
S-2738	272	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	50	Aprobado
S-2744	734	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	60	Aprobado
S-2739	407	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	50	Aprobado
S-2756	1173	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	50	Aprobado
S-2740	260	2 1/2" SCH40 Gr. B	int/ext	Petróleo	55	Aprobado
Oleo 41S	300	4" SCH 40 Gr. X-42	int/ext	Petróleo	40	On hold



Figura 13. Pasaje de Holliday detector sobre el revestimiento externo.

Tabla 1. Resumen líneas instaladas en El Tordillo.

Línea	Long [m]	Producto	Revestimiento	Yac	Fluido	PH [kg/cm ²]	Resultado PH
LC.a-2(d) a Bat Loma Azul	4070	4" SCH40 Gr. B	Ext.	ASAL	Gas	125	Aprobado
PCICh.x-1 a Bat Loma Azul	3864	4" SCH40 Gr. B	Ext.	ASAL	Gas	125	Aprobado
Bat 2 a Bat 3	1852	3.5" SCH40 Gr. B	Int./Ext.	LBAS	Petróleo	75	Aprobado
Ppar.x-2(h) a Col planta los Bastos	2779	4" SCH40 Gr. B	Ext.	LBAS	Petróleo	125	On hold

Tabla 2. Resumen líneas instaladas en cuenca Neuquina.

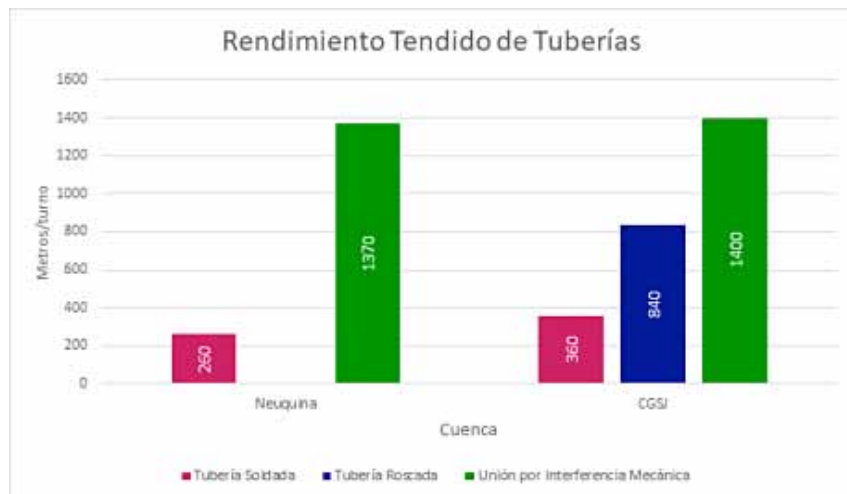


Figura 14. Velocidades de instalación.

realizándose prueba de integridad del revestimiento externo mediante holliday detector con el objetivo de evaluar potenciales daños durante el arrastre de la línea durante su instalación.

Los resultados generales de los ensayos fueron satisfactorios, no se apreció un aumento de la tasa de reparaciones respecto de un tendido soldado estándar (Figura 13).

Velocidad promedio de instalación

Basado en la experiencia en ambas cuencas, con diferentes tuberías y recursos empleados, en la figura 14 se resume una comparación de velocidades de instalación de acuerdo con método de unión utilizado. Se comparan los métodos tradicionales de unión por soldadura y rosado versus la tecnología de unión por interferencia mecánica.

En todos los casos se considera un turno de trabajo de 8 h diarias.

En todos los casos se comparan velocidades de unión de tuberías, y quedan fuera de esta comparativa los trabajos comunes al tendido de línea independiente del método de unión, como apertura de pista, manteo de uniones, zanjeo, bajada, pretapada, prueba hidráulica, tapada final y recomposición de pista (Figura 14).

Ensayos de laboratorio

Ensayo de tracción

Con el objetivo de caracterizar el material se realizaron ensayos de tracción a temperatura ambiente y a -20 °C en probetas 3 1/2" 0.216" Grado B. Se obtuvieron los resulta-

dos expresados en la figura 15.

Se concluye que:

- Se observa un incremento del 20% del *yield strength* entre el tubo y la campana.
- Se observa un incremento del 10% en las propiedades mecánicas (UTS) entre temperatura ambiente y -20 °C.

Estallido e impacto a bajas temperaturas

Con el objetivo de entender el comportamiento de la unión a temperaturas muy bajas y así validar su aplicabilidad a yacimientos del sur del país, se realizaron una serie de



Figura 16. Probetas 3" para ensayos.

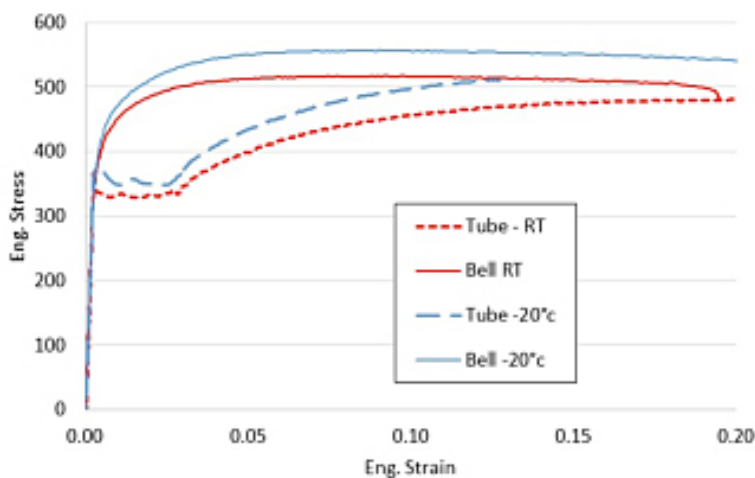
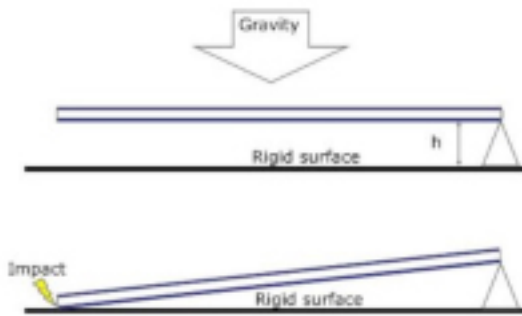


Figura 15. Curvas de tracción.

	Temperatura	YS (0,2% offset) [MPa]		UTS (0,2% offset) [MPa]	
		Promedio de 3	Sdv	Promedio de 3	Sdv
Campana (bell)	Ambiente (RT)	406	8	515	3
	-20 °C	448	12	565	7
Tubo	Ambiente (RT)	334	4	478	1
	-20 °C	377	9	524	4

Tabla 3. Propiedades mecánicas.



h [m]	Energía de impacto [J]
1.0	674.4
2.0	1348.9
3.0	2023.3

Figura 17. Ensayo de impacto a simular.

Ensayo #	Probeta	Indentación	Temp. [°C]	Energía del 1er impacto [J]	Energía del 2do impacto [J]	Energía del 3er impacto [J]
1	SCP 18	Circunferencial, 10%	-20.0	675	1349	2023
2	SCP 17	no	-20.0	675	1349	2023

Tabla 4. Energía de impacto.

ensayos a -20 °C. La tubería ensayada en este caso fue OD 3" WT 0.216" Gr B sin costura, a la cual se le realizaron ensayos de estallido e impacto a -20 °C (Figura 16).

Los ensayos realizados demostraron que la unión mantiene su robustez a temperaturas de -20 °C resistiendo a la presión interna incluso más que el cuerpo del tubo.

A continuación, el detalle de lo realizado:

A) Ensayos de impacto a -20 °C

El objetivo de este ensayo era verificar si la unión podría soportar eventuales impactos a las temperaturas extremas que se pueden encontrar en los yacimientos del sur del país, impacto que podría suceder, por ejemplo, por una caída de la tu-

bería del bancal. El ensayo buscaba entender si este tipo de eventos a baja temperatura sobre la unión generaría una fractura frágil o si generaría una deformación plástica.

Para el ensayo de impacto a plena escala, se tomaron dos probetas y se las impactó con una fuerza equivalente a la caída de la tubería a diferentes alturas. A una de las probetas se le realizó una indentación equivalente al 10% de su espesor de pared para favorecer la posible fisura que se podría generar por el golpe. Se calcularon las energías de impacto correspondientes a 1, 2 y 3 metros de altura (Figura 17).



Figura 19. Equipamiento para el ensayo.

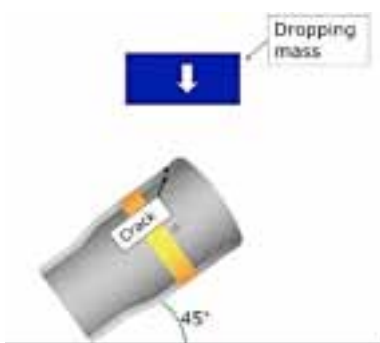


Figura 18. Esquema del ensayo.

Calculadas las energías de impacto requeridas, se ubica la probeta en el frame de *testing* y se deja caer un bloque del peso justo sobre la unión.

Satisfactoriamente, ninguna de las probetas demostró un comportamiento frágil durante el ensayo. Ambas se deformaron plásticamente, lo que sería esperable para el cuerpo del tubo también. De esta forma, se demostró que la unión no presentaría un comportamiento diferente al del cuerpo del tubo si recibiera un impacto a -20 °C (Figuras 18, 19 y 20).

B) Ensayos de estallido a -20 °C

Para comprender la resistencia a presión interna de la unión en temperaturas extremas, se llevaron a cabo una serie de ensayos de estallido a -20 °C.

Se evaluaron seis probetas a dicha temperatura, aplicando presión interna hasta su rotura. En cuatro de las probetas, se realizaron indentaciones de diferentes geometrías, para entender si esto sería perjudicial para la resistencia al estallido de la tubería (Figuras 21 y 22).

En todos los casos, la falla se dio luego de haberse deformado plásticamente el material (Figuras 23 y 24).



Figura 20. Probeta luego del ensayo.

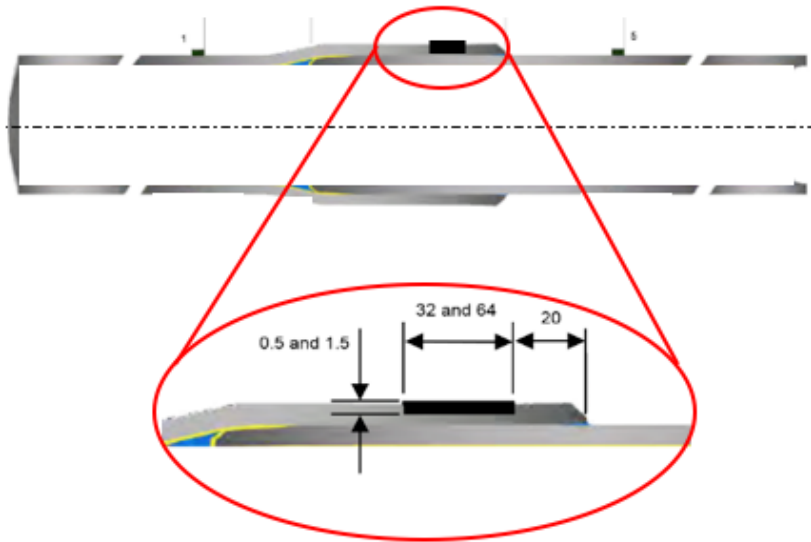


Figura 21. Esquema de entallas sobre el BOX.



Figura 23. Probeta B19P5.



Figura 22. Probetas de ensayo.

ID	Prof. del notch (mm)	Largo del notch (mm)	Ancho del notch (mm)	Temp [°C]	Presión de rotura [psi]	% de fluencia	Modo de falla
B9-P9	-	-	-	Ambiente	6254	97	Desenchufe
B14-P2	1.41	64.30	0.45	Ambiente	6630	102	Desenchufe
B15-P3	-	-	-	-20	8111	111	Desenchufe
B1-P1	-	-	-	-20	8156	112	Desenchufe
B22-P10	0.50	32.40	0.44	-20	9199	126	Falla en cuerpo
B23-P11	0.51	32.40	0.41	-20	8857	121	Desenchufe
B24-P12	1.47	64.30	0.45	-20	7842	107	Desenchufe
B19-P5	1.46	64.30	0.44	-20	7817	107	Desenchufe

Tabla 5. Valores de estallido.

Por otro lado, la presencia de la indentación en la unión no tuvo incidencia en la resistencia a la presión interna de la tubería. Su geometría de se ve modificada producto de la falla de la tubería (Figuras 25 y 26).

Ensayos de plena escala

Se llevaron a cabo ensayos si-

guiendo la norma ISO 21329-2004: "Procedimiento de Ensayo para Conexiones Mecánicas" en tuberías de diámetro nominal 2" y 4". Esta norma, que establece lineamientos para la calificación de conectores mecánicos para *Line Pipe*, define una secuencia de ensayos que simulan las solicitudes que tendrá la línea a



Figura 24. Probeta B22P10.

lo largo de su vida útil.

Todos estos ensayos fueron realizados en el laboratorio a plena escala de Tenaris Siderca en Campana. En la figura 27, se observa un esquema del frame de *testing*, con el que se aplicaron las cargas sobre la tubería.

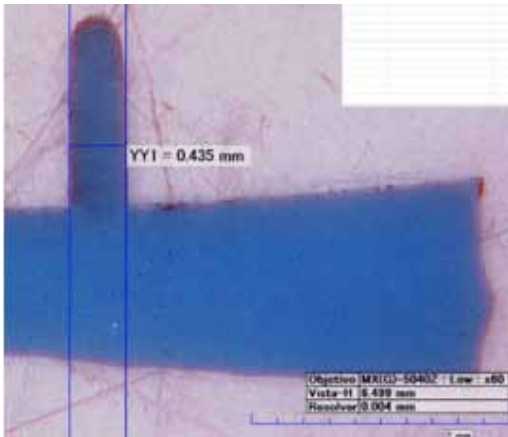


Figura 25. Entalla previo al ensayo.

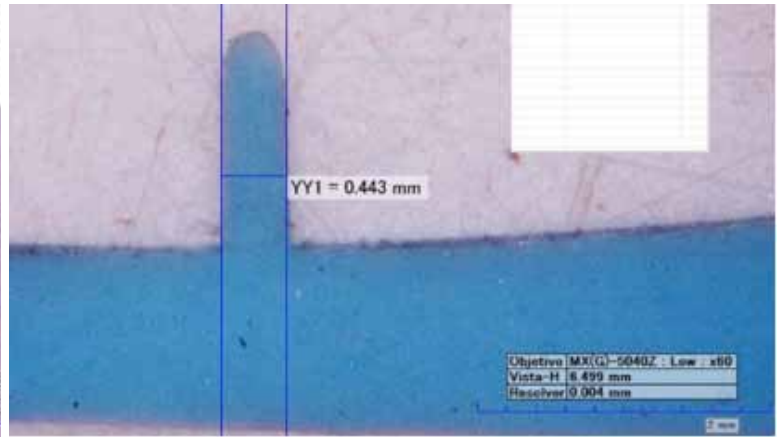


Figura 26. Entalla post ensayo.

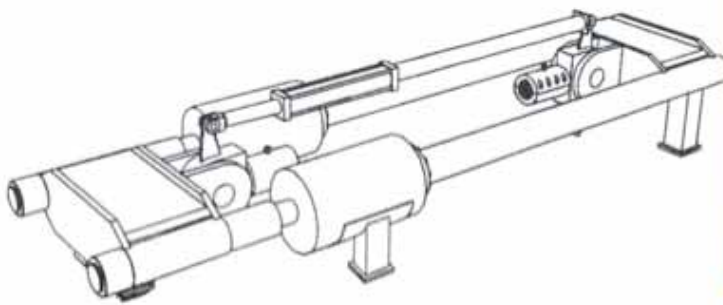


Figura 27. Frame de cargas combinadas.



