

Desafíos de la actividad no convencional

Petrotecnia Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. • Año LVI N° 1



Media sponsor de:



Fundación PROCAP, Comodoro Rivadavia.
PAE asiste a Pymes y emprendedores
brindando capacitación, asistencia técnica
y financiación para mejorar su gestión.



PRESENTES EN TU HISTORIA.

El petróleo no es sólo combustible: es la energía que potencia la historia de la Fundación PROCAP de Comodoro Rivadavia y la de todos los argentinos. Siempre, en cada momento. Por eso, en 2014 hemos invertido U\$S 1.500 millones para seguir incrementando la producción de petróleo y gas, y contribuir al desarrollo energético de nuestro país.

Pan American
ENERGY

Más que petróleo.

www.pan-energy.com



Empezamos un 2015 vertiginoso por las noticias que nos llegan del mundo en lo que se refiere a la energía, al precio del barril de petróleo, y a cambios geopolíticos que son tan veloces como apasionantes.

Sin embargo, quienes conocemos esta Industria, sabemos que estos movimientos son cíclicos y que, como en todo, siempre hay que estar preparados.

En ese sentido, la industria del petróleo y del gas de nuestro país ha venido trabajando con firmeza en los últimos tiempos -2014 terminó con unos 1.300 pozos perforados, es decir el 9% más que 2013-, y esto no tiene por qué sufrir modificaciones. Hay inversiones programadas, hay una esperanza relacionada con los no convencionales que nos ponen en la cabecera mundial de recursos, y hay mejoras de *know-how*, de personal y de tecnología como para seguir produciendo en campos maduros.

Desde el IAPG, y desde *Petrotecnica*, que es su publicación periódica, apostaremos a lo largo de este año con todas las novedades técnicas del sector, junto con nuestros cursos y nuestros congresos, y esto será palpable sobre todo en la Argentina Oil & Gas 2015, nuestra ya tradicional Expo, que se realizará en el mes de octubre en el predio La Rural, y donde las principales empresas ya han reservado sitio.

La AOG 2015 estará acompañada este año por el 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, donde el foco se pondrá en los pozos de yacimientos maduros y no convencionales y, también, en todos estos cambios mundiales y en la actualidad nacional, porque aunque estamos bien encaminados, aún queda muchísimo por hacer.

En este número de *Petrotecnica*, precisamente, tocamos aspectos del desarrollo cotidiano de las formaciones *shale* como Vaca Muerta, desde el punto de vista de la Exploración y de la Integridad.

Presentamos también adelantos de temas de Perforación y de un aspecto donde la tecnología ayuda cada vez más a la industria: la automatización y el control.

Los invitamos a acompañarnos durante todo este año junto a nuestra revista.

¡Hasta el próximo número!

Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

Desafíos de la actividad no convencional

Estadísticas

- 08** Los números del petróleo y del gas
Suplemento Estadístico

Tema de tapa

- 10** Evaluación y predicción de erosión en tubería de producción, en el proceso de fractura hidráulica

Por Darío Códega, Nicolás Rebas y Gabriel Weber (Tenaris); Lisandro Garza y Gonzalo Cabo (Pluspetrol).

En el desarrollo de pozos no convencionales surge también la necesidad de contar con un método de diseño que tenga en cuenta la erosión en los trabajos de fractura hidráulica.



- 40** GRI, la gestión de reutilización y modificación de uso de instalaciones

Por Ing. Alexandr Sidorenko e Ing. Sergio Fernández (PanAmerican Energy)

La demanda de líneas para captar y transportar hidrocarburos hasta su proceso y venta requiere de líneas existentes o nuevas. Este trabajo describe un proceso ordenado e implementado de reutilización, reactivado, modificación de uso o *re-rating* de estas líneas de captación/producción, transporte, o asociadas al proceso de producción.



- 54** Integridad de pozos productores de petróleo

Por Marcos Meyer (Icorr) y Marcos Tissera

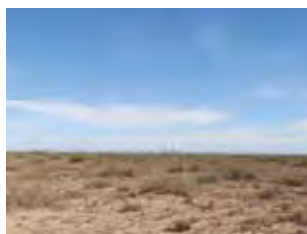
Los procesos de evaluación y diagnóstico inicial, y posterior implementación de actividades clave del Sistema de Gestión de Integridad y control de corrosión, focalizado a pozos productores de petróleo.



- 64** Predicción de fracturas naturales en la Fm Vaca Muerta

Por Victoria Lazzari, Damián Hryb, René Manceda y Martín Foster (YPF S.A.)

La importancia de estudiar, caracterizar las unidades naturalmente fracturadas de la Fm. Vaca Muerta, y la interacción de estas fracturas preexistentes con las nuevas realizadas por fractura hidráulica.



78 Estratigrafía y análisis de facies de la Formación Vaca Muerta en el área de El Trapial

Por Federico González Tomassini (UBA), Diego A. Kietzmann (UBA y Conicet), Manuel A. Fantín y Luisa C. Crousse (Chevron Argentina); y Hernán M. Reijenstein (Chevron LABU)

La importancia de los análisis estratigráficos, de facies y sedimentológicos para evaluar el potencial de un reservorio no convencional para identificar las zonas más favorables para la prospección y explotación de hidrocarburos.

Notas técnicas



90 Más allá de la sala de control

Por Jonas Berge, Emerson Process Management

Cómo se puede integrar la información captada por los sensores inalámbricos al resto de la industria, con el fin de dar soporte al personal de la planta, más allá de la sala de control.



98 Movimientos vibratorios negativos que afectan la perforación

Por Ing. Gabino Velasco

El movimiento vibratorio de torsión, el "stick and slip", caracterizado por una sucesión de períodos con una fase de pegamiento donde el conjunto de fondo se frena por un intervalo de tiempo finito, al cual lo sigue una fase de deslizamiento.

Actividades



102 El IGU, voz del gas en el mundo

Por la Secretaría Ejecutiva del IGU Argentina

Una presentación sobre la organización del gas más importante del mundo, de la cual el IAPG es *Charter Member*, o principal entidad representativa en el país, y que el próximo junio tendrá su evento trienal en París.



106 Congresos y Jornadas

El IAPG marca su tendencia en los principales simposios dentro y fuera del país, para traer los últimos adelantos en estrategias y tecnologías.

110 **Novedades de la industria**

118 **Novedades del IAPG**

123 **Cursos de actualización 2015**

126 **Índice de anunciantes**



Petrotecnica es el órgano de difusión del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina

Tel./fax: (54-11) 5277 IAPG (4274)

prensa@iapg.org.ar / www.petrotecnica.com.ar

facebook.com/IAPGInfo twitter.com/IAPG_Info youtube.com/IAPGInfo plus.google.com/113697754021657413329

Staff

Director: Ernesto A. López Anadón

Editor general: Martín L. Kaindl

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

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnica.com.ar

Estadísticas: Roberto López

Corrector técnico: Enrique Kreibohm

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

Miembros: Jorge Albano, Daniel Rellán, Víctor Casalotti, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Eduardo Lipszyc, Enrique Mainardi, Guisela Masarik, Enrique Kreibohm, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Fernando Romain, Romina Schommer, Gabino Velasco

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

PETROTECNIA se edita los meses de febrero, abril, junio, agosto, octubre y diciembre, y se distribuye gratuitamente a 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 LVI N° 1, febrero de 2015

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.300 ejemplares

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

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

Aderida 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 *Petrotecnica*.

Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 750

Exterior: Precio anual - 6 números: US\$ 250

Enviar cheque a la orden del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar

La revista *Petrotecnica* y el *Suplemento Estadístico* se imprimen sobre papel con cadena de custodia FSC.



Premio Apta-Rizzuto

- 1° Premio a la mejor revista de instituciones 2006, 2014
- 1° Premio a la mejor nota técnica-CONICET 2011, 2012
- 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 2010
- 1° Premio a la mejor nota técnica-INTI 2008
- 1° Premio a la mejor nota técnica 2007
- 1° Premio a la mejor revista técnica 1993 y 1999
- Accésit 2003, 2004, 2008, 2012, 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, notas de bien público
- Accésit 2010, 2012, 2013, 2014, 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

Comisión Directiva 2014-2016

CARGO

Presidente
Vicepresidente 1°
Vicepresidente *Upstream* Petróleo y Gas
Vicepresidente *Downstream* Petróleo
Vicepresidente *Downstream* Gas
Secretario
Pro-Secretario
Tesorero
Pro-Tesorero
Vocales Titulares

EMPRESA

Socio Personal
YPF S.A.
PETROBRAS ARGENTINA S.A.
AXION ENERGY ARGENTINA S.A.
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)
GAS NATURAL BAN S.A.
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)
CHEVRON ARGENTINA S.R.L.
TOTAL AUSTRAL S.A.

TECPETROL S.A.
PLUSPETROL S.A.
CAPSA/CAPEX - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)
METROGAS S.A.
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.
APACHE ENERGIA ARGENTINA S.R.L.