La norma ISO 21329 define una secuencia de ensayos que simulan las distintas sollicitaciones que verá la línea a lo largo de su vida en servicio. A continuación, una descripción de cada uno.

A. Cargas de instalación

Este ensayo pretende representar las cargas que sufre la línea al ser arrojada en la zanja de tendido. Por ende, se considera que la línea está vacía, sin presión interna ni fuerzas

de tracción o compresión. Se llena con agua para poder detectar posibles fugas. Se aplica un *bending* muy agresivo que simula la caída natural de la tubería en la zanja. Consiste de tres ciclos de 15 min cada uno a temperatura ambiente.

Para el ensayo, se instalan cuatro (4) galgas extensiométricas tanto en el box como en el pin (ubicadas a 90° entre sí) y dos (2) galgas sobre la conexión (a 180° entre sí) que son uti-

lizadas para asegurar que la fuerza de flexión apropiada ha sido aplicada. La secuencia del ensayo es la siguiente:

1. Aplicar *bending* (según tubería a ensayar).
2. Mantener 15 min.
3. Remover carga.
4. Aplicar *bending*.
5. Mantener 15 min.
6. Terminar el primer ciclo.
7. Repetir tres ciclos entre 1 y 5.

B. Prueba hidráulica

Este ensayo simula la prueba hidráulica en campo. Consiste en aplicar presión interna hasta un determinado valor (que dependerá de la tubería a ensayar). Esta presión se mantiene durante 24 h. La presurización se hace con agua y se evalúa la fuga o no de líquido. No se aplican ni esfuerzos de compresión ni de tracción, pero si se agrega flexión, que simula la trayectoria normal de la traza. Estas pruebas se realizan también a temperatura ambiente. La secuencia del ensayo es la siguiente:

1. Aplicar presión interna hasta el valor calculado.
2. Mantener 60 min.



3. Aplicar *bending*.
4. Mantener 24 h.
5. Remover carga.

Para el cálculo de la presión hidrostática se utiliza la ecuación C.14 de la sección 11.5 de la ISO 21329-2004.

C. Cargas de operación

Este ensayo representa las cargas a las que se verá expuesta la línea en condiciones normales de operación. Consiste de ciclos de alta y baja presión que simulan la vida en servicio de la línea. Se agrega también flexión, para representar la trayectoria de la traza. Este ensayo tiene dos variantes, se puede hacer de forma "restringida" y "no restringida". ISO emula de esta forma líneas soterradas y aéreas, respectivamente. Las líneas soterradas no son capaces de dilatarse ante el aumento de temperatura propio del fluido, se generan así cargas compresivas. Las líneas aéreas si permiten estas dilataciones.

Algo para destacar de las cargas de operación es que la presurización

Probeta 1. No restringido

Ciclos de alta presión:

1. Aplicar presión interna (alta)
2. Aplicar tracción
3. Aplicar flexión
4. Mantener 5 minutos
5. Remover tensión y flexión
6. Repetir 4 sub-ciclos de 1 a 5
7. Remover presión interna

Ciclos de baja presión:

1. Aplicar presión interna (baja)
2. Aplicar tracción
3. Aplicar flexión
4. Mantener 5 minutos
5. Remover tensión y flexión
6. Repetir 4 sub-ciclos de 1 a 5
7. Remover presión interna

Probeta 2. Restringido

Ciclos de alta presión:

1. Aplicar presión interna (alta)
2. Aplicar temperatura (100°C)
3. Aplicar compresión
4. Mantener 5 minutos
5. Remover compresión y disminuir a T° ambiente
6. Repetir 4 sub-ciclos de 1 a 5
7. Remover presión interna

Ciclos de baja presión:

1. Aplicar presión interna (baja)
2. Aplicar temperatura (100°C)
3. Aplicar compresión
4. Mantener 5 minutos
5. Remover compresión y disminuir a T° ambiente
6. Repetir 4 sub-ciclos de 1 a 5
7. Remover presión interna

se realiza con N2 (gaseoso).

Las cargas se aplican de la siguiente forma:

D. Carga límite

Ensayo que busca encontrar los límites de la conexión, tanto aplicando únicamente presión interna como bajo la combinación de presión interna y tracción. La norma establece distintos caminos de carga para llegar a este límite. En cuanto a las tuberías ensayadas, una de las probetas se llevó al límite aplicando únicamente presión interna de forma gradual, mientras que la otra se hizo aplicando un valor fijo de presión interna y aumentando paulatinamente la tensión axial.

Resultados 2 3/8" 0.154" API 5L X42

Se ensayaron dos probetas de este producto, cada una de 1,97 m de largo. Según la caracterización realizada, las propiedades mecánicas de las probetas ensayadas fueron las siguientes:

CABLES DE ACERO
ESLINGAS
ACCESORIOS

Crosby Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

 American Petroleum Institute
API Monogram. License 9A -0018.

 IPH®

(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com

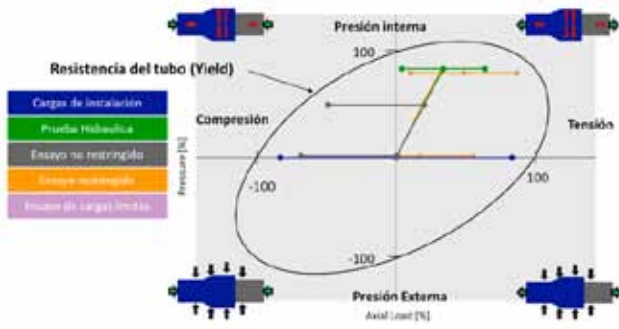


Figura 28. Elipse de Von Mises (sellabilidad).

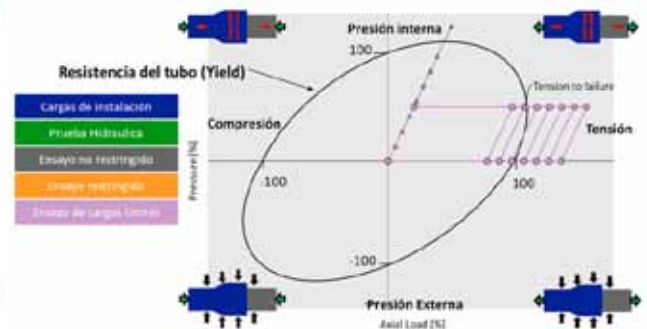


Figura 29. Elipse de Von Mises (cargas límites).

	Probeta 1		Probeta 2			Probeta 1		Probeta 2	
	Condiciones	Resultado	Condiciones	Resultado		Condiciones	Resultado	Condiciones	Resultado
Cargas de instalación	Flexión: 1200 µε 38°/30m	Satisfactorio	Flexión: 1200 µε 38°/30m	Satisfactorio	Cargas de instalación	Flexión: 79°/30m	Satisfactorio	Flexión: 79°/30m	Satisfactorio
Prueba hidrostática	Presión int.: 269 kg/cm2 (agua) Flexión: 11°/30m	Satisfactorio	Presión int.: 262 kg/cm2 (agua) Flexión: 13°/30m	Satisfactorio	Prueba hidrostática	Presión int.: 318 kg/cm2 (agua) Flexión: 45°/30m	Satisfactorio	Presión int.: 318 kg/cm2 (agua) Flexión: 45°/30m	Satisfactorio
Cargas de operación	No restringida Presión int: 195/5 kg/cm2 (gas) Flexión: 640 µε 20°/30m Tensión: 11.3 tns Temp: 100°C	Satisfactorio	Restringida Presión int: 155/5 kg/cm2 (gas) Compresión: 43.5tns Temp: 100°C	Satisfactorio	Cargas de operación	No restringida Presión int: 318/5 kg/cm2 (gas) Flexión: 29°/30m Tensión: 1.8tns Temp ambiente	Satisfactorio	Restringida Presión int: 313/5 kg/cm2 (gas) Compresión: 11.8tns Temperatura: 100°C	Satisfactorio
Carga límite	Tensión: 55.8 tns Presión int: 385 kg/cm2	Satisfactorio	Tensión: 55.8 tns Presión int: 169 kg/cm2	Satisfactorio	Prueba hidrostática	Presión int: 423 kg/cm2 (agua) Flexión: 69°/30m	Satisfactorio	Presión int: 423 kg/cm2 (agua) Flexión: 69°/30m	Satisfactorio
Fin del ensayo	Completado	Satisfactorio	Completado	Satisfactorio	Carga límite	Tensión: 24.5 tns Presión int: 313 kg/cm2	Satisfactorio	Presión int: 668 kg/cm2	Satisfactorio
					Fin del ensayo	Completado	Satisfactorio	Completado	Satisfactorio

Figura 29.

Resultados 4.5" 0.237" API 5L X42

Se analizaron dos probetas de tubería 4" NP, ambas de 2,5 m de longitud. Según los análisis de las propiedades mecánicas, ambas probetas se encontraban prácticamente al valor nominal de fluencia, con 44 y 43 ksi, respectivamente.

La secuencia de ensayos para la tubería analizada fue la siguiente:

A modo de resumen, se incluyen las elipses de Von Mises con la secuencia de carga indicada anteriormente (Figuras 28 y 29).

Conclusiones

Mediante la tecnología de unión por interferencia mecánica se logran

velocidades de instalación promedio aproximadamente 100% mayores que el método roscado y 400% mayores que el método por soldadura.

La instalación es simple, no requiere esfuerzos manuales, trabajos en caliente ni control no destructivo para la inspección.

En el caso de tubería revestida internamente, se evita el uso de manguitos de unión para garantizar la continuidad del revestimiento.

Este método permite operar en condiciones climáticas adversas, sin comprometer la seguridad de la operación ni la integridad de las uniones.

La caracterización en laboratorio de plena escala demostró que la resistencia de la unión a presión interna y tracción es superior al cuerpo

del tubo, lo cual garantiza sellabilidad tanto en fluidos líquidos como gaseosos.

Los ensayos a baja temperatura evidenciaron un comportamiento dúctil del material, de modo que no se compromete la integridad de la unión operando hasta -20 °C.

Bibliografía

- ISO 21329:2004. Pipeline transportation system - Test Procedures for mechanical connectors.
- API RP 5C5. Jan, 2017. Recommended Practice on "Procedure for Testing Casing and Tubing Connection".

ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

EL INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS
AHORA EN TUS REDES SOCIALES



facebook.com/IAPGinfo
facebook.com/IAPGEduca



@IAPG_info
@IAPGEduca



youtube.com/IAPGinfo



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar



Introducción

Las técnicas FMC/TFM provienen del *Phased Array*, que a su vez deriva del ultrasonido convencional. La primera aplicación del *Phased Array* tuvo lugar en el ámbito de la medicina, específicamente en las ecografías con fines diagnósticos. Más tarde, más precisamente para la década de

1990/2000, *Phased Array* fue introducido en la industria con el mismo concepto que se utilizaba en medicina (Figura 1): observar el estado interior de diversas piezas y partes críticas de una estructura. Por ejemplo, inspección de soldaduras, localización de fisuras y distintos defectos en ejes, realización de mapeos de corrosión, controles de fabricación en

línea y fuera de ella, entre otros usos.

La técnica *Phased Array* consiste en un tipo de ensayo no destructivo cuyo principio de funcionamiento deriva del ultrasonido convencional, aunque con ciertas diferencias. Entre ellas, se destaca el hecho de que *Phased Array* utiliza transductores con múltiples elementos capaces de ser excitados de manera individual,

Nuevas técnicas de inspección en ensayos no destructivos: FMC / TFM (*Full Matrix Capture / Total Focusing Method*)

Por *Martín Chimenti (ARO S.A.)*

En este trabajo se presentan los principios de funcionamiento más relevantes de las técnicas de inspección FMC/TFM, ambas de alta sustentabilidad desde el punto de vista medioambiental y de la salud de las personas, al tiempo que se ofrecen ejemplos de aplicaciones reales. Una sólida formación en FMC/TFM, elaborar un plan de escaneo óptimo y acceder a un equipo apropiado para llevar a cabo inspecciones con esta técnica son tres factores clave para facilitar el trabajo de inspectores de campo y del personal de integridad.

Este trabajo fue seleccionado del 4º Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas realizado por el IAPG.

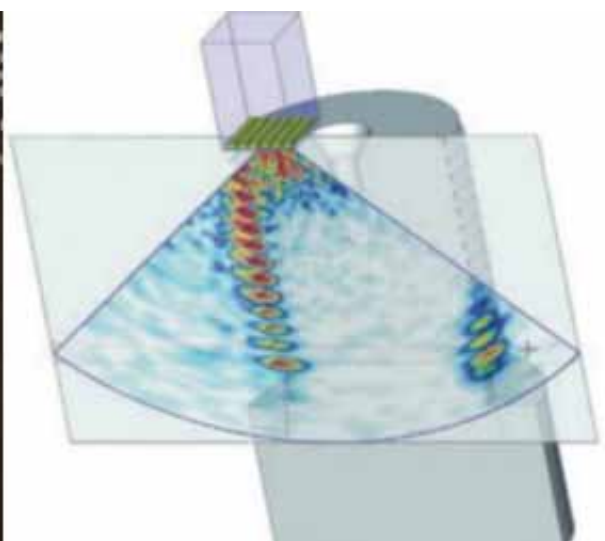


Figura 1. Diagnóstico médico e industrial.

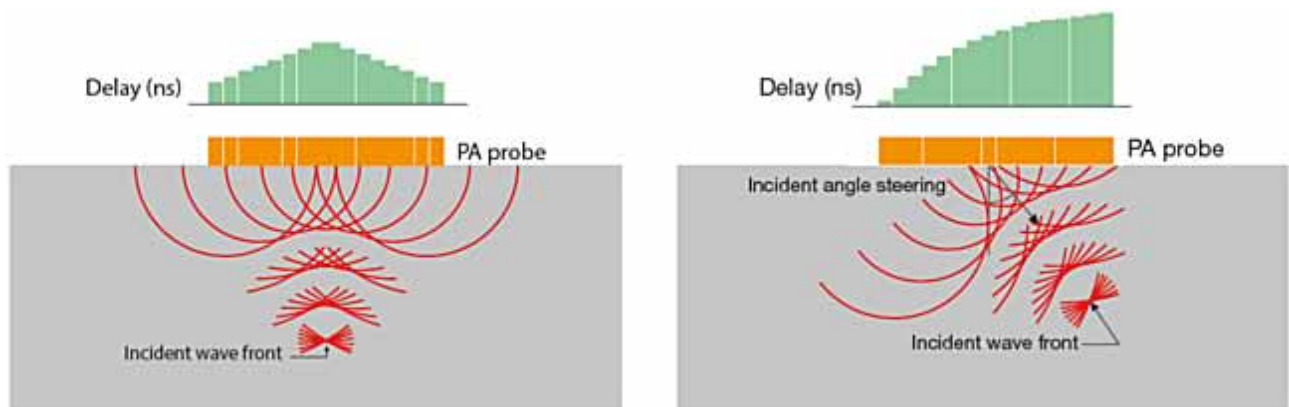


Figura 2. Ilustración de la dirección del haz en función de los distintos retardos para cada uno de los elementos del transductor.

generando así un frente de ondas en la dirección deseada (Figura 2). Los ecos recibidos por cada uno de los elementos son retardados temporalmente entre sí, para luego ser sumados y producir, como resultado, una sola vista A-Scan para cada ángulo que se utilice. De esta forma, el receptor combina las señales de los elementos generando un conjunto de vistas de la pieza ensayada y, así, se inspecciona el 100% de lo deseado obteniéndose más información que si se inspeccionará con ultrasonido convencional.

Al igual que en ultrasonido convencional, con *Phased Array* se pueden localizar discontinuidades y conocer su profundidad. Pero, a diferencia del ultrasonido convencional, con *Phased Array* es posible indicar las coordenadas en las cuales se encuentra una discontinuidad, y también es posible medirla (en ancho y largo). A diferencia del ultrasonido convencional, este ensayo tiene la ventaja de obtener un registro de la inspección realizada y, además, demanda tiempos muy cortos de inspección, lo que posibilita llevarla a cabo a gran velocidad en comparación con otras técnicas no destructivas.

Otra de las ventajas de *Phased Array* reside en que toda la información que se obtiene es conseguida en tiempo real, lo que permite corregir *in situ* los defectos que se encuentren sin necesidad de tener que procesar de forma excluyente la información para hacer un diagnóstico fuera de campo. De esta forma, se logra reducir notablemente los tiempos de ensayos. Asimismo, esta tecnología es

altamente sustentable desde el punto de vista de la salud de las personas y del medioambiente, ya que no utiliza productos químicos ni nocivos, al margen de que el hecho de no requerir consumibles facilita la reducción de futuros costos constantes.

Finalmente, otro factor a tener en cuenta en esta técnica es la focalización, es decir, la concentración de toda la energía del haz en una determinada zona de interés en lo que se está evaluando. Como contrapartida, la mayoría de los equipos industriales permite focalizar en una profundidad determinada, lo que hace que se tenga una muy buena resolución en esa profundidad; sin embargo, a medida que se encuentran reflectores fuera de esta área, estos van a aparecer borrosos y algo más grandes que un reflector idéntico que se encuentre dentro del área de focalización indicada en el equipo de inspección. Por el contrario, la técnica TFM, derivada de *Phased Array*, posibilita una amplia focalización que abarca toda el área que será inspeccionada.

Desarrollo

El método de focalización total (TFM por sus siglas en inglés: *Total Focusing Method*), comenzó a utilizarse en industria recientemente. TFM utiliza los datos obtenidos a través de la técnica de captura de la matriz completa, o *Full Matrix Capture* (FMC), lo que permite, entre otras cosas, resolver el problema de resolución y focalización en *Phased*

Array. Así, con TFM no solo se mantiene la amplitud en los puntos focalizados dentro del área de interés que el operador indica en el equipo de inspección, sino que también se genera una excelente focalización en toda esta área y no solo a una determinada profundidad.

El método de FMC es la estrategia de adquisición utilizada, cuyos datos luego serán procesados por TFM. Automáticamente, una vez procesados los datos, se visualizan en la pantalla del equipo las indicaciones encontradas en la inspección. Cabe destacar que este proceso, aquí descrito en una sucesión de tres pasos, tiene lugar en lapsos sumamente breves y, por ende, completamente imperceptibles.

En este trabajo se abordan las principales características de FMC / TFM, los principales pasos para realizar el ensayo y los resultados obtenidos en diversas aplicaciones realizadas con el equipo OmniScan X3 de la marca Olympus.

Principios elementales de funcionamiento de FMC/TFM

En FMC, y a diferencia de la adquisición en *Phased Array*, se excita al transductor de a un elemento por vez y, cuando la onda generada en esta excitación detecta una indicación en el volumen de inspección, se genera una reflexión que es recibida por todos los elementos del transductor. Este proceso se repite hasta que el total de elementos del transductor es pulsado. De esta forma, todos los A-Scan generados son alma-

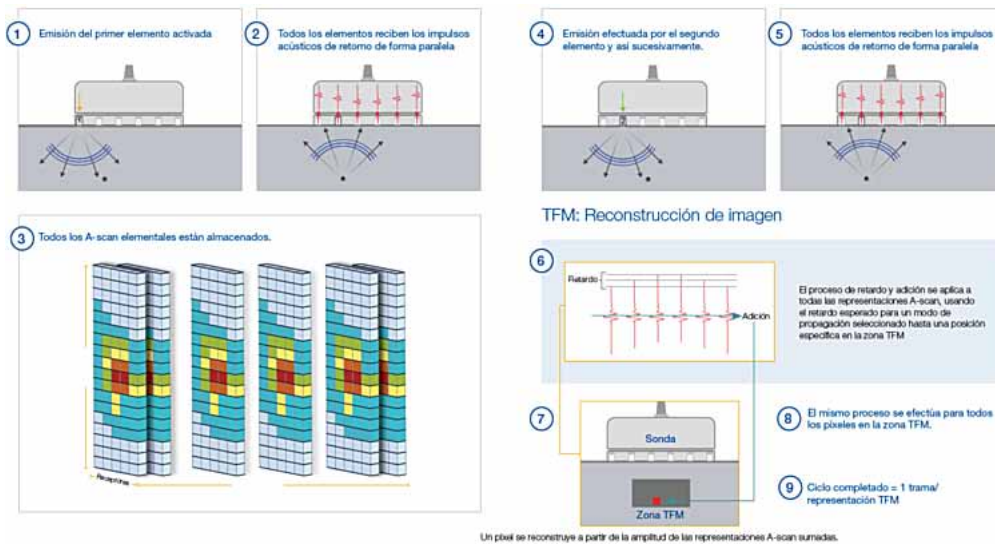


Figura 3. Funcionamiento de FMC y TFM.

cenados en un formato de matriz, en donde las variables intervinientes serán el tiempo, los receptores y los emisores (Figura 3, pasos 1 a 5).

El proceso de reconstrucción de la imagen de los distintos A-Scan, generados por la adquisición FMC, es realizado por TFM (Figura 3, pasos 6 a 9). Los datos adquiridos por FMC se procesan para crear la imagen enfocando en toda el área de interés. Esta área está formada por píxeles, un pixel se reconstruye a partir de las distintas amplitudes de los A-Scan sumados en la matriz. Una vez realizado esto para todos los píxeles que constituyen la zona o área de TFM (seleccionada en función de lo que se está inspeccionando), se obtienen imágenes de gran nitidez y resolución.

El transductor utilizado en FMC/TFM es el mismo que se utiliza en inspecciones de *Phased Array*. Según el equipo que se utilizará y de las habilitaciones del software proporcionadas por los fabricantes, ambas técnicas pueden encontrarse, de serie, disponibles para su uso. El hecho de que FMC/TFM utilice los mismos transductores, e incluso las mismas cuñas, escáneres, encoders y demás accesorios que *Phased Array*, es una gran ventaja, ya que se reducen los costos de inversión en el caso de empresas que ya utilizan la tecnología de *Phased Array* en sus respectivos controles periódicos de integridad y quieren migrar a FMC/TFM.

Un caso real de aplicación de *Phased Array* y FMC/TFM

Un ejemplo práctico que permite ver en acción los principios de funcionamiento de FMC/TFM y compararlos con los de *Phased Array* es el caso de una probeta de aluminio con cuatro agujeros laterales, pasantes, hechos de igual diámetro entre sí, de los cuales dos están ubicados a igual profundidad; y los restantes, a distintas profundidades (Figura 4). La zona de los cuatro orificios fue inspeccionada con un transductor de 5 MHz con cuña de 0°, tanto por *Phased Array* como por FMC/TFM, tal como se explica en la figura 4.

Cuando se apoya el transductor sobre el bloque, y sin desplazarlo, tal como se ve en la foto de la figura

4, y en el modo *Phased Array*, se observa que los cuatro agujeros no se ven juntos en la pantalla del equipo, sino que se ven por partes.

En la figura 5a se observan los primeros tres agujeros, uno en forma completa y los otros dos en forma parcial. Al desplazar el transductor sobre esta zona podríamos ver, en forma completa, los dos primeros, o el segundo y el tercero, o bien los dos que están a la misma profundidad (Figura 5b). En este último caso, se puede apreciar que la resolución lateral del transductor no es suficiente para detectar ambos agujeros en forma separada (tal como encuentran en la probeta), sino que el haz del transductor genera una continuidad entre ellos por su reducida separación.

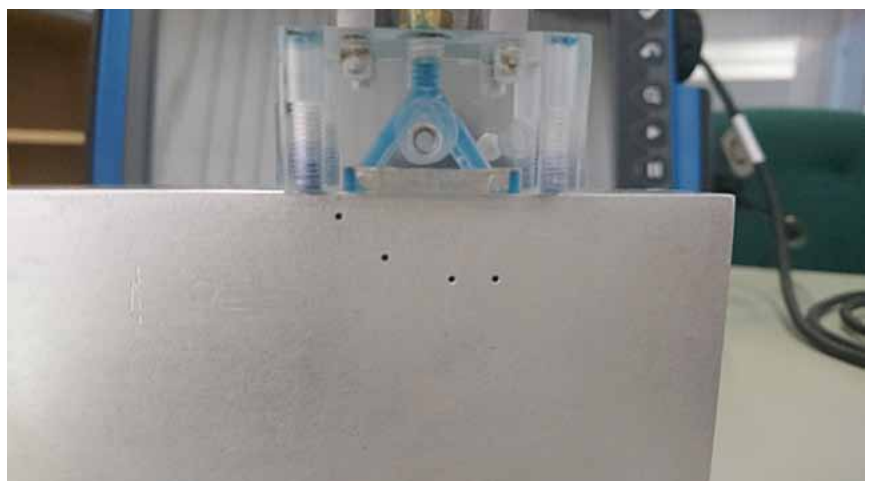


Figura 4. Escaneo a 0° sobre probeta con cuatro agujeros laterales de iguales diámetro entre sí.

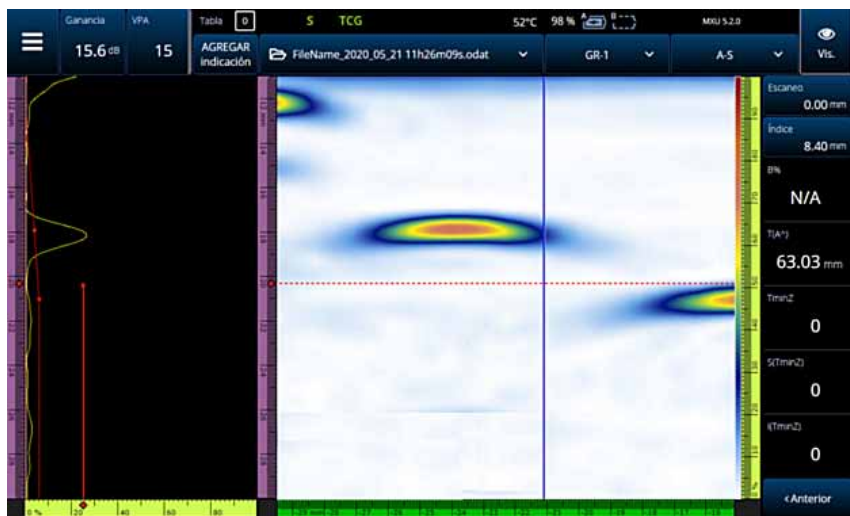


Figura 5a. Detección de algunos de los agujeros por Phased Array sin desplazar el transductor.

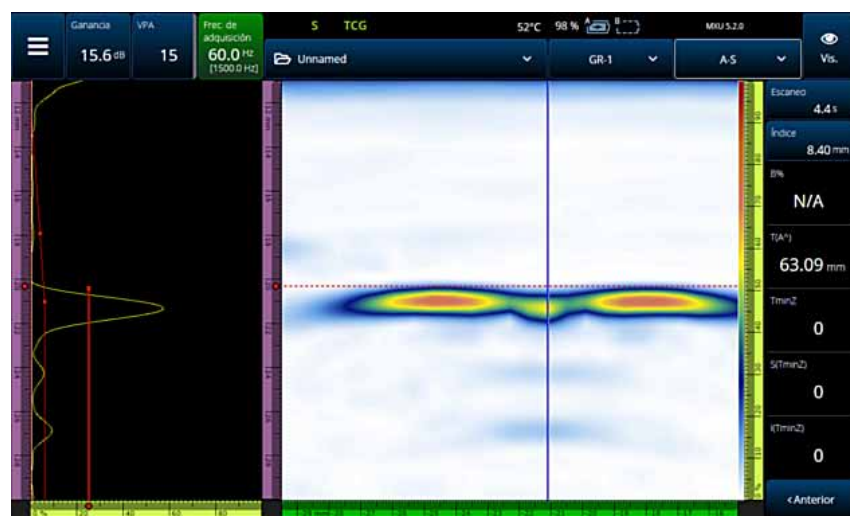


Figura 5b. Detección de algunos de los agujeros por Phased Array sin desplazar el transductor.

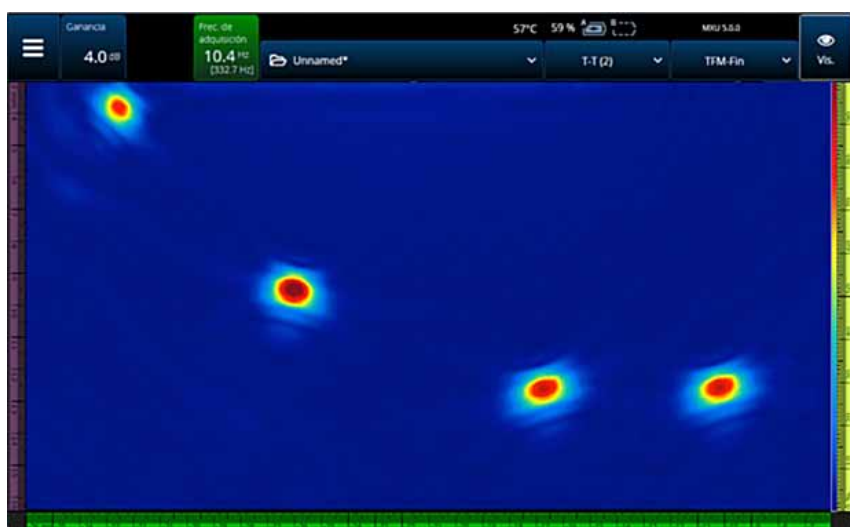


Figura 6. Detección de los cuatro agujeros por FMC/TFM sin desplazar el transductor.

Por el contrario, en el caso de realizar la inspección con el equipo en modo FMC/TFM (Figura 6), ni bien se apoya el transductor en la zona de los agujeros de la probeta, y sin necesidad de desplazarlo, se detectan los cuatro agujeros con una gran resolución y una geometría no ovalada sino circular, asemejándose así a la real de la probeta evaluada. Por consiguiente, TFM proporciona una mayor resolución, focalización y definición geométrica de indicaciones en comparación con *Phased Array*.

Modos de onda y plan de escaneo

TFM también se diferencia de *Phased Array* en la posibilidad de utilizar distintos modos de ondas de inspección, que consisten en manipular electrónicamente al haz en su dirección y en el tipo de onda que se utilizará en función de lo que se vaya a inspeccionar. Algunos de estos modos de onda se pueden observar en las figuras 7a y 7b. En una misma inspección, se pueden realizar barridos en modo pulso eco con ondas transversales (T) o longitudinales (L), o también se puede utilizar el modo auto-tándem (en el que un grupo de elementos del mismo transductor será encargado de emitir y otro grupo, de recibir las señales), se pueden combinar aquí ondas longitudinales con transversales o bien una de estas dos de manera individual.

Los modos indirectos (por ejemplo, LL-L, TT-T, TT-TTT) y los modos de conversión (como el LT-L) permiten seguir el perfil de una indicación orientada de forma vertical, mientras que los modos directos (como L-L o T-T) o los modos de reflexión (TT-TT) proporcionan mayor sensibilidad y precisión a las puntas de las indicaciones desde otras orientaciones de fallas por sí solos; sin embargo, los modos directos no se considerarán adecuados para el examen de volumen completo. De aquí la importancia de contar con un equipo con capacidad multigrupo, como se verá más adelante.