WINTERSHALL ENERGIA S.A.
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)
SIDERCA S.A.I.C.
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.
BOLLAND Y CIA. S.A.
REFINERIA DEL NORTE (REFINOR)
TECNA S.A.
DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina
CAMUZTI GAS PAMPEANA S.A.
DISTRIBUIDORA DEL GAS DEL CENTRO-CUYO S.A. (ECOGAS)
HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.
GASNOR S.A.
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
LITORAL GAS S.A.
A- EVANGELISTA S.A. (AES)
BAKER HUGHES ARGENTINA S.R.L. (Bs. As.)
SOCIO PERSONAL
PALMERO SAN LUIS S.A.
CESVI ARGENTINA S.A.

Titular

Ing. Ernesto López Anadón
Dr. Gonzalo Martín López Nardone
Ing. Ronaldo Batista Assunção
Dr. Pedro López Matheu
Cont. Javier Gremes Cordero
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso
Ing. Ricardo Aguirre
Sr. Jean Marc Hosanski

Cont. Gabriel Alfredo Sánchez
Lic. Natalio Battaglia
Ing. Sergio Mario Raballo
Lic. Marcelo Nuñez
Ing. Horacio Rossignoli
Ing. Daniel Néstor Rosato

Cont. Gustavo Albrecht
Dr. Santiago Marfort
Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez
Ing. Miguel Angel Torilo
Ing. Abelardo Gallo Concha
Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Ing. Daniel Omar Barbería
Sr. Jorge Sgalla

Ing. Juan José Mitjans
Sr. Enrique Jorge Flaiban
Lic. Fernando Rearte
Lic. Rodolfo H. Freyre
Ing. Claudio Aldana Muñoz
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Alberto Francisco Andrade Santello
Lic. Federico Medrano
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Sr. Marcelo Horacio Luna
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

Sra. Silvana Oberti
Dr. Diego Saralegui
Ing. Daniel A. Santamarina
Ing. Daniel Alberto Perrone
Ing. Martín Yañez
Ing. José Alberto Montaldo
Ing. Fernando José Villarreal
Ing. Guillermo M. Rocchetti
Sr. José Luis Fachal
Dra. Gabriela Roselló
Ing. Héctor Raúl Tamanini
Ing. Juan Carlos Pisanu
Ing. Jorge M. Buciak
Lic. Rafael Alberto Rodríguez Roda
Ing. Julieta Rocchi
Sr. Dardo Oscar Bonín
Ing. Julio Shiratori
Lic. Gustavo Oscar Peroni
Ing. Carlos Gargiulo
Ing. Daniel N. Blanco
Lic. Mariano González Rithaud
Sr. Jorge Meaggia
Ing. Ignacio Javier Neme
Ing. Gustavo Rafael Mirra
Ingr. Gerardo Francisco Maioli
Ing. Jorge Ismael Sánchez Navarro
Lic. Roberto Meigrana
Cont. Daniel Rivadulla
Ing. Emiliano López
Ing. Jaime Patricio Terragosa Muñoz
Dr. Hernán Flores Gómez
Ing. José María González

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

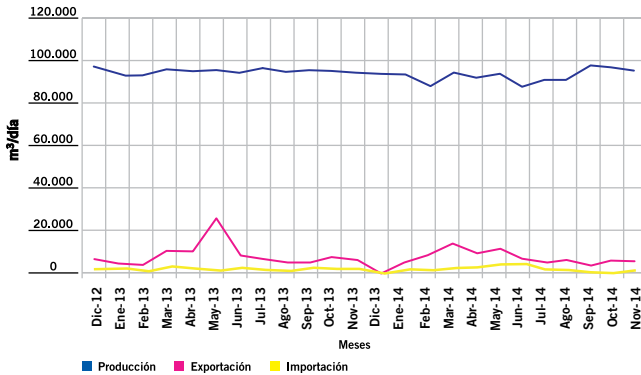
Una empresa con
los pies, las manos
y el corazón en la tierra.

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

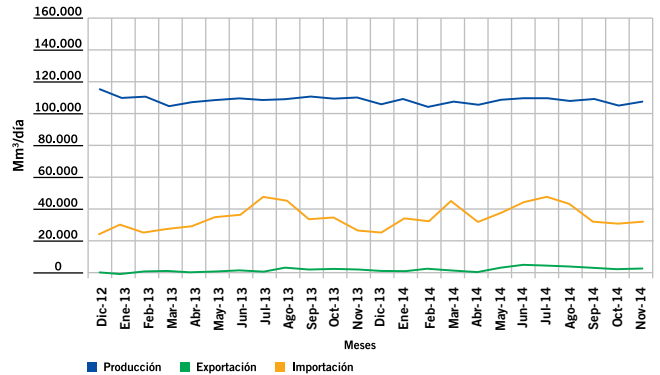


www.foroiapg.org.ar
Ingrese al foro de la
industria del petróleo y del gas

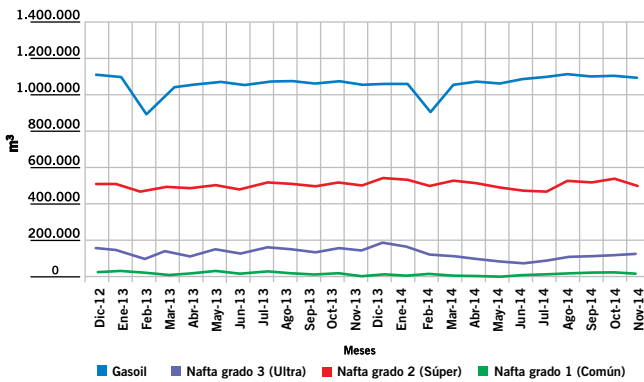
Producción de petróleo vs. importación y exportación



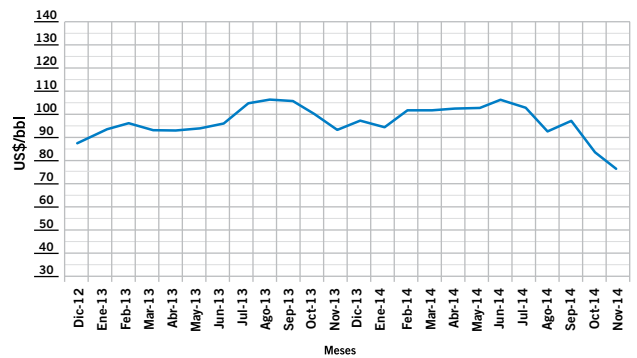
Producción de gas natural vs. importación y exportación



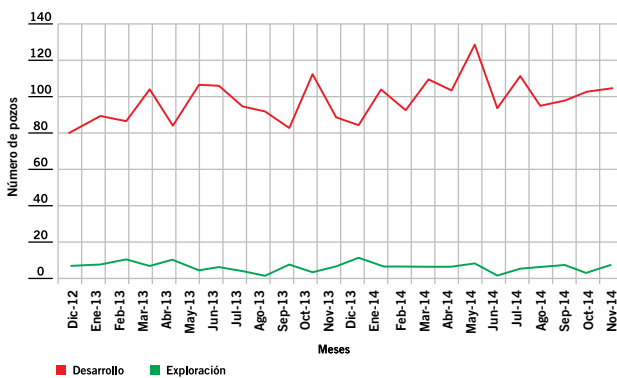
Ventas de los principales productos



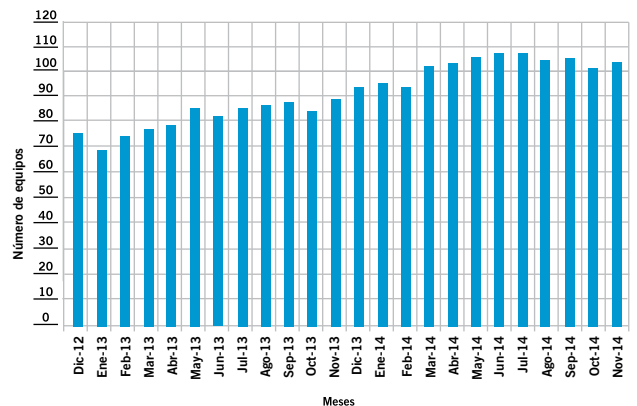
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



Nuestro desafío

es llevar todos los días a más gente la energía necesaria a precios adecuados. Eso nos obliga a inventar y desarrollar soluciones que concilien las necesidades de hoy con las necesidades de mañana. Para lograrlo, el Grupo Total ha adoptado una política de Desarrollo Sostenible que apunta a optimizar el uso de las reservas, mejorar la seguridad y el medio ambiente en nuestras operaciones así como la calidad de nuestros productos, estudiar el uso de energías alternativas y ayudar a desarrollarse a las comunidades en donde operamos.

Para todo ello nuestra energía es inagotable.

www.total.com



Total Austral, más de 30 años en Argentina



Evaluación y predicción de erosión en tubería de producción, en el proceso de fractura hidráulica

Por *Darío Códaga*, *Nicolás Rebas* y *Gabriel Weber* (Tenaris);
Lisandro Garza y *Gonzalo Cabo* (Pluspetrol)

En el desarrollo de pozos no convencionales surge también la necesidad de contar con un método de diseño que tenga en cuenta la erosión en los trabajos de fractura hidráulica, ya que los elevados caudales de inyección o producción de fluidos con arena ponen en riesgo la integridad de tuberías y herramientas por procesos erosivos. Evaluar y mitigar estos procesos puede ser crítico en el diseño de la arquitectura de pozos.