La selección del modo de inspección se lleva a cabo durante la elaboración del plan de escaneo, etapa fundamental para asegurar los mejores resultados posibles en la inspec-

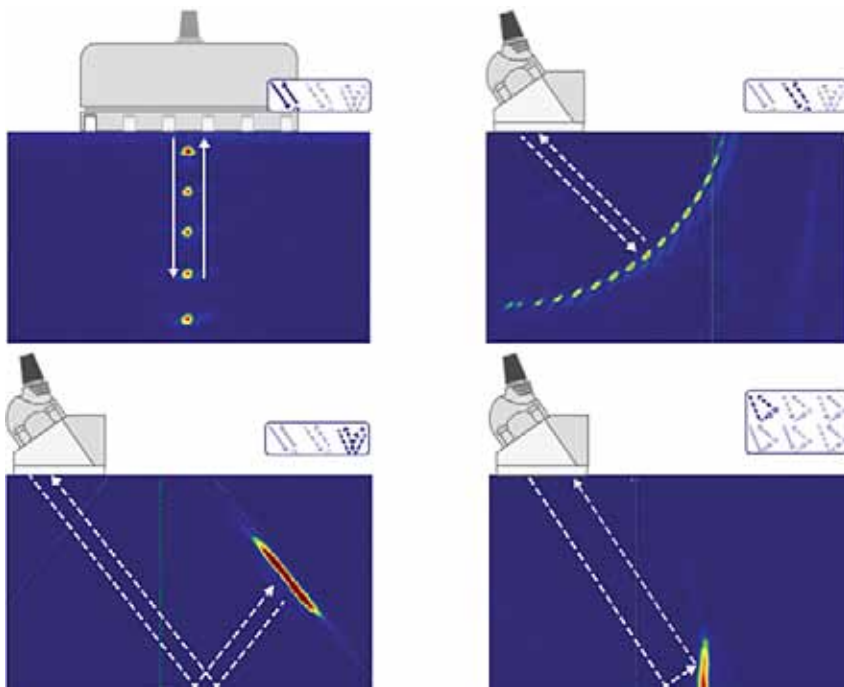


Figura 7a. Algunos modos de inspección, por pulso-eco y auto-tándem, en TFM.



Figura 7b. Algunos modos de inspección, por pulso-eco y auto-tándem, en TFM.

ción. En el plan de escaneo, además de seleccionar los modos de onda y el transductor y la zapata a utilizar, también se configura el diseño de la soldadura (en caso de inspeccionar una) y el tamaño de la zona o área de TFM que se utilizará para llevar a cabo la inspección.

La elaboración del plan de escaneo y la selección del transductor que se utilizará se realizan con gran facilidad gracias al asistente de plan de escaneo y al AIM (Mapa de Influencia Acústica) que posee el OmniScan X3 (Figuras 8 y 9). El AIM es una herramienta que permite visualizar de forma anticipada la distribución acústica del haz para cada modo de ondas de TFM en función de lo que se desea inspeccionar. Como consecuencia, también posibilita ver el alcance del transductor y de la zapata seleccionados o a seleccionar, ya que, como se señaló, podemos anticiparnos a la inspección visualizando qué transductor y qué configuración son

los más apropiados para realizar un ensayo determinado, de la forma más efectiva posible.

Además de la visualización de la concentración de colores intensos en el AIM, otro parámetro para tener

en cuenta a la hora de realizar el plan de escaneo será el del índice de sensibilidad, el cual representa la máxima amplitud de cada Mapa AIM y es un número adimensional, que se buscará que siempre sea el más alto posible.

En la figura 9 se puede observar el AIM (Mapa de Influencia Acústica), en el que las áreas rojas intensas muestran que la respuesta ultrasónica es muy buena y varía entre 0 dB y -3 dB en relación con la amplitud máxima. Las áreas naranjas varían entre -3 dB y -6 dB a partir de la amplitud máxima, las amarillas varían entre -6 dB y -9 dB, y así sucesivamente. Además, se puede ver, alrededor de la soldadura y en color anaranjado, el rectángulo correspondiente al área de TFM, zona que el operador configura indicando sus dimensiones y, al mismo tiempo, visualizándola en la pantalla del equipo a la hora de realizar el plan de escaneo.

Al combinar la información que brindan los colores del AIM junto con los índices de sensibilidad, se facilita en gran medida la selección de uno u otro transductor, como así también la correcta y adecuada elaboración del plan de escaneo, esencial para obtener un resultado satisfactorio de inspección.

A continuación, se mostrará cómo, gracias al Mapa de Influencia Acústica (AIM), se evita la realización de pruebas empíricas innecesarias para la selección del transductor.



Figura 8. Elaboración de plan de escaneo, geometría y tipo de material por inspeccionar.

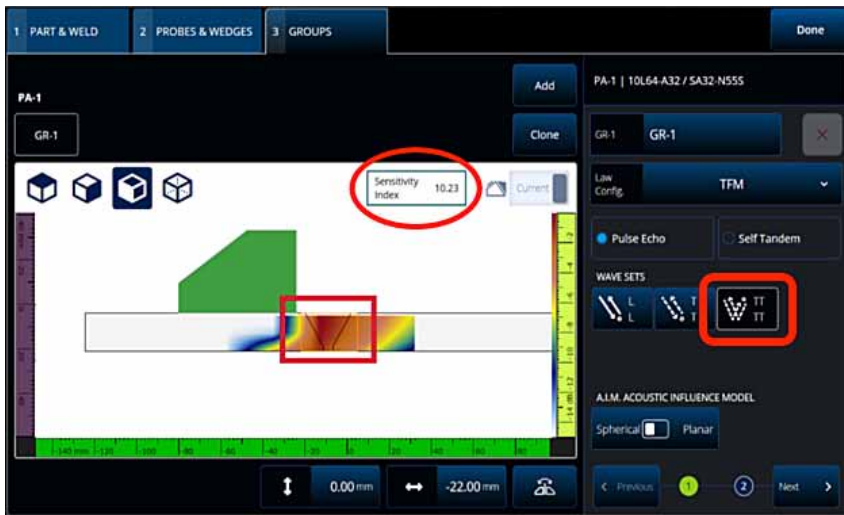


Figura 9. Configuración de inspección mediante la ayuda del AIM e índice de sensibilidad.

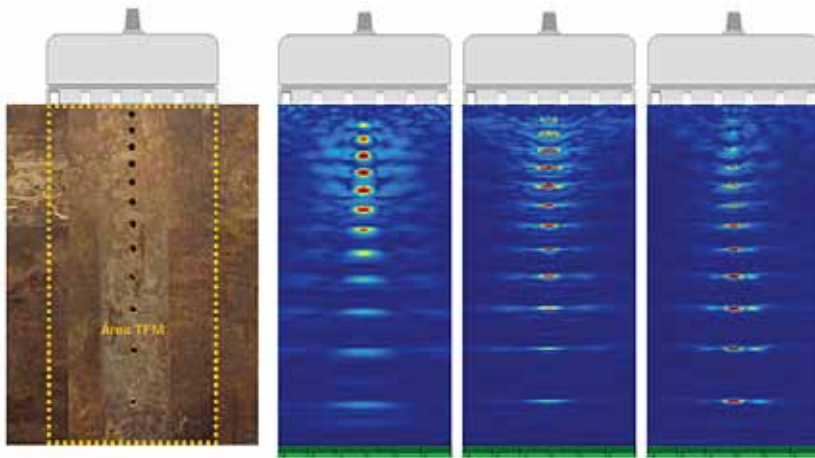


Figura 10. Obtención de distintas imágenes en función del transductor seleccionado para una misma área de TFM.

En la figura 10 se observa que, para una determinada zona de inspección (área de TFM), se dispone de tres transductores distintos para ensayarla. En función del transductor a utilizar, se obtendrán distintos resultados en la zona cercana a la superficie, en el centro de la pieza o en el extremo opuesto a la superficie (cada caso se visualiza, de manera respectiva, en las figuras 11, 12 y 13).

La probeta por inspeccionar (Figura 10) tiene doce agujeros del mismo diámetro realizados a distintas profundidades, pero todos sobre el mismo eje. En el caso del primer transductor que se utilizará, notamos que, según el Mapa AIM, la mejor respuesta se obtiene en el primer tercio del espesor de la probeta (Figura 11, izquierda). Esto se comprueba de manera empírica haciendo la inspección físicamente (Figura 11, derecha).

Con respecto al segundo transductor (Figura 12), según el AIM su respuesta es buena en una longitud mayor a la del caso anterior, pero se tiene un índice de sensibilidad menor al de la Figura 11 y esto hará que, si bien se detecta mayor cantidad de agujeros, su forma aparezca levemente deformada respecto a los detectados en la figura 11.

Para finalizar esta tanda de pruebas, se utiliza un tercer transductor (figura 13). Según el AIM, su respues-

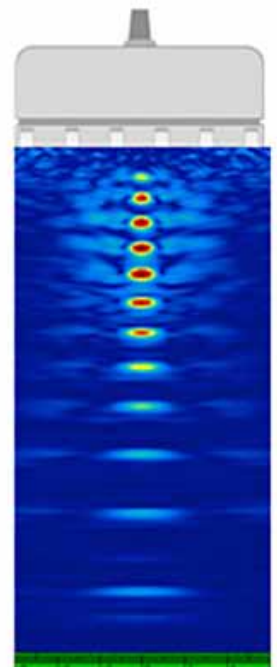
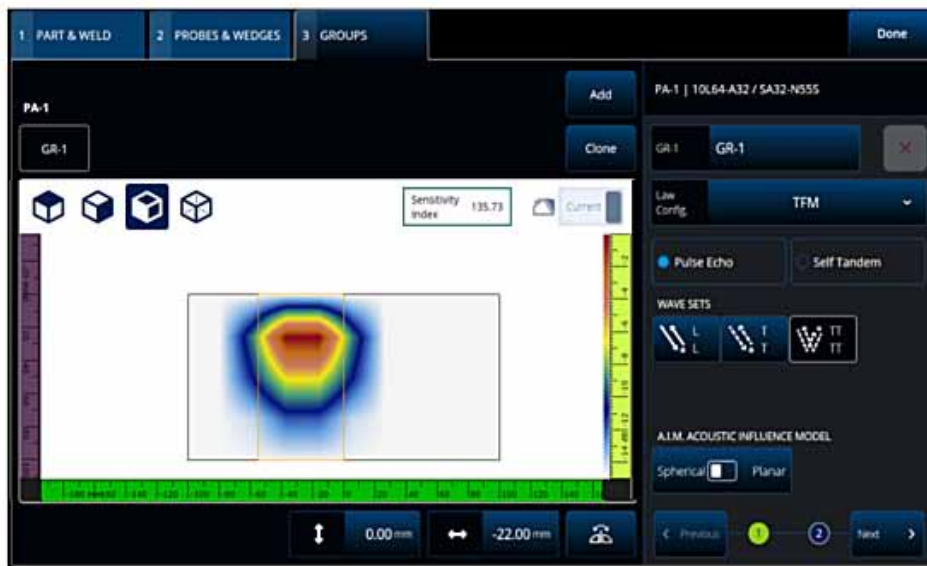


Figura 11. Ejemplo de simulación en Mapa de Influencia Acústica (AIM) (izquierda) e imagen real de inspección (derecha).



ta es buena luego de la mitad de espesor de la probeta, con un índice de sensibilidad menor al de los dos casos anteriores, pero de todas formas posibilitó ver los últimos agujeros, que no se pudieron visualizar en los dos ensayos previos. Sin embargo, en el tercer ensayo se perdió defini-

ción y capacidad de detección en el primer tercio de la probeta.

Como se observa en las figuras 11, 12 y 13, mediante el dibujo de la pieza por inspeccionar (que, en este caso, se podría asemejar a un ejemplo de corrosión), la indicación del material y el valor de espesor, la

selección de uno u otro transductor en el asistente de plan de escaneo y su respectivo modo de inspección (ondas longitudinales a 0°), se puede determinar cuál es el transductor más apropiado para llevar a cabo la inspección.

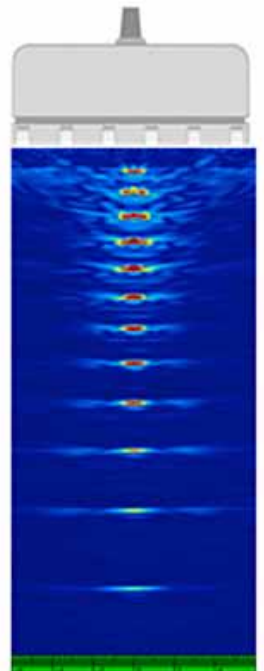
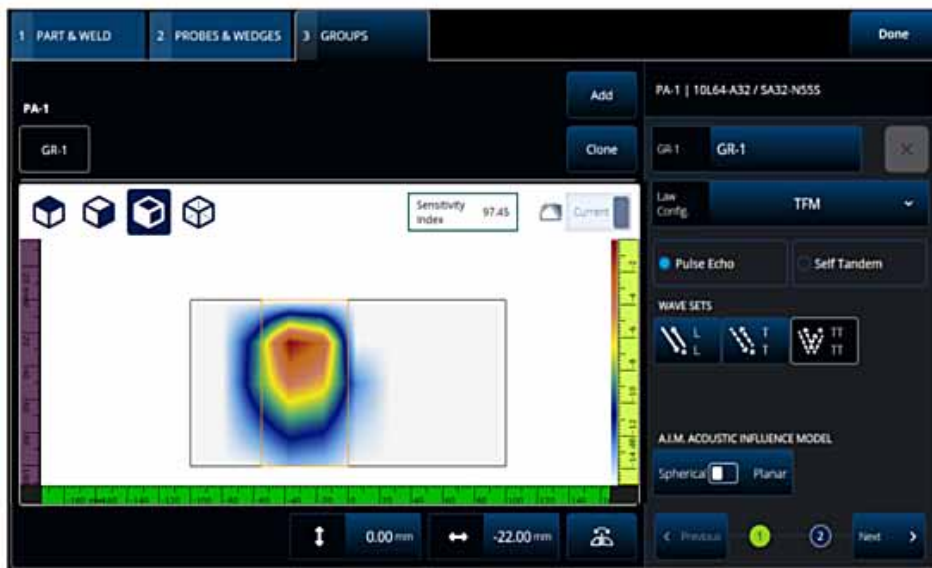


Figura 12. Ejemplo de simulación en Mapa de Influencia Acústica (AIM) (izquierda) e imagen real de inspección (derecha).

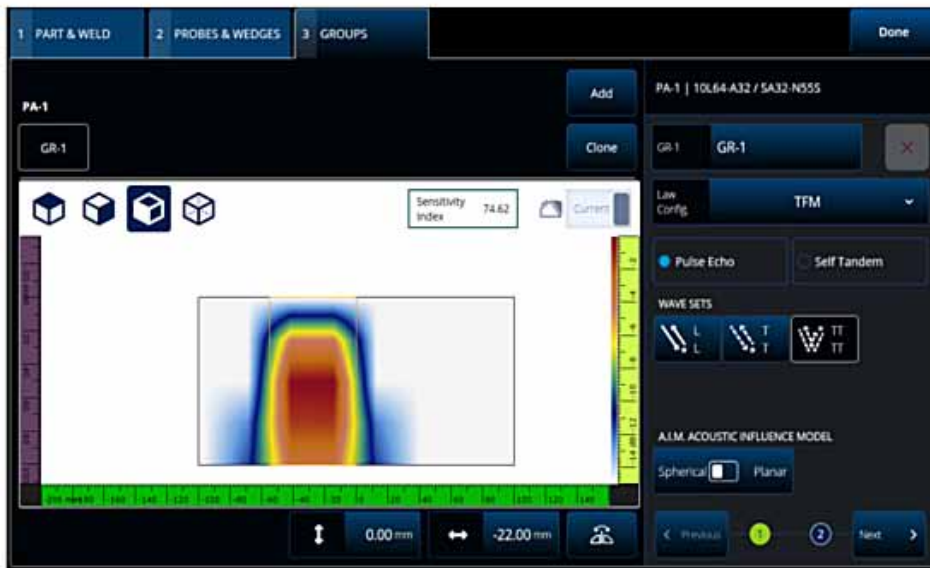


Figura 13. Ejemplo de simulación en Mapa de Influencia Acústica (AIM) (izquierda) e imagen real de inspección (derecha).

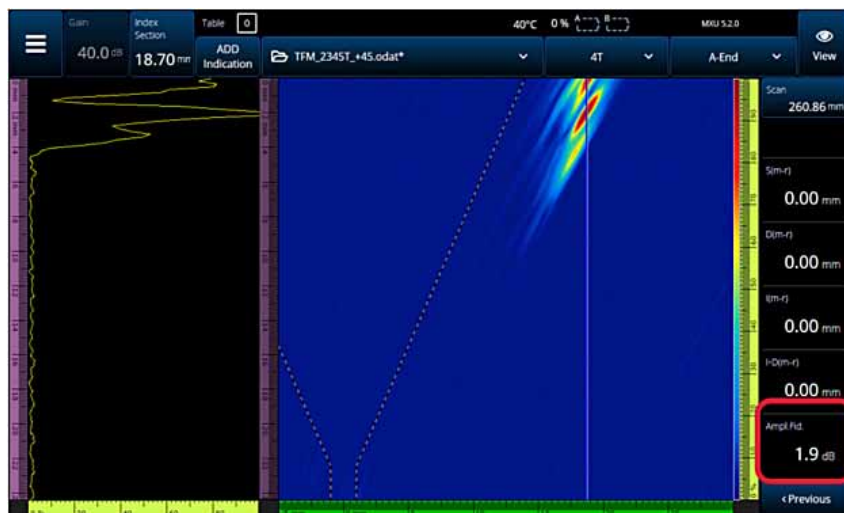


Figura 14. Valor de Amplitude Fidelity de lectura directa.

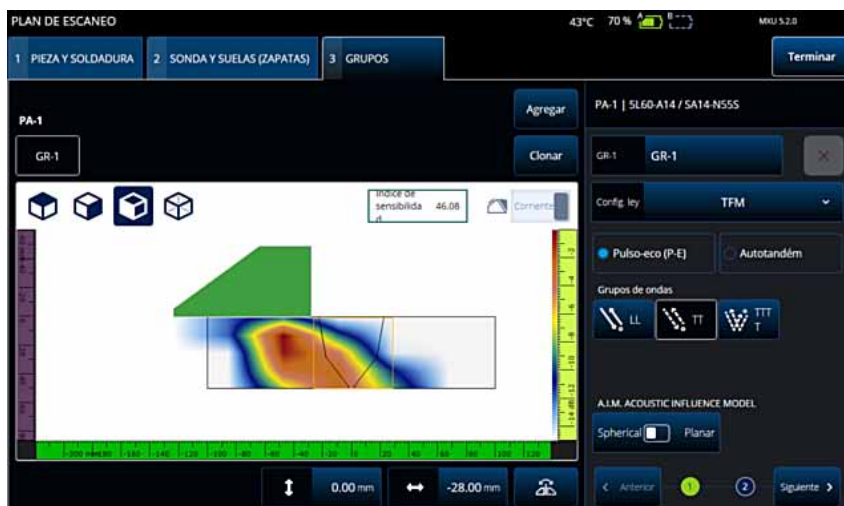
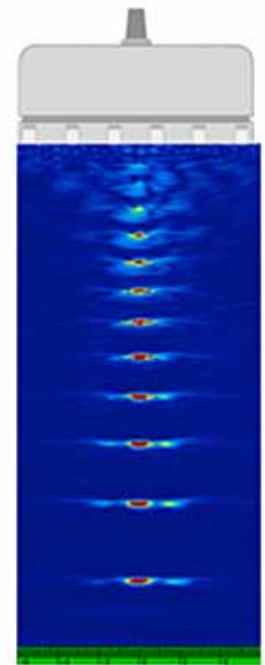


Figura 15. Plan de escaneo para inspección de soldaduras por FMC/TFM.



Amplitude Fidelity

Un concepto nuevo, y de vital importancia, que aparece en FMC/TFM, es el del *Amplitude Fidelity* (AF). Dicho parámetro es definido y establecido en el Código ASME BPCV 2019, Sección V, Artículo 4 (XI-461), y debe ser menor o igual a 2 dB.

El *Amplitude Fidelity* consiste en un parámetro que mide, en dB, la máxima variación de amplitud causada por la resolución de la grilla de TFM. Este parámetro se debe cumplir en toda el área de TFM que se selecciona en el plan de escaneo, por lo tanto, el equipo de inspección deberá mostrar el valor más alto de AF que se tenga en la zona de TFM (Figura 14); esto es lo que hace el OmniScan X3 y es clave que sea así, ya que del valor de AF dependerá de la sensibilidad del ensayo y, de eso el éxito de las inspecciones por realizar.

Inspección en soldaduras

El criterio empleado hasta aquí se sigue para inspección de soldaduras, pero con zapatas de tipo angular (Figura 15). En este caso, y a diferencia de *Phased Array* e incluso de Ultrasonido, no se selecciona un ángulo de inspección, sino que se observa directamente el haz representado por el mapa de colores proporcionado por

el AIM, el índice de sensibilidad, y se elige uno u otro modo de onda (es decir, se manipula electrónicamente el haz, orientándolo de forma que se abarquen distintas partes de la soldadura de la forma más perpendicular posible). Es importante destacar que se pueden realizar inspecciones con hasta cuatro modos en forma simultánea, y se obtienen los resultados de todos ellos *in situ*, sin necesidad excluyente de procesar imágenes. Esto resulta ventajoso, ya que una misma soldadura, o bien distintas regiones dentro de ella, pueden ser vistas de una u otra manera, se logra así una gran mejora en la geometría obtenida de las indicaciones (o defectos) y, por lo tanto, se facilita considerablemente la interpretación de lo inspeccionado.

Siguiendo lo anteriormente indicado acerca de los modos de onda pulso-eco y auto-tándem (Figura 7b), y aplicándolo a soldaduras, pueden lograrse distintas imágenes para un mismo defecto. Pero, si se sabe qué se está buscando, o bien si se arman dos, tres, o cuatro grupos distintos de inspección, pueden obtenerse excelentes resultados para las diversas geometrías de las indicaciones o defectos por encontrar.

Asimismo, debemos tener en cuenta que, además del parámetro de *Amplitude Fidelity*, y como parte del proceso de calibración, se deben verificar la velocidad y retardo (como en cualquier equipo de ultrasonido), la resolución y la sensibilidad, los modos de ondas (su efectividad) y el dimensionamiento (altura y longitud) contra un bloque patrón que contenga entallas, ranuras y agujeros laterales (por ejemplo, el especificado en ASME V en la figura XI-434.1-1).

En el caso de buscar fisuras con origen en el talón de la soldadura, y teniendo en cuenta la geometría de este defecto, la mejor dirección que puede recorrer el haz será en el modo auto-tándem en las 3T (Figura 16). Es decir, emisión de onda transversal al medio paso, reflexión en el fondo del material sin conversión de onda en su camino hacia el reflector (fisura de la Figura 16) y retorno del haz a un determinado grupo de elementos del transductor a partir de la reflexión en ella.

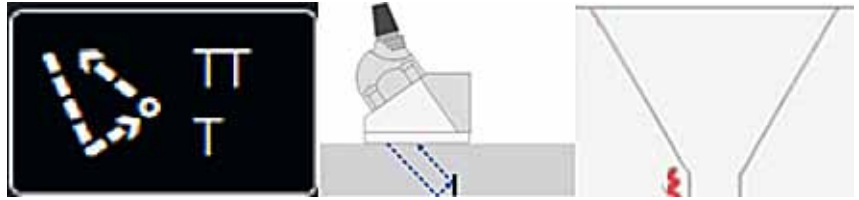


Figura 16. Tipo de onda elegida y fisura por localizar en la zona del talón de la soldadura.

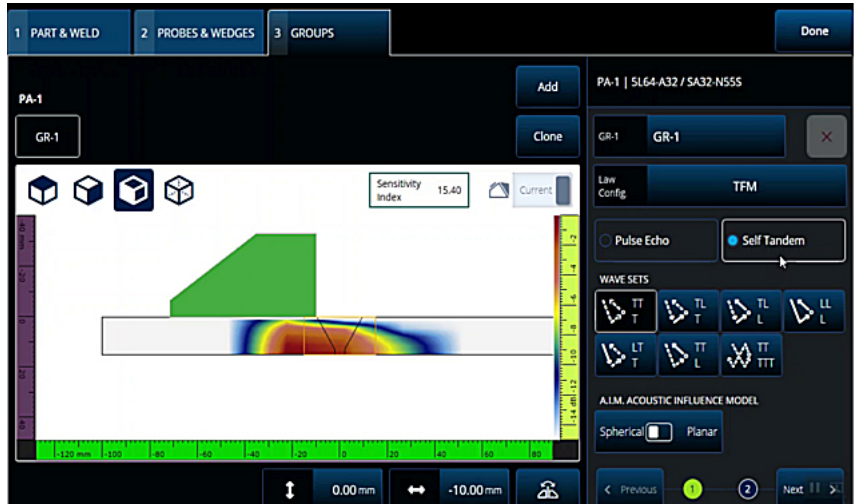


Figura 17. Plan de escaneo concentrando el haz en la zona del talón de la soldadura.

En la figura 17 puede verse cómo se configuró el plan de escaneo, gracias al Mapa de Influencia Acústica (AIM), para localizar este tipo de fisuras. En función de esto, se observa el resultado obtenido por TFM en las figuras 18 y 19, se observa cómo se detectaría esta misma fisura por *Phased Array*.

En la figura 18 se puede ver la fisura obtenida por TFM, que tiene

una geometría prácticamente idéntica a la de la fisura real, imagen que se logra como resultado de la adquisición FMC y el procesamiento por TFM. En la figura 19 se observa la misma fisura, pero mediante *Phased Array* y, por ende, con las consecuentes diferencias en términos de la geometría y definición.

En el caso de buscar fisuras con origen en el exterior de la soldadura



Figura 18. Fisura detectada por TFM (modo de onda 3T).

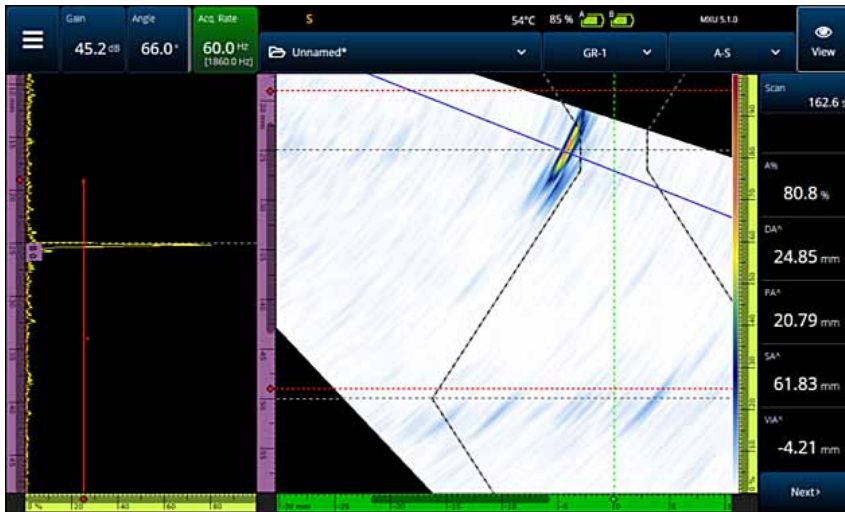


Figura 19. Misma fisura que en las figuras 16 y 18, pero detectada por *Phased Array*.

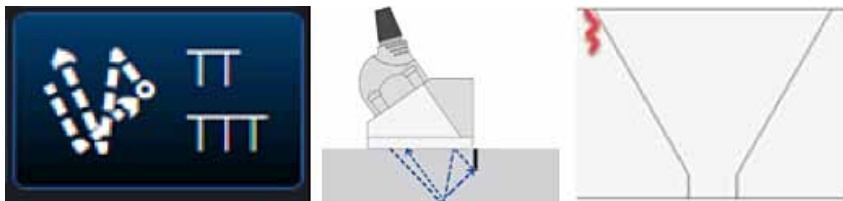


Figura 20. Tipo de onda elegida y fisura por localizar en la zona del exterior de la soldadura.

(Figura 20), si se analizan los modos de ondas disponibles, a simple vista puede notarse que el más adecuado es el del auto-tandem en las 5T. Es decir, emisión de onda transversal en paso completo, reflexión causada en el reflector, sin cambiar de onda, continuando el recorrido sónico hacia la parte superior (aquí es donde se da el rebote en la fisura), luego recorrido de la misma onda transversal hacia la parte inferior de la soldadura,

formando un paso completo, y retorno de la onda al transductor.

De manera análoga a lo observado para el ejemplo anterior (Figura 16), en la figura 21 se observa cómo se configuró el plan de escaneo, gracias al Mapa de Influencia Acústica (AIM), para localizar este tipo de fisuras. En función de esto, se observa el resultado obtenido por dos modos distintos de onda de TFM. Por un lado, se ve la geometría real del de-



Figura 21. Plan de escaneo concentrando el haz en la parte superior de la soldadura.

fecto (Figura 22) y por el otro, una imagen más parecida a la que proporciona *Phased Array* para este tipo de fisuras (Figura 24). De hecho, se puede observar esta última analogía en la figura 23, que muestra cómo se detectaría esta fisura mediante *Phased Array*.

Si no se realizara el análisis hasta aquí efectuado acerca de los modos de onda y se decidiera inspeccionar la soldadura de la forma más similar a la que se realiza en ultrasonido convencional o incluso en *Phased Array*, se observaría la fisura como se ve en la figura 24, representada por medio de dos indicaciones (como se observa también en la figura 23 de *Phased Array*): una indicación corresponde a la reflexión del inicio de la fisura y la otra, a la del fin de la fisura.

En síntesis, en FMC/TFM una misma indicación puede ser detectada de diversas maneras. Sin embargo, si previamente se analiza y se determina, mediante el Mapa de Influencia Acústica (AIM), cuál es el mejor modo de localizarla, y luego se efectúa un adecuado trabajo en la elaboración del plan de escaneo, entonces es posible detectar defectos con su geometría real, de forma clara y precisa. Incluso es posible encontrar defectos que, por su geometría, no pueden detectarse con *Phased Array* o con ultrasonido convencional en pulso-eco, o bien analizar determinadas costuras, por ejemplo, soldadura en J con ángulos de bisel muy bajos.

Es importante destacar, una vez más, que se pueden efectuar, en un solo barrido, hasta cuatro grupos de inspección (Figura 25), cada uno con un modo distinto de ensayo. Esto facilita la inspección, ya que se reduce notablemente el tiempo del ensayo y, por ende, se aumenta la productividad y eficacia del trabajo de inspección, con lo cual se logra no solo detectar ciertos defectos de la forma más apropiada (Figuras 18 y 22), sino también analizar de forma completa la soldadura (en una sola pasada de inspección), sin tener que repetir numerosas veces el ensayo.