Introducción

En la terminación de pozos no convencionales, en que se encuentran procesos de estimulación hidráulica cada vez más exigentes desde el punto de vista de resistencia de materiales, se comenzaron a experimentar fallas en los tubulares.

Los análisis de fallas concluyeron en que la causa raíz de estas fue una combinación de pérdida de espesor por desgaste erosivo y altas sollicitaciones mecánicas. Como consecuencia, surge la necesidad de desarrollar un método de diseño que tenga en cuenta el fenómeno de erosión en los trabajos de fracturas hidráulicas.

En el presente trabajo se vuelcan datos experimentales, se examinan las experiencias de campo realizadas, y se

propone un método de predicción y evaluación del proceso erosivo asociado al método de diseño de arquitectura de pozo (*Casing*, trayectoria, etcétera) tradicional, y al programa de fractura hidráulica (caudal, volumen, tamaño del agente de sosten, etcétera).

Revisión bibliográfica

El fenómeno de erosión es un proceso complejo afectado por numerosos factores, donde pequeños cambios en las condiciones operativas pueden afectar significativamente el daño producido. Resulta difícil detectar un proceso erosivo en curso, y los operadores raramente tienen una buena medida de la condición interna del sistema de tuberías. [1]

Se define como erosión a toda pérdida de material provocada por remoción mecánica de superficies sometidas al pasaje de un fluido. Puede ser generada por diversos mecanismos:

- Erosión por partículas (común en *Oil & Gas*)
- Erosión por gotas de líquido
- Erosión-corrosión
- Cavitación

El presente trabajo se centrará en el estudio del mecanismo de erosión por partículas, generado por el agente de sostén (Arenas, Bauxitas y Cerámicos) de fracturas hidráulicas sobre las paredes del tubo, el cual ha evidenciado ser la causa raíz de fallas prematuras.

Las áreas críticas para la erosión son aquellas donde ocurren cambios vectoriales de velocidad del fluido. Por el contrario, en tubos rectos y en curvas suaves se tiene un proceso erosivo despreciable; por lo tanto, en muchos casos no es un factor de importancia para el dimensionamiento del tubo. [2]

Principales variables involucradas en el mecanismo de erosión por partículas

Propiedades de los materiales [1] (Figura 1)

Metales dúctiles y otros materiales

Aceros, otros metales y la mayoría de los plásticos generalmente muestran comportamiento dúctil a la erosión.

La erosión por partículas en materiales dúctiles es causada por un mecanismo llamado "micro mecanizado". Las partículas impactando con un cierto ángulo, arrancan material de la superficie. Con altos ángulos de impacto, en superficies dúctiles, las partículas tienden a generar cráteres, pero no remueven mucho material.

El principal factor que controla la erosión en materiales dúctiles es la dureza de la superficie. Los aceros son más resistentes que metales más blandos. La dureza varía en los diferentes aceros; sin embargo, se cree que esta variación no es suficiente para afectar su resistencia a la erosión. Haugen *et al* [3] sugieren que la diferencia entre grados de acero es despreciable con velocidades < 100 m/s (< 450 Bpm en Csg de 5 1/2" o 110 Bpm en Tbg de 2 7/8"); por lo tanto, se tratará a cualquier grado de acero de la misma manera.

Plásticos y compuestos son generalmente menos resistentes que los metales, aunque algunos elastómeros y polímeros poseen buena resistencia ya que absorben energía en el impacto.

Materiales resistentes a la erosión

Materiales específicos, como el carburo de tungsteno, revestimientos y cerámicos, son usados en estranguladores y componentes vulnerables. Estos materiales son generalmente duros y frágiles.

Los materiales frágiles se erosionan de forma diferente. Los impactos fracturan la superficie y la erosión se

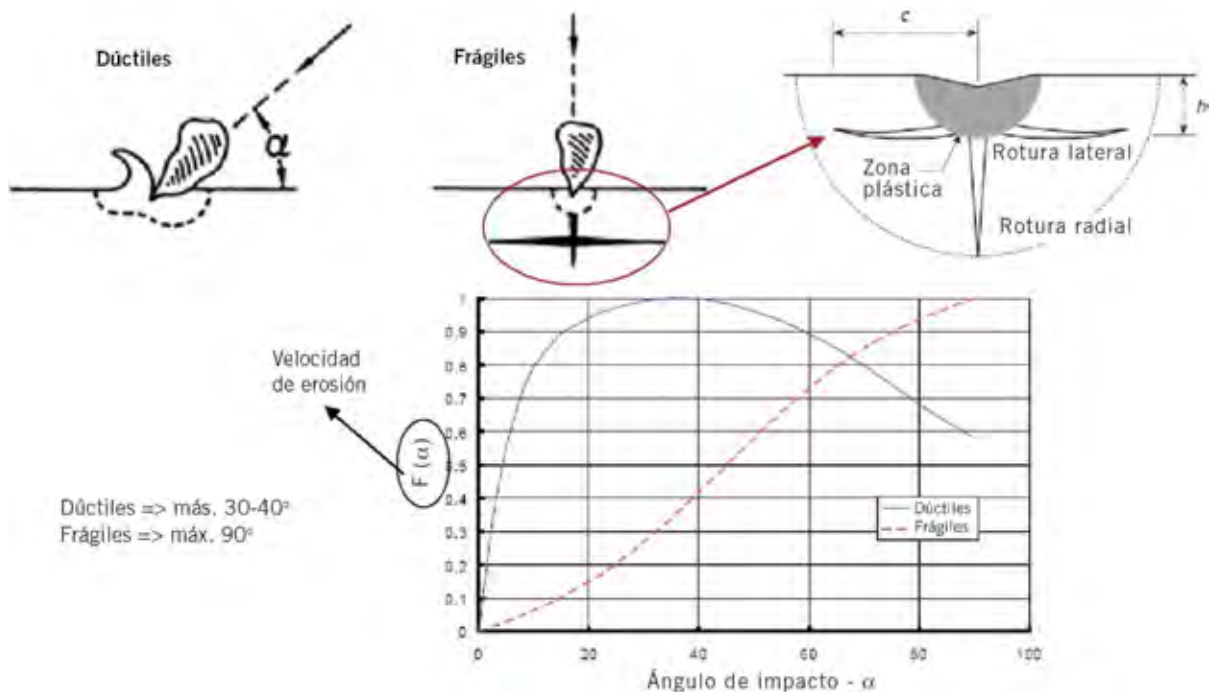


Figura 1. Mecanismos de daño por impacto de partículas propuestas.

incrementa linealmente con el ángulo de impacto, siendo el máximo para impactos perpendiculares.

La mayoría de estos materiales poseen mejor resistencia a la erosión que el acero.

Caudal de sólidos y la forma en que es transportada en el flujo [1]

El mecanismo de transporte es un factor importante que controla la erosión en sistemas de producción. Los sistemas de gas generalmente fluyen a altas velocidades (>10 m/s), haciéndolos más propensos a la erosión que sistemas líquidos. Sin embargo, en sistemas de gas-líquido, las partículas pueden ser retenidas y transportadas en la fase líquida. En particular, el flujo tipo *Slug* puede generar periódicamente altas velocidades que afecten la tasa de erosión. Si el flujo es inestable, o cambian las condiciones, las partículas se pueden acumular en períodos de bajo flujo, liberándose al sistema cuando se restablecen altos flujos.

Velocidad, viscosidad y densidad del fluido [1]

La tasa de erosión es proporcional a la velocidad de impacto de las partículas elevada a una potencia n (para aceros, $2 < n < 3$). Se puede asumir que la velocidad de impacto de la partícula será cercana a la velocidad del fluido que la transporta; por lo tanto, la tasa de erosión aumenta cuanto mayor sea la velocidad del fluido. Pequeños

incrementos de velocidad del fluido pueden ocasionar incrementos sustanciales en la velocidad de erosión.

En fluidos densos y viscosos, las partículas tienden a ser transportadas rodeando las obstrucciones sin impactar directamente en ellas (fenómeno de arrastre). En fluidos de baja viscosidad y densidad, las partículas tienden a viajar en líneas rectas, impactando las paredes cuando cambia la dirección del flujo.

Es más factible que ocurra erosión en flujos de gas, por su baja viscosidad, baja densidad y grandes velocidades.



Viscosidad y densidad fluido (\downarrow) - Tamaño Partículas (constante) o
Viscosidad y densidad fluido (constante) - Tamaño Partículas (\uparrow).

Figura 2. Variación de la trayectoria de las partículas.

En la figura 2 se observa la trayectoria de cómo son acarreadas las partículas a través de un codo. La trayectoria depende del peso de la partícula y de la capacidad de transporte del fluido a medida que atraviesa un codo. Los gráficos se pueden ver desde dos ópticas distintas. Por un



NORPATAGONICA

Líderes en la provisión de Servicios, Productos Químicos, Revestimientos Anticorrosivos e Insumos para todas las industrias, en especial la de Oil & Gas.



- » Secados de gasoductos.
- » Pruebas de hermeticidad y resistencia.
- » Dosificación de productos químicos en yacimientos y plantas.
- » Limpieza industrial.
- » Limpiezas mecánicas y/o químicas.
- » Tratamiento de Petróleo, Gas y Agua.
- » Transporte de sustancias peligrosas.
- » Bombeos de alta y baja presión.