Recordemos que FMC/TFM puede ser utilizado tanto para la inspección de soldaduras circunferenciales como longitudinales, en forma ma-

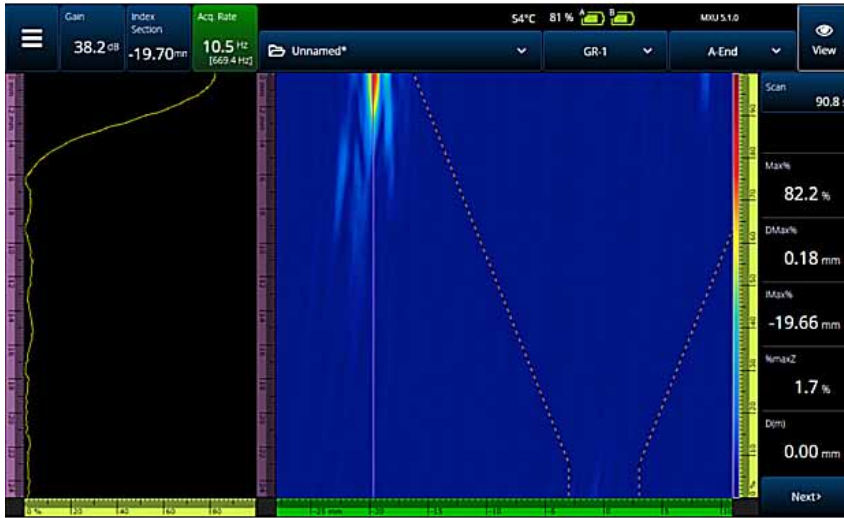


Figura 22. Fisura detectada por TFM (modo de onda 5T).

nual, con un encoder e incluso con escáner semiautomático o automático, al igual que se realiza con *Phased Array*. Sin embargo, debe tener-

se en cuenta que, debido a la gran cantidad de datos e información que procesa TFM para obtener imágenes de elevada resolución, la inspección

con escáner deberá realizarse a una velocidad menor a la que se realizaría en *Phased Array*.

Al utilizar los mismos transductores y zapatas que los que se usan en *Phased Array*, se puede aplicar FMC/TFM en superficies planas o curvas, utilizando las zapatas contorneadas que sean necesarias para cada rango de diámetros de cañerías o ductos.

Siguiendo con la analogía de estas dos técnicas, en FMC/TFM se dimensiona con el mismo razonamiento con el que se dimensiona en *Phased Array*, y se obtienen las mismas vistas de inspección (B-Scan, C-Scan, S-Scan, denominados en TFM Side, Top y End, respectivamente) (Figura 26). En otras palabras, no se pierde la información, ni/o características, a los que el *Phased Array* nos tiene acostumbrados.

Detección temprana de HTHA

Además de inspecciones en soldaduras, otras aplicaciones posibles de FMC/TFM son inspecciones de HTHA (detección temprana de agrietamiento, micro fisuras, defectos volumétricos producidos por Ataque por Hidrógeno a Alta Temperatura) (Figuras 27 y 28), inspecciones de HIC (agrietamiento inducido por hidrógeno, del tipo escalonado y tipo blíster producido por H_2S) e inspecciones de corrosión interna (generalizadas, pitting, etc.).

Si bien todas estas aplicaciones pueden ser cubiertas por *Phased Array*, con FMC/TFM se obtiene una resolución notablemente mejor en estos tipos de casos. En lo que respecta a resolución, TFM está dise-

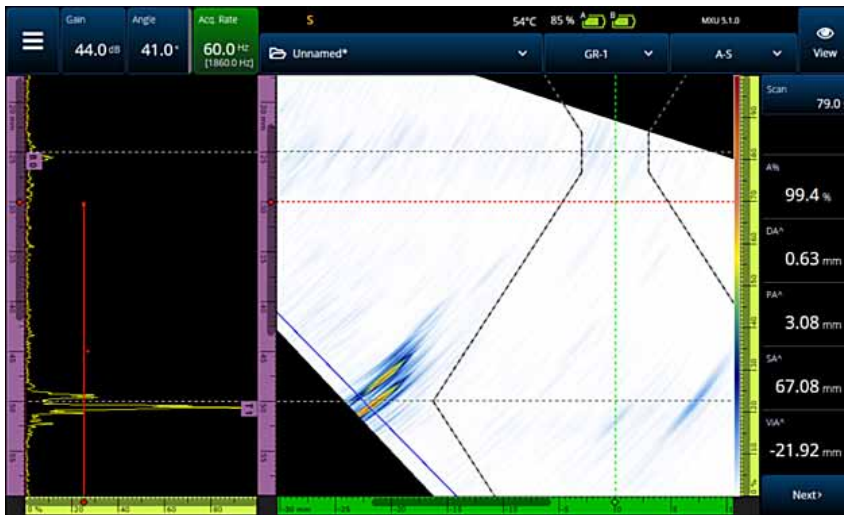


Figura 23. Misma fisura que en las figuras 20 y 22, pero detectada por *Phased Array*.

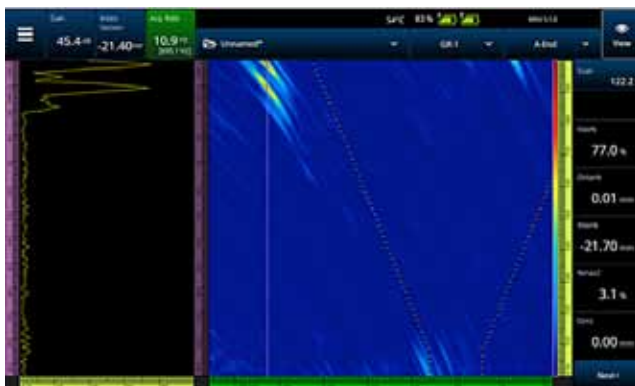


Figura 24. Misma fisura que en las figuras 20, 22 y 23, pero detectada por TFM con el modo de onda 4T.

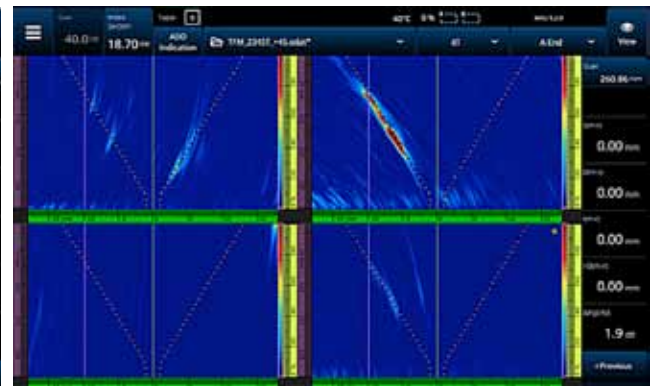


Figura 25. Inspección multigrupo de soldaduras con cuatro modos distintos.

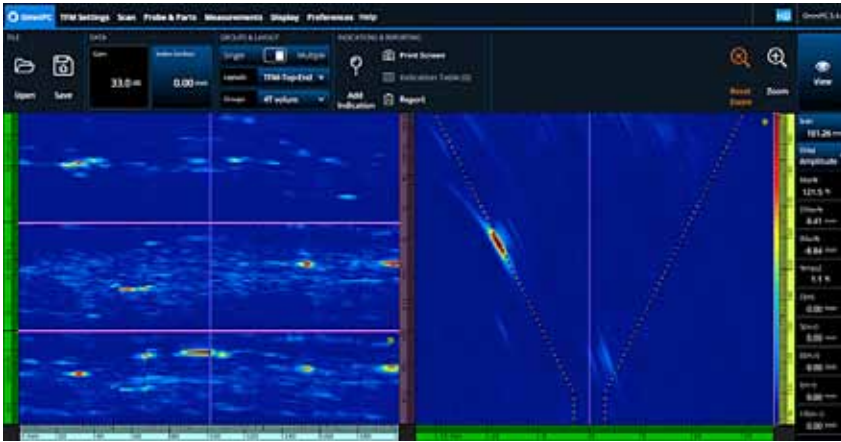


Figura 26. Inspección multigrupo de soldadura con tres modos distintos (TT, TT-TTT y TT-TT); a la izquierda se ven las tres vistas en planta (Top) y una transversal a la derecha.

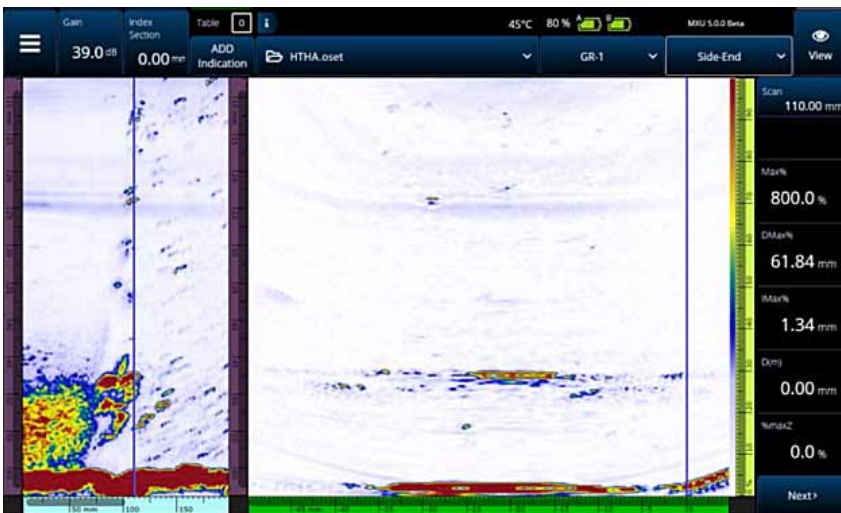


Figura 27. Ejemplo de inspección de HTHA (High Temperature Hydrogen Attack).

ñado para enfocar en todas partes (siempre que la configuración del transductor y la zona por inspec-

cionar permitan enfocar dentro del campo cercano), lo cual no era posible con los equipos industriales y

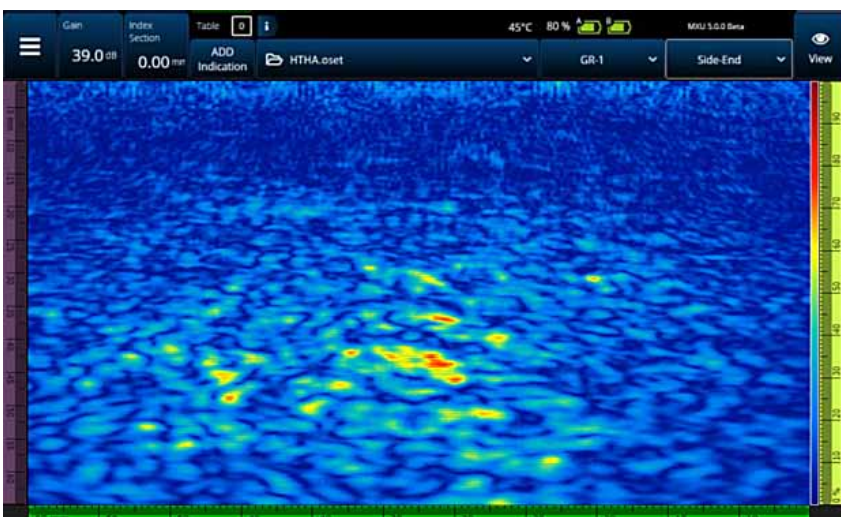


Figura 28. Ejemplo de inspección de HTHA (High Temperature Hydrogen Attack).

portátiles de *Phased Array*, como se señaló más arriba, ya que el tipo de focalización no se daba en todas partes. Más allá de la región de campo cercano, los parámetros de focalización tienen poco o ningún efecto sobre los resultados, tanto en *Phased Array* como en TFM.

Resolución cercana a la superficie en un caso real con Phased Array y FMC/TFM

En términos de la resolución cercana a la superficie, TFM logra mejores resultados que *Phased Array* (en pulso-eco) cuando se trata de reducir los ecos cercanos a la superficie en una inspección de 0° , debido a la secuencia de pulsado que se realiza en FMC pulsando de a un elemento a la vez, mientras que en *Phased Array* se genera un frente de ondas a partir de una apertura determinada de elementos en el transductor. De todas formas, en *Phased Array* la resolución cercana a la superficie se logra mejorar con el diseño y la utilización de transductores de tipo dual. Esto último lo podemos comprobar gráficamente en los ejemplos de las figuras 30 y 31, donde se inspecciona a 0° la pieza de la figura 29.

Conclusiones

La correcta elaboración de un plan de escaneo es clave para la obtención de los resultados deseados en la posterior inspección. En este sentido, una variable fundamental también es la capacitación, al igual que para toda técnica o método de Ensayos No Destructivos, una adecuada formación en FMC/TFM es un factor de suma importancia para llevar a cabo estas inspecciones del modo adecuado. Todos estos aspectos son relevantes a la hora de facilitar el trabajo de inspectores de campo y el del personal de integridad.

Cabe preguntarse si existe una técnica mejor o superior respecto de otras. La respuesta es negativa. Es recomendable analizar, en función de la aplicación, qué técnica resulta más conveniente. Incluso, muchas veces conviene complementar las inspecciones entre técnicas; en este



Congresos y jornadas

AOG

Volvemos a la normalidad y, tras un 2022 ajetreado, en el que realizamos dos grandes Expos, retomamos la frecuencia cada dos años, con la Argentina Oil & Gas Expo, que convoca a los más destacados especialistas en el diseño de estrategias para seguir desarrollando una de las industrias que mueve el mayor volumen de negocios del mundo. La próxima edición, que será en septiembre de 2022 en el predio ferial de La Rural (Ciudad de Buenos Aires), busca promover y potenciar un espacio de intercambio comercial que involucre el conjunto de los empresarios representantes de la cadena de valor del petróleo y gas e industrias relacionadas con el compromiso de siempre: respetar el ambiente.

La Exposición Internacional del Petróleo y del Gas es considerada uno de los principales eventos de la industria de los hidrocarburos en la región. Tiene gran reconocimiento internacional y se encuentra consolidada en el mercado del petróleo, gas e industrias relacionadas.

Para su 14^o edición se proyecta la participación de más de 300 empresas en una superficie de unos 35.000 m² y, si repetimos convocatoria, no menos de 30.000 visitantes.

En paralelo se llevará a cabo el 5^o Congreso Latino-



americano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, organizado por la Comisión de Seguridad, Salud y Ambiente (ver más adelante). Nuevamente se organizarán rondas de negocios con el fin de vincular empresas argentinas con firmas extranjeras, y un completo programa de actividades académicas que incluye conferencias técnicas, lanzamiento y demostraciones de productos, charlas de sustentabilidad y diversidad, y talleres, entre otras opciones.

Una industria dinámica que produce avances tecnológicos permanentes exige actualización constante. Los miles de visitantes de cada edición lo saben y allí estarán. Más información: www.aogexpo.com.ar



Los próximos meses, además de las numerosas convocatorias *online* realizadas por las comisiones del IAPG, se suma un esperable retorno a una mayor y progresiva presencialidad. Ofreceremos eventos en ambas modalidades y con idéntica vocación de generar los más completos y calificados seminarios, *workshops*, jornadas y congresos.

Como siempre se profundizará en temas cruciales para la industria: seguridad e higiene, movilidad segura, seguridad de procesos, competencias, indicadores, barreras de control, gestión del cambio, respuesta a la emergencia, nuevas herramientas y tecnologías aplicadas, análisis de riesgo, comportamiento humano, ergonomía y ambiente, gestión de residuos, eficiencia energética y reducción de emisiones, gestión del agua, recuperación de sitios contaminados, indicadores ambientales, y salud ocupacional: factores psicosociales, prevención de adicciones, enfermedades profesionales, manejo del estrés; sustentabilidad, licencia social y vinculación con los objetivos de desarrollo sostenible. Como la AOG 2023, este Congreso tendrá lugar en predio de La Rural, en Av. Sarmiento 2704, Buenos Aires, Argentina.

8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas



En medio una coyuntura energética trascendente, nuestro país enfrenta nuevos desafíos. El área de la producción es crucial para la industria, por ello surge la necesidad de analizarla en el eje del convencional, el no convencional, el *offshore* y el transporte.

Para profundizar en estos temas se desarrollará, en noviembre de 2023, el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, en la ciudad de Mar del Plata (provincia de Buenos Aires).