FIBERWARE » Revestimiento de cañerías «

Ruta 7 - Parque industrial Neuquén - Neuquén (8300) - Argentina - Tel: + 54 (299) 4413033 - 4413052
E-mail: info@norpatagonica.com / www.norpatagonica.com.ar



Una historia de innovación en ingeniería

Schlumberger ha trabajado en Argentina durante más de 80 años compartiendo sus mejores prácticas y aprendiendo a superar los desafíos de la industria de los hidrocarburos: inclusive los desafíos de los recursos no convencionales. Hoy, continuamos con nuestro compromiso de fomentar la innovación tecnológica para mejorar el rendimiento de nuestros clientes.

Con una inversión de 1200 millones de dólares en investigación y desarrollo en 2012 y 125 centros de investigación e ingeniería en el mundo, Schlumberger sigue dedicada al desarrollo de tecnologías avanzadas que ayuden a sus clientes a enfrentar los desafíos de hoy, de mañana y de los próximos 80 años.

Para más información visite
slb.com

Schlumberger

lado, manteniendo el fluido y variando el tamaño de las partículas y, por el otro, manteniendo el tamaño de las partículas y cambiando la viscosidad y densidad del fluido.

Tamaño, forma y dureza de las partículas [1]

Como se mencionó anteriormente, en este trabajo se analizarán las partículas que tienen las características de un agente de sostén. A modo de referencia del tamaño de partículas, para agentes de sostén comúnmente utilizados en la industria se encuentran Arenas entre las mallas 16/30 y 30/50. Estos agentes de sostén tienen un tamaño que varía entre 1.000 y 450 micrones.

A continuación, se mencionan algunos patrones de erosión relacionados con el tamaño, forma y dureza de las partículas:

- El tamaño de partícula influye en la erosión en la probabilidad de impactar la superficie.
- Partículas muy pequeñas (~10 micrones) son transportadas en el fluido y raramente impactan las paredes.
- Partículas grandes tienden a viajar en líneas rectas impactando las superficies.
- Partículas muy grandes (~ 1 mm) tienden a moverse lentamente o a depositarse fuera del flujo sin impactar.
- Partículas duras causan más daño que partículas blandas.
- Partículas filosas dañan más que partículas redondeadas.

Modelos de predicción de erosión por sólidos

Los modelos de erosión modernos más sofisticados consideran el proceso erosivo en tres etapas. Inicialmente, se modela el flujo a lo largo del componente o se estima de alguna forma aproximada. Esta predicción del flujo es usada para calcular las fuerzas de arrastre impartidas por el fluido a las partículas, de tal modo de predecir la trayectoria de un gran número de partículas. Cuando una partícula individual impacta en la pared del componente, el daño generado es calculado usando un modelo de daño empírico o teórico. El daño promedio del impacto de un gran número de partículas puede ser luego utilizado para predecir la distribución y profundidad del daño por erosión en la superficie. [1]

En la mayoría de los casos, los modelos de daño por impacto tienen una base similar; sin embargo, diferentes métodos han sido usados para calcular las trayectorias de las partículas. También se utilizan *softwares* de Fluido Dinámica Computacional (*CFD* por sus siglas en inglés) para modelar el flujo y las trayectorias de las partículas. Estas herramientas han demostrado ser buenas para predecir las ubicaciones y la forma del daño por erosión. Estos métodos son particularmente ventajosos en geometrías complejas como válvulas. En cambio, los codos y curvas son formas relativamente simples; por lo tanto, se han desarrollado ecuaciones empíricas o derivadas de modelos



MWH ha servido a la industria del gas y petróleo por más de 30 años. Somos el proveedor líder en diseño para upstream y midstream. Nuestra experiencia abarca los servicios relacionados a la gestión de agua de retorno, opciones de tratamiento de aguas y aguas residuales y cumplimiento ambiental.

SMART.Solutions



MWH[®]

BUILDING A BETTER WORLD | mwhglobal.com

Marcelo T. de Alvear 612 Piso 2
011 5274 3100
info@mwhglobal.com.ar

AESA | **65**
Años

CONSTRUYENDO JUNTOS EL FUTURO CON ENERGÍA

INGENIERÍA
FABRICACIÓN
CONSTRUCCIÓN
SERVICIOS

aesa.com.ar

YPF – Proyecto Nueva Unidad Coque A
Refinería La Plata, Buenos Aires, Argentina



teóricos para predecir el daño en lugar de utilizar un *CFD*. La más simple de ellas asume que las partículas viajan en línea recta a través del codo (de forma similar a lo mostrado en la figura 2.c), y el primer impacto contra la pared es el más dañino. Esta es una primera aproximación razonable en flujos de gas. Sin embargo, en fase líquida, las partículas son arrastradas a lo largo del codo por el fluido (como se muestra en las figuras 2a y 2b), y la aproximación de trayectorias rectas resulta errónea. Modelos más sofisticados tienen en cuenta los efectos de arrastre en fluidos más viscosos.

Por cada impacto, la pérdida de material es proporcional a la masa de la partícula y a su velocidad, y la tasa de desgaste total será la correspondiente a la de cada partícula multiplicada por frecuencia de impacto.

Los modelos simplificados responden a:

$$E = \frac{C_{unit} \cdot K \cdot M \cdot V^n}{\rho t \cdot A_t} \cdot f(\alpha)$$

E = Velocidad de erosión [mm/año]
 K = constante del material
 M = caudal de sólidos [g/s]
 n = exponente de la velocidad
 V = Velocidad de la partícula [m/s]
 C_{unit} = constante para convertir unidades
 A_t = área afectada por erosión [m²]
 α = ángulo de impacto [°]
 ρ_t = densidad del material objetivo

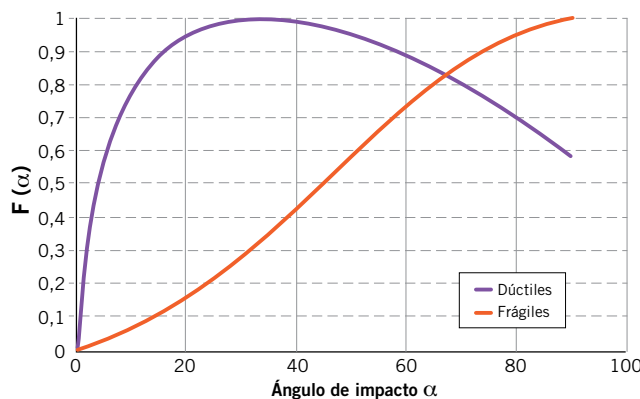


Figura 3. Función F(α) para materiales dúctiles y frágiles según el ángulo de impacto.

Dentro de los modelos de daño simplificados, se pueden encontrar las siguientes ecuaciones para diferentes modelos de erosión:

RCS: $E = 4,1 \frac{V^{2.5} \cdot M}{d^2}$

API: $E = 5,33 \frac{V^{2.0} \cdot M}{d^2}$

Salama (modificado): $E = 0,182 \frac{V^{2.0} \cdot W \cdot D}{\rho_m \cdot d^2}$

Salama & Venkatesh: $E = S_k \cdot \frac{V^{2.0} \cdot W}{d^2}$

DNV para geometrías complejas:

$$E = C_{unit} \frac{K \cdot V^n \cdot m_p}{\rho_w \cdot A} \cdot f(\alpha)$$

DNV para tramos rectos:

$$E = 2,5 \times 10^{-5} \frac{V^{2.6} \cdot m_p}{d^2}$$

E = Velocidad de erosión [mm/año]
 V = Velocidad del flujo [m/s]
 M = caudal de arena [g/s]
 W = caudal de arena [kg/día]
 m_p = caudal de arena [kg/s]
 d = diámetro interno tubo [mm]
 D = tamaño de la arena [micrones]
 ρ_m = densidad de la mezcla [kg/m³]
 Sk = Constante dependiente de la geometría

A modo de referencia, se cita bibliografía [5], [6], [7] y [8], de diferentes autores, sobre efectos de la erosión. Estos trabajos fueron consultados pero no tuvieron aplicación alguna en el presente informe.

Experiencias de campo

Fractura No Convencional: pozo P_{Ro}.x-1

En el siguiente apartado se resume la experiencia de campo en el pozo no convencional P_{Ro}.x-1 en la formación Vaca Muerta de la cuenca Neuquina. Durante la operación de Fractura se detectó una rotura del *tubing*. La investigación posterior indicó que la causa de la rotura se debía al proceso de erosión del agente de sostén sobre la pared interna del *tubing*.

Introducción a la operación

El programa de estimulación se llevó a cabo utilizando una tubería 3 1/2" N80 con conexión TSH Blue.

Durante las operaciones de estimulación, y con el objetivo de mantener aislada la armadura de Boca de Pozo, se utiliza una herramienta denominada *Tree Saver*, con la cual se logra empaquetar a una profundidad debajo de Boca de Pozo protegiendo las válvulas o BOP. En este caso, el vástago tiene una longitud de 2 metros y un diámetro interno de 1,5" (Figura 4).

La 1ª etapa de fractura se completa según programa (2.5 horas de bombeo), con una presión máxima de bombeo de 9.150 psi y 2.600 sks de arena 30/60 y 20/40 a una concentración máxima de 5 ppg con un caudal promedio de 30 bpm.

Durante el bombeo de la 2ª fractura, cuando se estaba en la concentración de 3 ppg con 1.600 sks bombeados (2 horas de bombeo desde el inicio), se comunica la presión de directa con la de anular bruscamente, lo que lleva a tomar la decisión de cortar el bombeo. Se estimó que la comunicación se debía a una rotura de *Tubing* que se encontraba cerca de la boca de pozo por los volúmenes calculados.

Una vez controlado el pozo, se realiza el *Pulling* de la instalación y se observa la rotura del *Tubing* a una distancia inferior a 2 metros de Boca de Pozo. La rotura de *Tubing* coincide con la profundidad donde se aloja la empaquetadura del vástago del *Tree saver*, donde se establece una zona de mayor turbulencia.



a. marshall moffat®

SINCE 1952

UN SOLO TEJIDO IGNÍFUGO PARA TODAS LAS NECESIDADES, UN DISEÑO PARA CADA EMPRESA

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



INDURA
Ultra Soft

Cumpliendo con las siguientes Normas:

NFPA 70E | NFPA 2112 | EN 531 | EN 470 | IRAM 3878:2000



A. MARSHALL MOFFAT S.A.
ISO 9001:2000
A 16788

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

Av. Patricios 1959 (1266)
Capital Federal - Buenos Aires
www.marshallmoffat.com

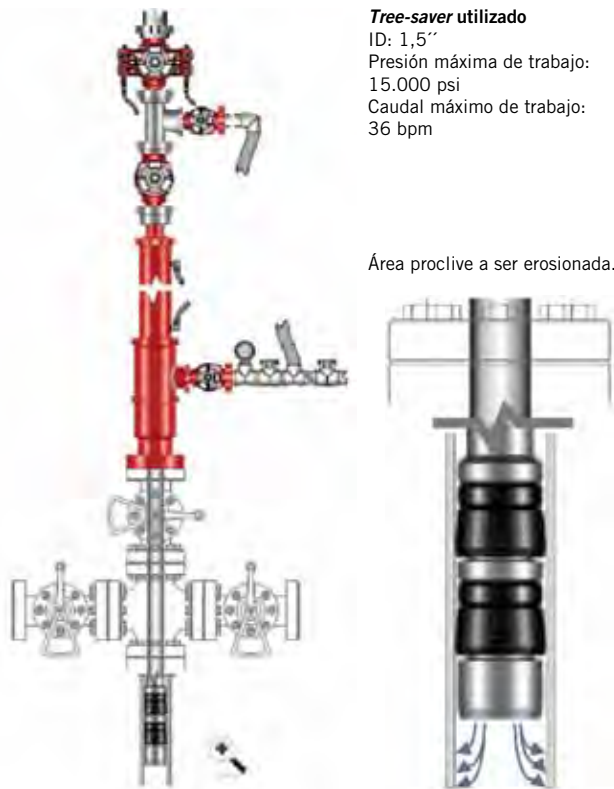
(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(011) 5952-0597 - Bahía Blanca

(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia



Tree-saver utilizado
 ID: 1,5"
 Presión máxima de trabajo:
 15.000 psi
 Caudal máximo de trabajo:
 36 bpm

Área proclive a ser erosionada.

Medición y evaluación de falla

Para validar los modelos matemáticos que permiten predecir la velocidad de erosión, se envió a inspeccionar el resto de la tubería utilizada durante la fractura hidráulica. Los resultados de las mediciones de espesor de pared y la inspección electromagnética muestran que la tubería no sufrió desgaste alguno.

La medición de espesores por ultrasonido y la inspección visual de la superficie donde se observó la rotura, revelaron que el adelgazamiento de espesor se localiza a unos 50 mm de la superficie de la falla. El espesor del *tubing* se mantiene constante en valores nominales entre 6.3-6.8 mm, evidenciando que, salvo en la zona de falla, el cuerpo del tubo no sufrió desgaste alguno.

De las mediciones realizadas se concluye que el efecto de erosión produjo una reducción del espesor de *tubing* de 3.5 mm. Ensayos de tracción y análisis de composición demostraron que la rotura final fue causada únicamente por el efecto de erosión (Figuras 5 y 6).

Por otro lado, se realizaron mediciones de espesor de los Niples de *Flow Control* ubicados a una profundidad de 2.850 mbbp. Estos Niples también fueron sometidos al flujo del fluido de fractura; sin embargo, no se encontró ningún desgaste en sus perfiles. Esto puede explicarse por la dureza del material con el cual están construidos y por la despreciable variación de velocidad del fluido.

Figura 4. Protección de la cabeza de pozo – *Tree-saver*.

SIAM ARCON

BOMBAS ALTERNATIVAS DE SIMPLE Y DOBLE EFECTO
 DUPLEX · TRIPLEX · QUINTUPLEX

SERVICIO POST-VENTA, INGENIERÍA Y REPUESTOS.

Nuestras Bombas pueden satisfacer una amplia gama con caudales hasta 2.960 m³/día y presiones hasta 350 Kg/cm².

<p style="text-align: center; margin: 0;">Base Neuquén</p> <p style="font-size: small; margin: 0;">Emilio Bellenguer N° 3025 Pque. Industrial (Este) Tel: (54) 0299-441-3831 siam-neuquen@metales-arcon.com.ar</p>	<p style="text-align: center; margin: 0;">Planta Industrial</p> <p style="font-size: small; margin: 0;">Dr. Atilio Lavarello 2156 · Avellaneda Pcia. de Bs. As. Rep. Argentina Tel: (54-11) 4203-0011 ventas@metales-arcon.com.ar www.siam-arcon.com.ar</p>	<p style="text-align: center; margin: 0;">Base Comodoro Rivadavia</p> <p style="font-size: small; margin: 0;">Cagliero N° 112 Tel: (54) 0297-446-0802 arconcomodoro@sinctis.com.ar</p>
---	--	---



**LA SABIDURÍA EN RECURSOS
NO CONVENCIONALES NO
TIENE PRECIO.**

**Y ESTA A SU DISPOSICIÓN PARA SER CONSULTADA CUANDO
SE REÚNA CON EL EQUIPO TÉCNICO DE HALLIBURTON.**

Donde quiera que se encuentren sus yacimientos no convencionales, los equipos técnicos de Halliburton están preparados para entender sus desafíos y discutir nuestras tecnologías probadas, nuestros flujos de trabajo exclusivos y soluciones integradas.

Para conocer más, por favor visítenos en halliburton.com ▶

HALLIBURTON

Solving challenges.™

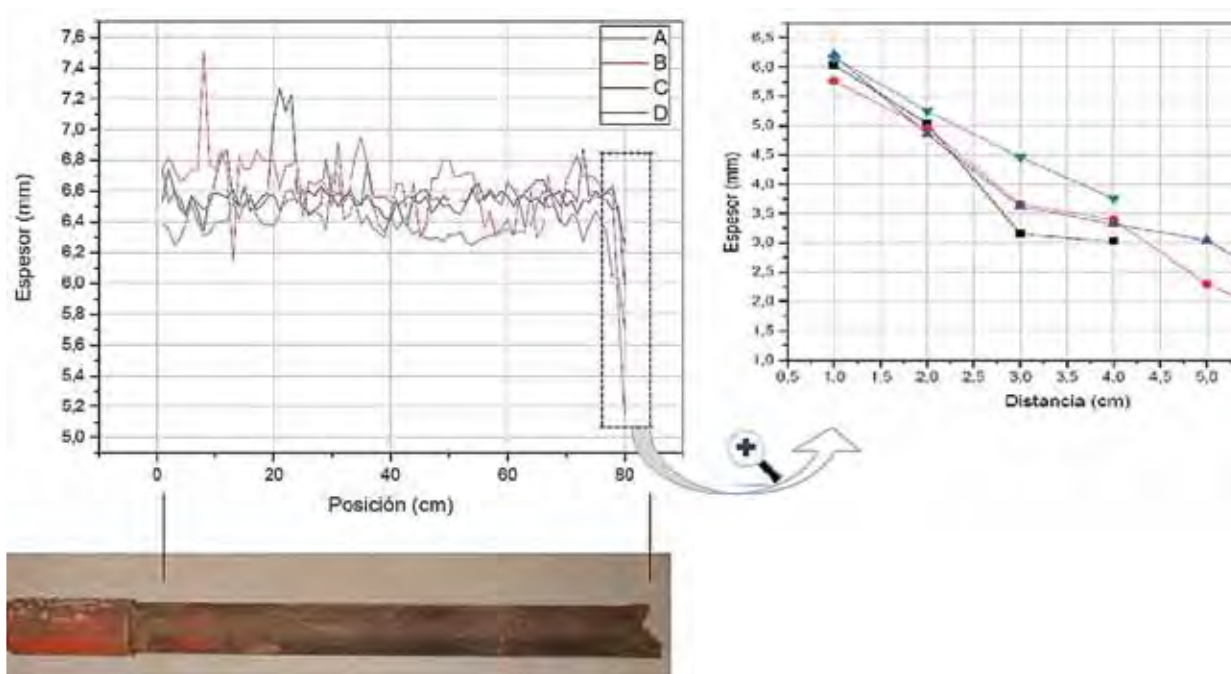


Figura 5. Espesor del *Tubing* en función de la posición. Detalle de zona de falla.