El temario incluye ingeniería de producción y operaciones, *offshore*, captura de carbono, geociencias e ingeniería de reservorios, medio ambiente y comunidades, terminación, reparación y estimulación de pozos, economía de la producción, reservorios no convencionales e innovación y transferencia de tecnología.

Se sumará un nuevo Premio de Jóvenes Profesionales, espacio para Transiciones Energéticas; Diversidad e Inclusión.

5° Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente

En septiembre de 2023, el IAPG realizará, en el marco de la AOG2022, el 5° Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, organizado por la Comisión de Seguridad, Salud y Ambiente.

Un ámbito para intercambiar experiencias, compartir conocimientos y fomentar la innovación en un área tan sensible de la actividad de nuestra industria del petróleo y el gas, como es el cuidado de las personas y del ambiente. Con la modalidad de presentación de trabajos técnicos, mesas redondas, charlas magistrales y actividades interactivas, reuniremos a técnicos y expertos referentes en temas de salud, seguridad y ambiente de todo el país que contará con la concurrencia de destacados oradores de nivel internacional.



5° Congreso Latinoamericano y 7° Nacional de **Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas** IAPG

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Emerson nombrado socio del año 2023 de ENERGY STAR® para la gestión energética

El premio reconoce el progreso de la empresa hacia sus objetivos de emisiones netas cero.



Emerson (EMR en la bolsa de Nueva York), una empresa global de tecnología y software, ha recibido el premio Socio del Año ENERGY STAR 2023 de la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de EE.UU. y el Departamento de Energía de EE.UU. El premio Energy Management reconoce a las empresas que tienen programas superiores de gestión energética y demostraron su compromiso con la protección ambiental y la mejora continua en sus edificios e instalaciones.

Emerson ha rastreado y comparado el consumo de energía en más de 200 sitios globales designados como “principales instalaciones que consumen energía”, así como en más de 500 oficinas y centros de servicio. En los últimos cuatro años, Emerson ha llevado a cabo docenas de Energy Treasure Hunts e implementado una variedad de medidas de ahorro de energía que resultaron en una reducción del 45% en el alcance 1 y 2 y una reducción del 23% en la intensidad energética en comparación con la base de 2018.

“Este premio reconoce los importantes avances logrados por la iniciativa Greening Of de Emerson para mejorar nuestro desempeño de sostenibilidad ambiental y lograr emisiones netas cero de gases de efecto invernadero en nuestras operaciones globales para 2030”, dijo Mike Train, director de Sostenibilidad de Emerson. “Estamos en un sólido camino hacia adelante y continuaremos impulsando una agenda ambiciosa de sostenibilidad para crear un cambio tangible no solo para nuestra empresa, sino también para las comunidades más amplias a las que servimos”.

Además de los programas de eficiencia energética, Emerson también se ha centrado en la obtención de electricidad renovable y la construcción de sistemas de

generación *in situ* en instalaciones de todo el mundo, incluidos Brasil, Hungría, China y Estados Unidos. Recientemente, la empresa instaló una nueva matriz solar en el techo de su campus de Boulder, Colorado, para generar más de 400 MWh de energía verde para el consumo directo del sitio cada año. Además, las principales operaciones de Emerson en Missouri han hecho la transición para obtener 80.000 MWh de energía renovable cada año de parques eólicos en la vecina Kansas, lo que genera reducciones significativas en la huella de carbono operativa de la empresa.

“A medida que aceleramos los esfuerzos históricos para abordar el cambio climático, las asociaciones público-privadas serán esenciales para hacer realidad la escala de nuestra ambición”, dijo Michael S. Regan, administrador de EPA. “Aplaudo a los ganadores del premio ENERGY STAR de este año por trabajar con EPA y ofrecer un futuro de energía verde que ahorre dinero a los consumidores y las empresas estadounidenses y cree empleos”.

Como parte de sus iniciativas de sostenibilidad, Emerson colabora con otros socios de ENERGY STAR para comparar el progreso y discutir las características del programa, como Energy Treasure Hunts y el compromiso ambiental de los proveedores. La empresa organiza cumbres Greening Together para que sus proveedores clave discutan cómo asociarse colectivamente para impulsar programas de descarbonización.

Emerson también se ha comprometido con sus empleados por medio de su campaña de concientización de empleados “Greening as One” para compartir acciones que los empleados pueden tomar para impulsar el progreso hacia las metas de sostenibilidad corporativa. Desde 2021, Emerson ha patrocinado un premio anual de sostenibilidad ambiental otorgado a instalaciones o equipos de empleados que han ido más allá para impulsar reducciones tangibles en energía o emisiones de carbono.

Para obtener más información sobre los objetivos de cero emisiones netas de Emerson y ver el último informe sobre la Gestión ambiental, social y de gobernanza de la empresa, visite [Emerson.com/ESG](https://www.emerson.com/ESG).

Tenaris completó el montaje del primer aerogenerador en su nuevo parque eólico de Gonzales Chaves

El hito demandó la intervención de una grúa de 150 m de pluma y 12 m de ancho. A partir de ahora, el resto



de los 23 aerogeneradores se construirá a razón de uno por semana.

Una vez operativo, el parque eólico de la Buena Ventura abastecerá con el 50% de la energía eléctrica requerida por su planta Siderca en Campana.

Tenaris anunció que se completó el montaje del primero de los 24 aerogeneradores que constituirán el Parque Eólico de la Buena Ventura, que la compañía se encuentra construyendo en el partido bonaerense de Gonzales Chaves. Una vez operativo, la instalación abastecerá el 50% de la energía eléctrica requerida por Centro Industrial de Tenaris en Campana, lo que equivale a una reducción de las emisiones de CO₂ de 152.000 tn por año.

“El montaje del primer aerogenerador es un hito no solo para este proyecto, sino que es el primero de Tenaris y del Grupo Techint a nivel global. Es un gran paso en nuestro compromiso con la transición energética y el plan de descarbonización de Tenaris hacia 2030”, expresó Javier Martínez Álvarez, presidente de Tenaris Cono Sur.

La inversión total de Tenaris en este proyecto es de alrededor de 200 millones de dólares, y se proyecta que el parque eólico esté en pleno funcionamiento durante el segundo semestre de 2023.

El montaje del primer aerogenerador demandó la intervención de una grúa de 150 m de pluma y 12 m de



ancho. A partir de ahora, el resto de los aerogeneradores se construirán a razón de uno por semana. El plan de desarrollo contempla una capacidad instalada total de 100,8 MW (24 turbinas de 4,2 MW cada una), con un factor de utilización de 58% y una producción eléctrica anual total de 509 GWh.

Los aerogeneradores no solo tendrán la misión de proveer energía eólica, también transmitirán en tiempo real distintos datos al centro de control, como la velocidad y la dirección del viento, y cuánta electricidad se encuentra generando cada aero. En paralelo a sus montajes, Tenaris continúa trabajando en la red de media tensión que llevará la energía de los aeros a la subestación eléctrica, que a su vez vinculará el parque eólico con el sistema interconectado nacional a través de la línea de 132 kV.

Actualmente, hay cerca de 280 personas trabajando en la obra de Gonzales Chaves. El arribo de los restantes equipos aerogeneradores se irá concretando de manera escalonada a medida que avance la construcción.

El parque eólico de la Buena Ventura es un componente central de la estrategia de descarbonización de Tenaris. En febrero de 2021, la compañía anunció su plan de reducir las emisiones de CO₂ por tonelada de acero en un 30% (comparado con su nivel en 2018) hacia 2030, a través del incremento del uso de chatarra —el acero es un material 100% reciclable— y el logro de una mayor eficiencia energética e inversiones en energías renovables.

Shell presenta el primer lubricante de Argentina a base de gas natural que compensa la huella de carbono

Raízen, licenciataria de la marca Shell, lanza en Argentina Shell Helix Ultra ECT C2/C3 0W-30 Carbon Neutral, el primer lubricante del mercado elaborado a base de gas natural que contribuye con la reducción de la huella de carbono, compensando las emisiones de CO₂ equivalentes generadas durante todas las etapas de su ciclo de procesamiento: desde la extracción de materias primas, producción, embalaje, transporte y uso, hasta el tratamiento al final de la vida útil.

Shell, que cuenta con una trayectoria histórica de innovación en lubricantes, trae al mercado argentino una solución lanzada en Europa, India, Indonesia y Egipto. Con este programa, la empresa que tiene entre sus objetivos contribuir con la reducción de la huella de carbono, compensará las emisiones generadas durante el ciclo de



vida completo de más de 600.000 litros de lubricantes y aspira a compensar 2000 tn de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) al año.

Este proceso se realiza a través de la compra de créditos de carbono verificados y regulados según el mercado internacional, es decir que por cada litro de Helix Ultra 0W-30 Carbon Neutral se compensarán 3,5 kg de CO₂e promedio. Si se considera el volumen anual de venta de este producto en el mercado local, el monto de emisiones a compensar asciende a 2000 tn, lo que equivale a una absorción aproximada de 12.000 árboles maduros.

El uso de Shell Helix Ultra ECT C2/C3 0W-30 se recomienda en todos los vehículos que se encuentren equipados con filtro de partículas diesel (DPF), por ejemplo las camionetas Volkswagen Amarok y una amplia gama de motores de AUDI. Asimismo, puede ser utilizado en aquellos que utilicen SAE 5W-30 o 10W-30, ya que proporciona una mayor protección del motor y ahorro de combustible.

«Shell es el mayor proveedor de lubricantes del mundo y eso supone una gran responsabilidad. De acuerdo al estudio elaborado por Kline & Company 2022, nuestra marca lleva más de 16 años consecutivos liderando el rubro a nivel global, ya que fue la primera compañía en comercializar lubricantes sustentables fabricados a partir de gas natural, con el objetivo y compromiso de satisfacer las necesidades de nuestros clientes para quienes la sustentabilidad es un valor que adquiere cada vez más relevancia en la toma de decisiones», comentó Carolina Wood, Directora de Marketing de Raízen Argentina.

“Todas las áreas de la compañía trabajan enfocadas en eliminar o reducir las emisiones incorporando el uso de energías alternativas y aumentando la eficiencia energética de todas nuestras operaciones. Con Helix Ultra 0W-30 Carbon Neutral les estamos brindando a nuestros clientes la oportunidad de actuar y contribuir con esta causa, ofreciéndoles una alternativa de consumo sustentable con el primer producto con estas características del mercado argentino”, continuó Wood.

El producto ya se encuentra disponible en todas las estaciones Shell de CABA y GBA y próximamente en el resto del país y puntos de venta.

Avanza en Europa un proyecto modelo replicable para la producción industrial de e-fuels con tecnología Siemens Energy

La empresa danesa de energía Ørsted está construyendo en el noreste de Suecia la planta de producción comercial de combustibles carbono neutrales más grande de Europa, con tecnología provista por Siemens Energy. La compañía alemana aportará al proyecto FlagshipONE cuatro electrolizadores de membrana de intercambio de protones con una capacidad total de 70 MW, así como sistemas de automatización y electrificación de toda la planta, incluidas innovadoras soluciones de digitalización y distribución de energía.



La planta, que se está construyendo en la localidad costera sueca de Örnsköldsvik, podrá producir hasta 50.000 Tm de e-metanol por año a partir de energía renovable y dióxido de carbono biogénico. Como sustituto de los combustibles fósiles, esto puede evitar 100.000 tn de emisiones de CO₂ por año en el transporte marítimo.

Anne-Laure de Chamard, miembro de la Junta Ejecutiva para la Transformación de la Industria en Siemens Energy, dijo: “Sin hidrógeno o combustibles alternativos como el e-metanol, no habrá transición energética. Necesitamos expandir estas industrias novedosas lo más rápido posible, lo que a su vez requiere modelos de negocio económicamente viables e inversión privada. Para desarrollar proyectos innovadores como este es importante pasar finalmente de la palabra a la acción».

Por su parte, Anders Nordstrøm, director de operaciones de Ørsted P2X, expresó: “En Ørsted queremos crear un mundo que funcione completamente con energía verde, y creemos que las alianzas serán clave para acelerar y desarrollar soluciones para los sectores de difícil electrificación. Siemens Energy ya es socio de Ørsted en nuestra cartera de negocios de energía renovable, y me complace que ahora extendamos esta asociación de larga data a power-to-x también”.

La planta de Ørsted representa el inicio de la producción comercial de e-metanol neutro en carbono en Europa, basado en un enfoque único: en lugar de construir plantas a medida en cada lugar, FlagshipONE actuará como un proyecto modelo, para «copiar y pegar»,

que se puede escalar y replicar en otros lugares.

Los combustibles verdes actualmente no están disponibles en volúmenes suficientes y el costo de su producción es significativamente superior al de las variantes fósiles. Aquí cobra relevancia el proyecto FlagshipONE: la planta proporciona un plan para que las instalaciones modulares de e-metanol expandan la industria de una manera que sea a la vez flexible y orientada al mercado, y para permitir una experiencia que pueda ser alimentada en la mejora continua de plantas existentes y nuevas utilizando el concepto de gemelo digital. La próxima planta FlagshipTWO ya se está desarrollando por la empresa Liquid Wind y podrá suministrar 100.000 Tm de e-metanol al mercado mediante un electrolizador de 140 MW de capacidad.

Nuevo Gasoducto Virtual™ de GNL operado por Galileo Technologies en Argentina

Nueve unidades Cryobox producen 120 tn de GNL por día para abastecer a una planta generadora de energía en Mendoza.



La apuesta al GNL (Gas Natural Licuado), a través de soluciones modulares y de microescala, se presenta como una gran alternativa para las necesidades de las empresas. En este contexto, Galileo Technologies implementó un nuevo Gasoducto Virtual™ que abastece de GNL a una central térmica en la región de Cuyo, Argentina.

La planta de licuefacción se encuentra en terrenos de la empresa Transportadora de Gas del Norte S.A (TGN) junto a la planta compresora "La Mora". Los nueve Cryobox están conectados al gasoducto de TGN, operando los siete días de la semana las 24 horas, y producen aproximadamente 120 tn de GNL por día. A través del Gasoducto Virtual™ se abastece en forma ininterrumpida a la Central Térmica Methax, una planta de generación de 40 MW, ubicada en la localidad de Luján de Cuyo en la provincia de Mendoza.

“Nuestra tecnología permite licuar gas directamente en pozo, satisfaciendo las necesidades de los clientes y luego transportarlo en isotanques criogénicos por las rutas del país. Estamos orgullosos de operar en la región de Cuyo, donde sabemos que estamos asegurando la energía eléctrica que se necesita de forma continua con la tecnología de vanguardia que nos caracteriza”, sostuvo Juan Ojanguren, vicepresidente de Galileo Energía S.A.

Ya funcionan en la Argentina los primeros motores Scania a biogás

Se trata de generadores eléctricos impulsados a biogás que fueron elegidos por estancia San Lino, de Chivilcoy, y representan grandes beneficios económicos y medioambientales.



Scania Argentina concretó, para Estancia San Lino, la conversión de dos motores de grupos electrógenos para ser impulsados con biogás. Los propulsores funcionaban con gas natural y con esta modificación generan ventajas económicas, a la vez que mayores cuidados al medioambiente.

Ubicados en Chivilcoy, los primeros dos motores Scania a Biogás serán utilizados para el emprendimiento agrícola ganadero San Lino Agropecuaria S.A., y significa una enorme apuesta de economía circular, ya que se obtiene el biogás de materia orgánica. Por un lado, comienza con la siembra de la semilla para convertir en alimento de los animales, luego se trabaja con la materia fecal, que se introduce a uno de los biodigestores. Al terminar el proceso el biogás que se obtiene se transforma en electricidad a través de los grupos electrógenos con motores Scania de la línea Green Efficiency.