Simulación con modelos matemáticos

Para realizar la simulación del efecto de la erosión de la arena en este caso se utilizó:

- Fluido base para la fractura agua 8,33 ppg
- Agente de sostén Sinterlite 20/40, Sinterlite 30/60, Sinterlite 50/120
- Tamaño de partícula 400 μm (Sugerencia del modelo Salama)
- Caudal de Bombeo promedio 30 Bpm
- Se consideró para el cálculo de la velocidad, ID del *tubing*
- Constantes n y K modelo DNV-Huser = Acero al carbono
- Ángulo de impacto de las partículas de arena $\alpha = 36^\circ$

Se realizó el cálculo del desgaste erosivo para cada etapa del bombeo de fractura, teniendo en cuenta la concentración de arena y el tiempo de bombeo. Se realizó este cálculo utilizando el modelo DNV-Huser para geometrías complejas y también el modelo de Salama Modificado. La estimación con estos modelos, bajo las condiciones operativas descritas, arrojó los siguientes resultados (Figura 7).

Ambos modelos arrojan resultados que alertan una potencial falla por efecto erosivo. Si bien el modelo de DNV-Huser parece menos conservador que el de Salama, la predicción contempla mayores variables de entrada.

El valor del desgaste medido fue de 3.5 mm; por lo tanto, estas simulaciones se aproximan a lo ocurrido. Esto demuestra que la estimación preliminar de la erosión es una herramienta muy valiosa a la hora de diseñar una fractura hidráulica que involucre esta configuración de pozo.

Fractura *Shale* con uso de *Blast Joint*

Esta experiencia práctica es muy similar a la anterior; una operación de fractura a través de *Tubing* en la forma-

ción Vaca Muerta de la cuenca Neuquina. Se utilizó un *tree saver* al igual que en el PRO.x-1 para proteger las válvulas de la boca de pozo.

Teniendo la experiencia del PRO.x-1, se realizó una evaluación previa para determinar el posible daño por erosión en los tubulares que se utilizarían para fracturar la formación. Como resultado de ese análisis, la predicción de pérdida de espesor por erosión indicó un elevado riesgo de rotura de *Tubing* en la zona de descarga del *tree saver*, por lo que se decidió utilizar un accesorio tubular de mayor espesor (*Blast Joint*) para evitar una posible rotura.

Luego de la operación de fractura, se inspeccionó el *Blast Joint* y se midieron los espesores de la pared del mismo a fin de constatar el efecto erosivo de la arena de fractura.

Instalación de inyección

Como medio de protección de las válvulas de cabeza de pozo, se seleccionó un dispositivo de inyección *Tree saver*, de modo de aislar la boca de pozo del fluido de fractura. El *Tubing* utilizado fue 3 1/2" #9,2 P110 TSH Blue y, por último, el *Blast Joint* seleccionado tenía las siguientes características:



Figura 6. Zona erosionada del lado interno del *tubing*.

Una Industria Argentina para el Mercosur



En Compañía Mega modernos procesos tecnológicos permiten aprovechar los componentes ricos del gas natural. El etano producido constituye la principal materia prima de la industria petroquímica argentina. El propano, butano y gasolina natural, por su parte, son exportados a diferentes mercados.



BUENOS AIRES

San Martín 344, 10 piso
(CP1004AAH)
Ciudad de Buenos Aires
Tel.: (54-11) 5441-5876/5746
Fax: (54-11) 5441-5872/5731

PLANTA NEUQUÉN

Ruta Provincial 51, Km. 85
(Q8300AXD) Loma La Lata
Pcia. de Neuquén
Tel.: (54-299) 489-3937/8
Fax: int. 1013

PLANTA BAHÍA BLANCA

Av. del Desarrollo Presidente Frondizi s/n
(Q8300AXD) Puerto Galván
Provincia de Buenos Aires
Tel.: (54-291) 457-2670
Fax: (54-291) 457-2471



Pin-Pin L80 Cr13 TSH Blue, OD 3.975", ID 2.992"; Longitud de 4,50 m.

Programa de fractura

El programa de fractura llevado a cabo consistió en el bombeo de diferentes fluidos de fractura (*slick water*, gel lineal y gel activado), con concentraciones de Agente de Sostén de hasta 4 PPA.

En la tabla 1, se detallan los tiempos de cada etapa:

Tiempo [min:seg]	Concentración [PPA]	Agente de sostén	Fluido
16:24	0.2	Bauxite 50/120	Slickwater (*)
34:31	0.5	Bauxite 50/120	Slickwater (*)
00:53	0.8	Bauxite 50/120	Slickwater (*)
14:06	1.1	Bauxite 30/60	Gel lineal
16:36	1.5	Bauxite 30/60	Gel lineal
23:10	2	Bauxite 30/60	Gel lineal
11:55	1.7	Bauxite 30/60	Gel lineal
03:37	2	Bauxite 30/60	Gel lineal
05:12	2.3	Bauxite 30/60	Gel lineal
14:18	2.6	Bauxite 30/60	Gel lineal
10:34	2.9	Bauxite 30/60	Gel lineal
17:04	3.2	Bauxite 30/60	Gel lineal
19:42	3.5	Bauxite 30/60	Gel lineal
07:44	3.8	Bauxite 20/40	Gel activado
06:54	4	Bauxite 20/40	Gel activado

(*) Emulsión.

Tabla 1. Agente sostén bombeado.

Predicción del desgaste por erosión según modelos de Salama y DNV-Huser

Para realizar la simulación del efecto de la erosión de la arena en este caso se utilizó:

- Fluido base para la fractura agua 8,33 ppg
- Agente de sostén Bauxite 20/40, Bauxite 30/60, Bauxite 50/120

- Tamaño de partícula 400 μm (modelo Salama)
- Caudal de bombeo promedio 35 Bpm
- Tiempo total de bombeo 3 hs 20 min
- Se consideró para el cálculo de la velocidad, ID del *tubing*
- Constantes n y K modelo DNV-Huser = acero al carbono
- Ángulo de impacto de las partículas de arena $\alpha = 30^\circ$

Se realizó el cálculo del desgaste erosivo para cada etapa del bombeo de fractura, teniendo en cuenta la concentración de arena y el tiempo de bombeo. Se realizó este cálculo utilizando el modelo DNV-Huser para geometrías complejas y también el modelo de Salama modificado. La estimación con estos modelos, bajo las condiciones operativas descritas, arrojó los resultados que pueden verse en la figura 9.

Inspección del Blast Joint luego de la operación de fractura

Se inspeccionó el *Blast Joint* una vez finalizada la operación de fractura; se relevaron sus dimensiones y se midieron espesores con medidor de ultrasonido. Se muestran las dimensiones y puntos de medición de espesor en las figuras 10 y 11.

Se detectó desgaste erosivo aproximadamente a 55 cm por debajo de la bocha colgadora, que se encontraba torqueada al mismo. Esta distancia sería la zona de descarga del *tree saver*.

A simple vista, se pudo identificar un cambio abrupto de diámetro, por debajo de la sección donde se empaqueta el *tree saver* dentro del *blast joint* de 3 1/2".

En la figura 11 se muestran los resultados de la medición de espesores. En la zona erosionada, se observa **una disminución de espesor máxima de 3.20 mm** respecto del espesor de las zonas sin erosión, lo que representa un 28% de reducción del espesor total.

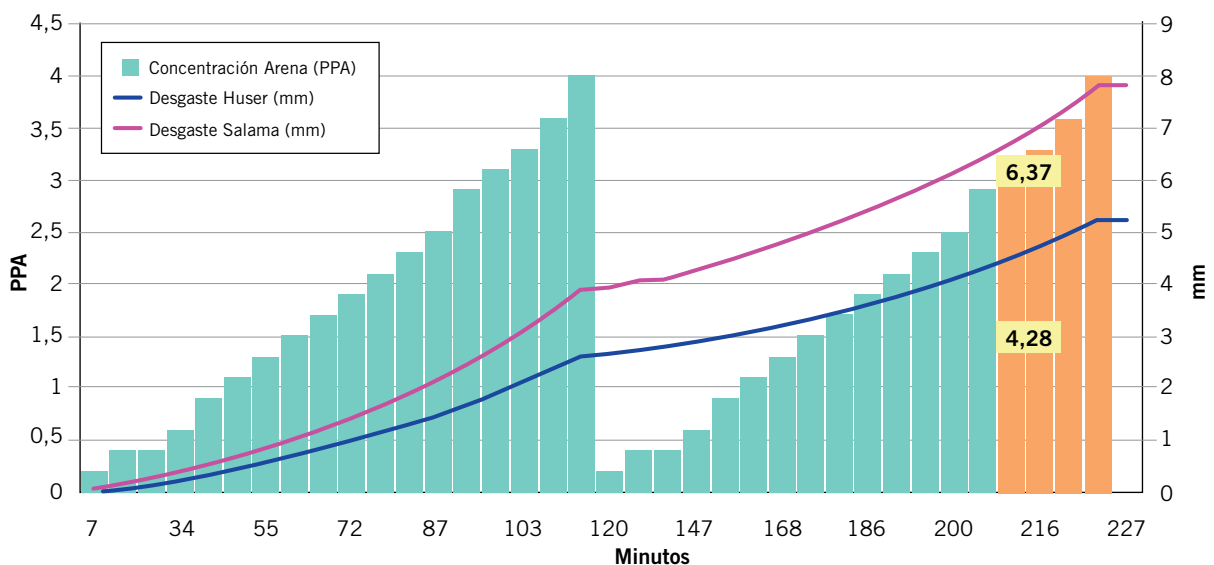


Figura 7. Resultados de predicción de desgaste erosivo.

UNA MISIÓN CUMPLIDA ES UN NUEVO COMIENZO

EXPERTOS EN REFINERIAS Y PLANTAS PETROQUIMICAS CON 450 PLANTAS DESARROLLADAS

En Techint, nos comprometemos con cada uno de nuestros clientes, brindando servicios integrales, desde la ingeniería hasta la construcción, cuidando el ambiente y el bienestar de las comunidades.

Diseñamos y construimos en forma integral refineries y plantas petroquímicas de diferentes magnitudes y características, implementando las más diversas tecnologías.

Desde 1946 cumplimos con todas las misiones que nos confiaron. Y seguimos adelante, siempre con la pasión de un nuevo comienzo.

- ▲ Más de 65 años de experiencia en ingeniería y construcción
- ▲ Presencia en 45 países
- ▲ 3.500 proyectos cumplidos

@Techint Eng Con
www.techint-ingenieria.com



TECHINT
Ingeniería y Construcción

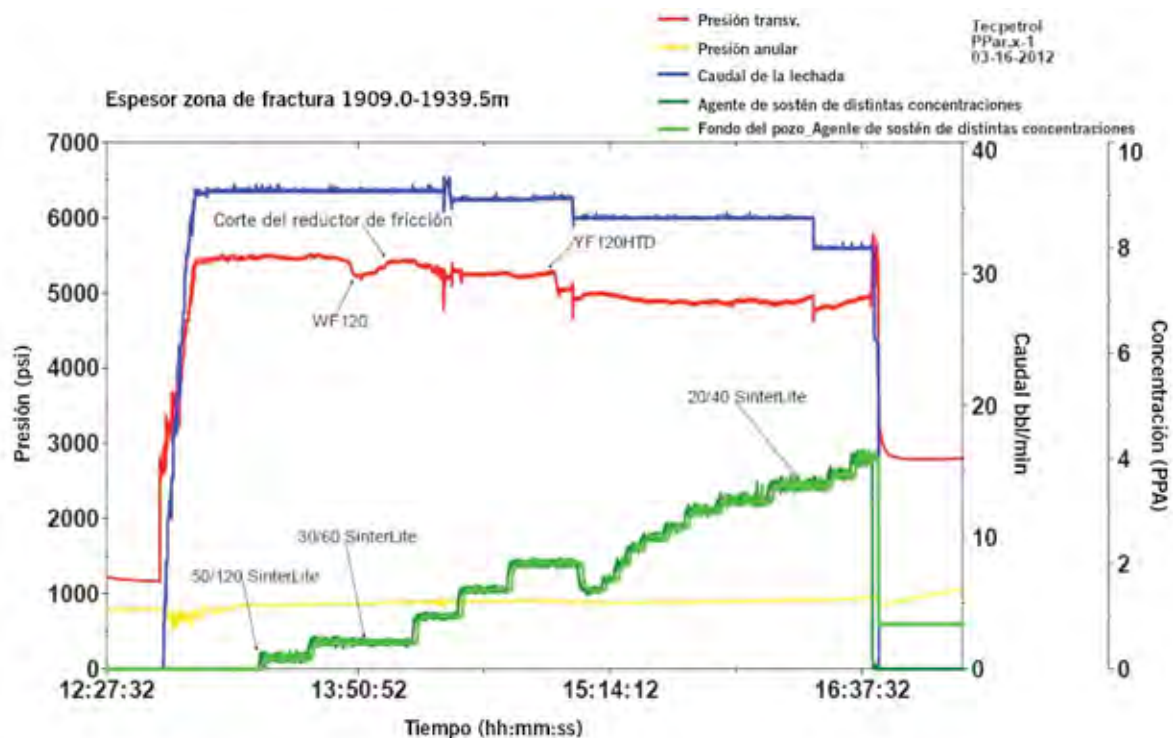


Figura 8. Registro de operación de fractura hidráulica.

Escenario sin uso de Blast Joint

Si en lugar de haber utilizado el accesorio *blast joint* se hubiera llevado a cabo la operación de fractura empaquetando el *tree saver* directamente dentro de la columna de *Tubing* de fractura, considerando la misma disminución de espesor, el efecto hubiese sido el detallado a continuación. Considerando:

Espesor nominal *Tubing* 3,5" 9.2 lb/ft = 6.45 mm (0.254") Máximo desgaste por erosión medido = 3.2 mm

Espesor remanente en la zona erosionada = 3.25 mm (~50%)

La resistencia a la tracción es

$$Tr = Ys.A = 110000 \text{ psi} \cdot \pi(OD^2-ID^2)/4$$

El *Tubing* erosionado experimentaría una disminución de su resistencia a la tracción del 48%, lo que podría provocar la falla por tracción de la columna.

	Original	Erosionado
OD (in) =	3,5	3,5
ID (in) =	2,992	3,244
A (in ²) =	2,59	1,36
Ys (psi) =	110.000	
Resistencia a la tracción (* 1000 lbs) =	285	149

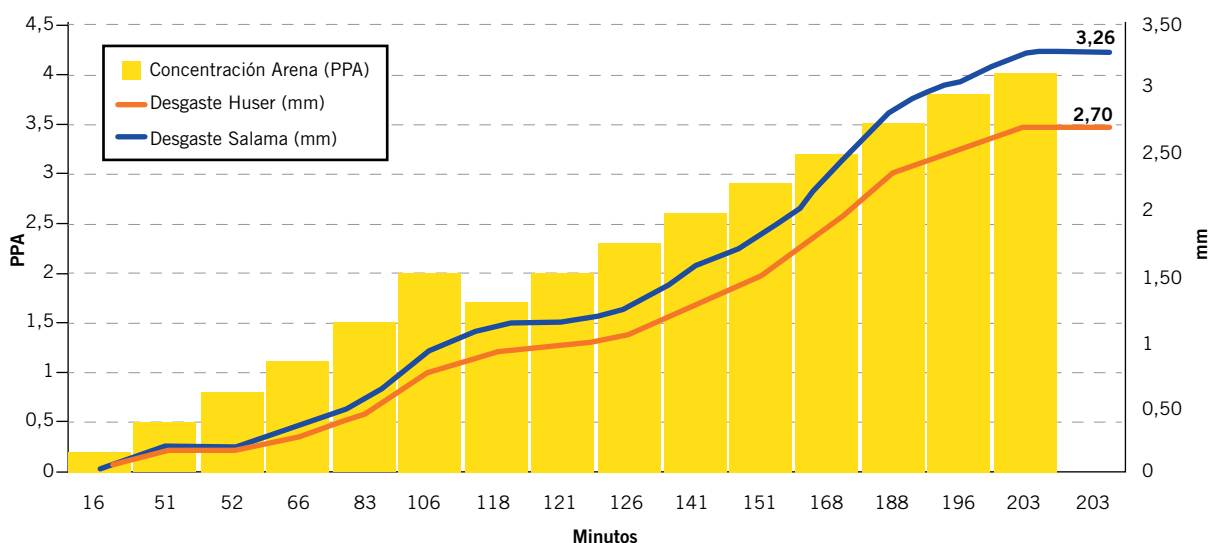


Figura 9. Resultados de predicción de desgaste erosivo.

EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA



25 años al servicio de nuestros clientes



- Operación y Mantenimiento
- Planificación e Inspección
- Laboratorio de Metrología
- Mediciones Ambientales



Figura 10. **Blast Joint** utilizado.

Aporte / Contribuciones al diseño de pozo horizontal

Dentro de las etapas de estudio de reservorios No Convencionales, se encuentra la perforación de pozos horizontales. Básicamente, se pretende contactar la mayor cantidad económicamente posible de Roca Madre, para luego realizar estimulaciones de múltiples etapas y así obtener el planificado *SRV* (*Stimulated Reservoir Volume*).

En este apartado se expone la información considerada en el diseño de un pozo horizontal y los pasos para verificar si existe un potencial daño de tubulares durante alguna de las etapas de fractura.

El diagrama de flujo de la figura 12, representa los puntos que se fueron teniendo en cuenta a la hora de diseñar

el nuevo pozo horizontal: Es importante destacar que este es un trabajo multidisciplinario, y cada rediseño debe ajustar parámetros de diferentes áreas de conocimiento.

Como consecuencia de trayectorias y programas de fracturas hidráulicas más exigentes, surge la imperiosa necesidad de verificar los diseños de arquitectura de pozos a potenciales procesos erosivos. Este efecto erosivo puede ser crítico para una combinación determinada de geometría de pozo y variables del tratamiento de fractura hidráulica.