A su vez, los desechos del biodigestor vuelven a la tierra como fertilizantes naturales. “Esos son los mismos elementos que usa la planta para crecer, en lugar de comprar fertilizantes fósiles. Ese es el concepto de economía circular”, explicó Jaime Goodall de San Lino Agropecuaria S.A.

Según Leandro Hernández, director de Servicios de Scania Argentina, los motores para esta finalidad pueden ser de 9, 13 o 15 l. “Son del tipo ciclo otto, trabajan con



gas natural a 1500 RPM, generando 50 hertz. Se arman con grupos electrógenos nacionales marca Powgen y el service es realizado directamente por Scania, que cuenta con 28 puntos de servicios en el país preparados para atender este tipo de tecnologías”.

En cuanto a la capacidad de generación de biogás, la obra de San Lino está diseñada para obtener 250 m³ por hora, lo cual es transformado por el motogenerador en 300 kWh de energía eléctrica, que serán ampliados a 500 kW que es lo que la planta puede alimentar de manera constante generando inyección a la red las 24 h, explicaron desde BGA, constructores de plantas.

Otro dato importante es que el costo de la generación de energía eléctrica a biogás es beneficioso. “La generación a partir del biogás oscila entre 160 y 200 MWh, esto es un 40% más económico que la generación de energía eléctrica en base a gas oil”, comentó Martín Pinos, socio gerente de BGA. “Esto abre la posibilidad para que además de tener un beneficio ambiental por el tratamiento de los efluentes, se pueda reducir el costo de generación eléctrica en áreas rurales”, agregó.

Con estos procesos, y con el motor generador a biogás, en la Argentina se pueden disminuir hasta un 90% las emisiones de dióxido de carbono. “Si tomamos todos los grupos electrógenos que están trabajando en el país en generación continua y entregando energía a la red en centrales térmicas, y los convertimos para que se alimenten con biogás de origen animal o de otros efluentes, se podría disminuir la huella de carbono de generación de energía a nivel país”, comentó Hernández.

En ventas, desde la marca ya notan una tendencia clara en la Argentina hacia soluciones más sustentables con las ventas de motores. En este caso, un 15% de lo que comercializan ya funcionan a gas, mientras que en unos cinco años se espera que el mismo porcentaje sea a biogás.

Naturgy proveerá de gas natural a los parques industriales Moreno I y II

Con el objetivo de seguir conectando y brindando el servicio de gas natural por redes a más familias, industrias y estaciones de GNC, Naturgy anuncia la obra de alimentación y abastecimiento del servicio para el Parque Industrial Moreno I y II.

En el acto de firma del acuerdo para la ejecución de la obra estuvieron presentes la intendenta de Moreno, Mariel Fernández; el representante del Consorcio de Propietarios del Sector Industrial Planificado de Moreno I; Mauricio Andrés Vitali, los apoderados de Provincia Fideicomisos S.A.U.; Cecilia Mariana Sacco y Patricio Harte; y el gerente general de Naturgy BAN S.A., Gerardo Gómez, entre otras autoridades.

Esta importante obra en el sistema de alta y media presión de la red de gas natural de Naturgy BAN, ubi-



cada la localidad de Moreno y adyacencias, implicará el desarrollo de nuevos emprendimientos productivos y, a futuro, posibilitará la interconexión con el sistema de redes ya existente en el área, lo que significará una mejora del servicio para los vecinos de la zona.

«Nos da mucha alegría este proyecto porque va a permitir que las industrias que conforman los Parques Industriales desarrollen sus actividades con el servicio que se requiere para seguir generando más producción, más puestos de trabajo y más beneficios para que siga creciendo el desarrollo industrial en Moreno. Y a su vez, se amplía este servicio fundamental para las y los vecinos de la zona», destacó la intendenta Mariel Fernández.

“Es importante y de gran significancia para Naturgy comenzar obras de infraestructura como esta, que mejoran la calidad de vida de los vecinos que viven en la zona y a su vez, llevan soluciones a las empresas e industrias, lo que sin duda promoverá un mayor desarrollo en la zona oeste del Gran Buenos Aires”, enfatizó el Ing. Gerardo Gómez de Naturgy BAN.

La obra proyectada por Naturgy se realizará desde la rotonda de las Rutas 24 y 25, y se extenderá por la ruta 24 hasta el Parque Industrial Moreno 1. Este proyecto contempla la construcción de un gasoducto en alta presión de más de 1200 m de longitud, hasta la entrada del Parque Industrial, y a su vez, se construirá una Planta de Regulación y Medición de alta a media presión, esta planta proveerá de gas al Parque Industrial Moreno I y II, mediante una distribución en media presión.

Esta obra abastecerá a más de 150 parcelas de ambos parques. Y contendrá una red interna de distribución de aproximadamente 9000 m de longitud. El proyecto también contempla la posibilidad de construcción de una estación de servicios con expendio de GNC, frente al Parque Industrial Moreno I.

A partir de esta red de distribución para el Parque Industrial Moreno I y II, Naturgy trabajará en una derivación especial para brindar la provisión de gas natural al barrio “El Vergel”, que posibilitará en el futuro, el ingreso de gas natural por redes de alrededor de 500 familias.



Autoridades nacionales y provinciales visitan instalaciones clave del proyecto Fénix de Wintershall Dea

El pasado martes 4 de abril, la secretaria de Energía de Argentina, Flavia Royón, y el secretario de Hidrocarburos de Tierra del Fuego, Alejandro Aguirre, visitaron las instalaciones onshore y offshore de Wintershall Dea en Tierra del Fuego.

La delegación estuvo acompañada por Manfred Böckmann, Managing director de Wintershall Dea en Argentina; Javier Rielo, managing director de TotalEnergies; y Marcos Bulgheroni, CEO de PanAmerican Energy.

“Nos complace haber podido recibir a Flavia Royón y Alejandro Aguirre en nuestras instalaciones de Tierra del Fuego y recorrer juntos nuestras actividades de producción en el sur del país”, comentó Manfred Böckmann, Managing Director de Wintershall Dea Argentina.

El grupo visitó las instalaciones en Tierra Cañadón Alfa de CMA-1, así como la plataforma *offshore* Vega Pléyade, instalaciones clave para el desarrollo del actual proyecto Fénix.

“Nuestra producción de gas en Tierra del Fuego es crucial para la demanda energética argentina: en la actualidad, nuestros yacimientos del grupo CMA-1 produ-

cen alrededor de 19 millones de m³ de gas natural por día. Fénix es un importante proyecto de gas natural, con el que se espera aportar importantes volúmenes de gas natural al país durante los próximos 15 años”, explica Manfred Böckmann. “Esto ayudará a la Argentina a hacer frente a la creciente demanda y a compensar las importaciones de energía. Asimismo, con las considerables inversiones y el efecto dominó en la cadena de suministro, Fénix también creará un valor adicional para la provincia de Tierra del Fuego”, añade. La inversión total del consorcio para el desarrollo de Fénix asciende a unos 700 millones de dólares.

Fénix forma parte de la concesión CMA-1, en la que Wintershall Dea y TotalEnergies (operador) tienen cada uno una participación del 37,5%, mientras que Pan American Energy posee el 25% restante. En la actualidad, los yacimientos de gas Hidra, Aries, Carina y Vega Pléyade producen en CMA-1, que aporta ya el 15% de la producción de gas natural de Argentina.

“A una semana de la reunión de Wintershall Dea con Flavia Royón en la oficina de la compañía en Berlín, nos alegra haber recibido a las autoridades nacionales y provinciales y continuar así el diálogo sobre nuestros proyectos en el país. Esperamos seguir reforzando nuestra cooperación con Argentina en su desarrollo energético”, afirmó Frank Meyer, vocero de la compañía.

NOVEDADES DEL IAPG



Seccional Sur en EVENPa2023

La Seccional Sur del IAPG, con sede en Comodoro Rivadavia (Chubut) y gerenciada por el Lic. Conrado Bonfiglioli, representó al instituto en la EVENPa2023, la 2° exposición de Encuentros y Vinculación Empresarial y de Negocios de la Patagonia, realizada en abril último en el Predio CIMA y Polideportivo Lepoldo Remussi.

Organizada por CIMA (la Cámara Industrial de Comercio Exterior y de Puerto Madryn y Región Patagónica), allí se dieron cita los referentes regionales y nacionales de la industria de hidrocarburos, incluyendo del aluminio, minería, construcción, naval y pesca, entre otras ramas multisectoriales. El fin era presentar novedades, mejorar nuevos contactos y generar nuevos negocios.

La Seccional Sur viene participando en este tipo de exposiciones importantes donde muestra sus actividades, entre ellas la Escuela de Conducción Defensiva y la





Escuela Técnica, con equipos automáticos en su stand, psicométricos, simuladores de *well control* y simuladores de entrenamiento en espacio confinado.

Las empresas participantes tuvieron oportunidad de ser parte de rondas de negocios, reuniones de trabajo y jornadas de exposiciones de más de ocho provincias.

Los Jóvenes Profesionales de Seccional Sur con agenda Ilena

En 2022 salieron a la cancha con todo y desde entonces no paran: la Comisión de Jóvenes Profesionales de la Seccional Sur en nivel de actividad está alcanzando a sus grupos pares de otras cuencas con gran éxito.

En efecto, este grupo surgido para ser un puente entre los recién llegados a la industria y los profesionales con mayor recorrido, imprime una visión joven a los temas que afectan a todos.

Esto se realiza a través de charlas técnicas periódicas en las que se profundiza sobre asuntos profesionales del acontecer diario —pueden encontrarse en el canal de YouTube del IAPG—; o del novedoso Coloquio Pre JOG, el cual, anticipando los temas que se tratarán en la

"Cementaciones Primarias en Golfo San Jorge Problemáticas y Desafíos"

Cristian Aramayo
Ingeniero en Cementación
Petrobras Energy

Denis Dumont
Ingeniero en Cementación
Petrobras Energy

Datos de ingreso a la reunión: ID: 2346 846 4285 | Contraseña: 2023
Consultas a: jovenes.seccionalSur@iapg.org.ar

próxima Jornada Oil&Gas 2023 en el marco de la AOG Expo, que se realizará el 11 de septiembre próximo en el Predio la Rural de Buenos Aires.

En este coloquio, que tendrá lugar en la ciudad de Comodoro Rivadavia (Chubut) el 8 de junio próximo, con módulos en los cuales los disertantes analizarán los desafíos y las estrategias locales del Golfo San Jorge, las herramientas y el futuro profesional de los jóvenes del sector.

Para más datos: seccionalSur@iapg.org.ar

Calendario Cursos IAPG 2023

17 al 19 de mayo

Introducción al Project Management Oil & Gas

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

31 al 2 de junio

Problemas de Pozo. Diseño de los fluidos

Streaming

Instructor: *F. A. Liendo*

5 al 9 de junio

Introducción a la ingeniería de reservorios

Streaming

Instructor: *M. E. Chimienti*

14 al 16 de junio

Gestión de integridad de ductos

Instructores: *E. Carzoglio y S. Río*

22 al 23 de junio

Eficiencia energética en industrias de procesos

Instructora: *A. Afranchi*

27 al 28 de junio

Medición, instrumentación y control en la industria del gas

Instructor: *D. Brudnick*

4 al 7 de julio

Ciencia de datos en Python para O&G

Instructores: *J. Rodríguez Martino, A. Barrios y A. Barrios*

6 al 7 de julio

Compliance y Auditoría en empresas de oil & gas. Cumplimiento Ley 27401. Plan de integridad

Instructor: *D. Campo*

13 al 14 de julio

Protección contra descargas eléctricas y puesta a tierra

Instructor: *D. Brudnick*

9 al 11 de agosto

Taller de bombeo mecánico

Instructor: *P. Subotovsky*

10 al 11 de agosto

Medición de hidrocarburos

Instructor: *D. Brudnick*

22 al 23 de agosto

Integridad de ductos: gestión de riesgos naturales

Instructores: *M. Carnicero y M. Ponce*

24 al 25 de agosto

Integridad de ductos: prevención de daños por terceros

Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. G. Palacios y S. R. Martin*

28 de agosto al 1 de septiembre

Introducción a la industria del petróleo

Instructores: *L. Stinco, A. Liendo, F. Tuero, P. Subotovsky y S. R. Martin*

4 al 8 de septiembre

Métodos de Levantamiento Artificial

Instructor: *P. Subotovsky*

5 al 8 de septiembre

Protección anticorrosiva 1

Instructores: *S. Río, C. Delosso y G. Mancuso*

18 al 22 de septiembre

Recuperación secundaria

Streaming

Instructor: *M. E. Chimienti*

21 al 22 de septiembre

Introducción al big data y analytics en la industria del petróleo y del gas

Instructor: **E. Irigoyen**

27 al 29 de septiembre

PMI avanzado. Gestión de proyectos complejos y obras

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

28 al 29 de septiembre

Contratación y Documentación de Proyectos y Obras

Instructor: *Daniel Brudnick*

3 al 6 de octubre

Protección anticorrosiva 2

Instructores: *E. Carzoglio, P. Cianciosi y C. Flores*

3 al 6 de octubre

Introducción a la industria del gas

Instructores: *C. Casares, R. Caligari, B. Fernández, P. L. Carcagno y E. Fernández*

10 al 12 de octubre
Evaluación de proyectos 1
Instructor: F. Arilla

11 al 18 de octubre
Seminario de la industria del petróleo y del gas y su terminología en inglés
Instructor: F. D'Andrea

17 al 20 de octubre
Taller de análisis nodal
Instructor: P. Subotovsky

19 al 20 de octubre
Estaciones de medición y regulación de gas natural
Instructor: Daniel Brudnick

25 al 27 de octubre
Procesamiento de gas natural
Instructores C. Casares, E. Carrone y profesores invitados

21 al 22 de noviembre
Limpieza de pozo
Streaming
Instructor: F. A. Liendo

23 al 24 de noviembre
Clasificación de áreas
Instructor: D. Brudnick

29 al 1 de diciembre
Taller de interpretación de mediciones ecodinamométricas
Instructor: P. Subotovsky

30 al 1 de diciembre
Procesamiento de curso
Instructores: C. Casares, E. Carrone y profesores invitados

Cursos Online

Curso básico: la industria de E & P de petróleo y gas natural
Instructor: R. Caligari

Herramientas de proyecto: WBS - Administración de alcance
Instructores: F. Akselrad y N. Polverini

Registro de pozos I y II
Instructor: A. Khatchikian

Misión argentina en la *Offshore Technology Conference* en Houston

El IAPG Houston estuvo presente una vez más la exposición de energía más grande del mundo que se celebra anualmente en Houston, Texas: la *Offshore Technology Conference* (OIT).

Argentina tuvo presencia en uno de los pabellones de la OTC a través de la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional. En el espacio destinado a nuestro país estuvo presente una comitiva conformada por el IAPG Houston, un grupo de diez pymes de Neuquén y Comodoro Rivadavia, integrantes del Programa Pymes de Pan American Energy (PAE), el Centro PyME-ADENEU, dependiente del Ministerio de Producción e Industria, en colaboración con la Cámara de Comercio Argentino-TEXANA, la Embajada de Argentina en Estados Unidos y Cancillería Argentina. Durante el evento, la comitiva que representó al país asistió a los distintos espacios de la conferencia, así como también a una jornada sobre transición energética y al cóctel anual del IAPG Houston.

La conferencia atrae a más de 60.000 personas de 100 países y ofrece rondas de negocios, eventos de networking y visitas a empresas. La participación en la *Offshore Technology Conference* brinda una valiosa oportunidad para establecer contactos en la industria del petróleo y gas, y permite al IAPG cumplir su misión de proporcionar un espacio para el intercambio de temas científicos, tecnológicos, comerciales y regulatorios relevantes vinculados con el sector energético de Argentina, además de promover sus intereses en el extranjero.