Como primer paso en el diseño, se definen los diámetros de cañerías junto con las posibles trayectorias en función de la capacidad del equipo de perforación, la necesidad de equipos de WO y CT, longitud mínima de rama horizontal. Al diseñar la trayectoria se obtienen severidades de curva promedios (*Dog Leg Severity*, *DLS*, variación de la dirección medida en grados cada 30 metros). La severidad de la curvatura determinará la distribución de tensiones de la propia tubería; esto en conjunto con las condiciones de presión y temperatura resolverá un conjunto de esfuerzos combinados (triaxiales). El diseño de la trayectoria también es dependiente del sistema de producción; por ejemplo, si se contempla que en un futuro se podría necesitar un sistema de extracción artificial con Bomba Electrosumergible, requeriría incluir una zona de la curva con un *DogLeg* inferior a $1^\circ/30$ m a la mayor profundidad posible, con el objetivo de no limitar las exigencias de *Drawdown* (Reducción de la presión dinámica de fondo de pozo).

La figura 13 representa diferentes trayectorias en función del *DLS* promedio de la curva.

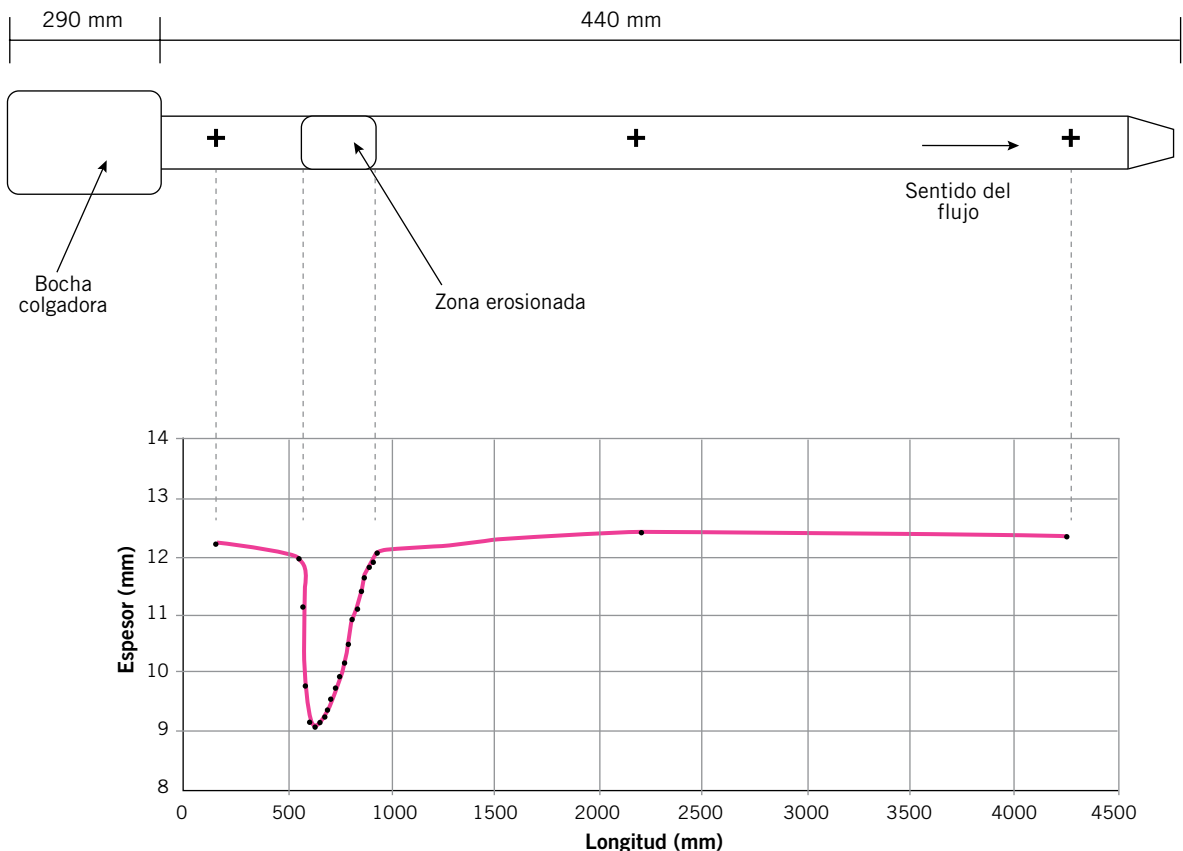


Figura 11. Dimensiones del **Blast Joint** y puntos de medición de espesor.



ULTRALIVIANOS

Tu día más seguro, tu vida más liviana.



Urban



Modelo
FRONTIER BROWN

CORDONES*



Modelo
HORIZON BROWN

CORDONES*



NUMERACIÓN DISPONIBLE 36 AL 46

*Alternativa de cordones. Incluidos en la caja.



PUNTERA DE ALUMINIO
40% MÁS LIVIANA



CALZADO
DIELECTRICO



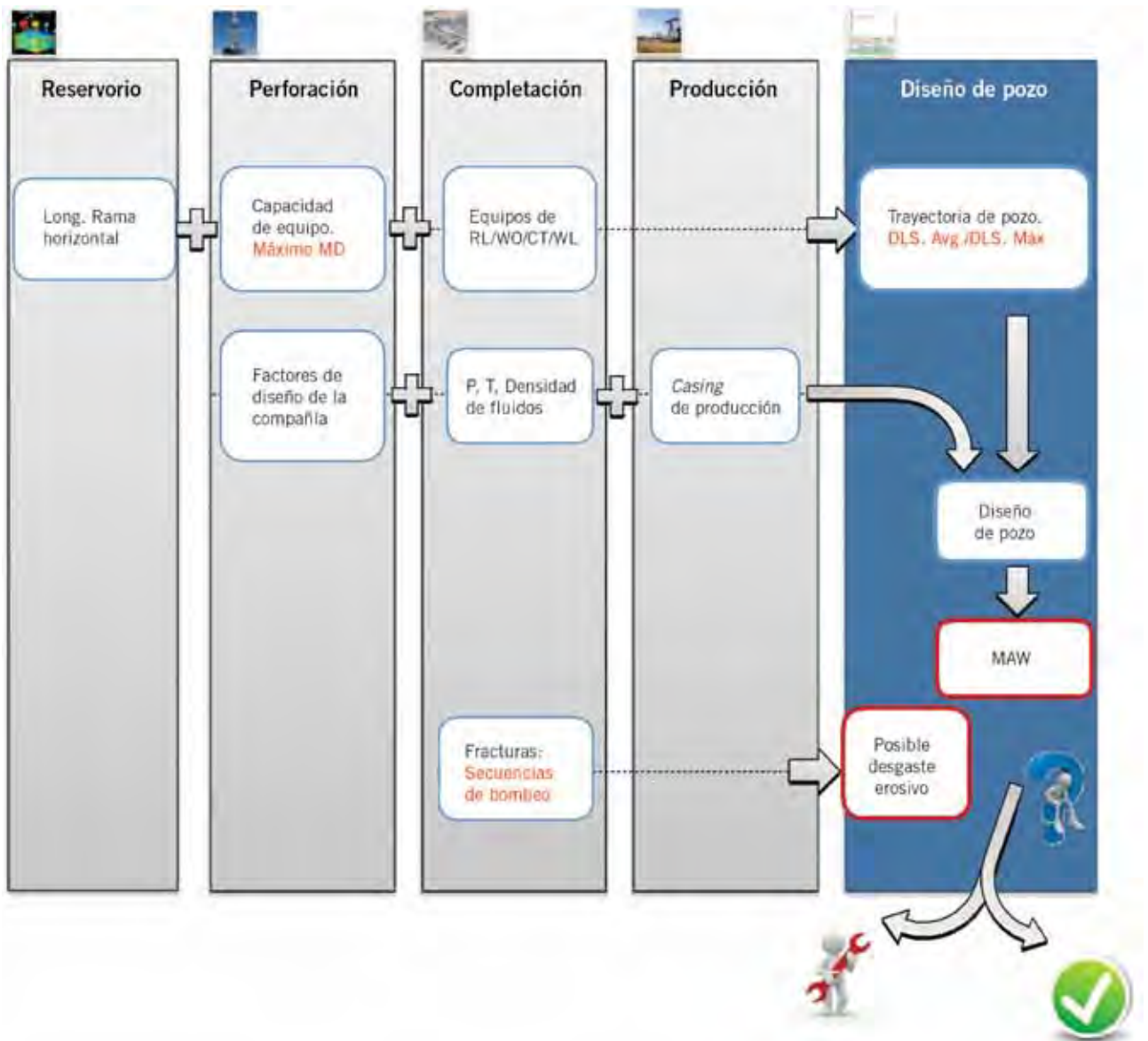


Figura 12. Diagrama de Flujo. Verificar erosión en pozo horizontal.

Por otro lado, dependiendo de las herramientas direccionales que se utilicen para construir la trayectoria del pozo (sistemas rotativos o convencionales), se pueden estimar *DLS* máximos puntuales que también deben ser considerados para el análisis de tensiones de las tuberías.

La siguiente gráfica muestra dos opciones de diseño de pozo con requerimientos de potencia de equipo diferentes, una de 1.200 HP y otra de 1.500 HP. El análisis posterior se centrará en la opción II (Figura 14).

Como parte del estudio de diseño de pozo, se realizaron simulaciones de reservorio para evaluar alternativas de *SRV* (*Stimulated Reservoir Volume*). Existe una solución de compromiso entre la profundidad final (limitada por la capacidad del equipo de perforación), *Dogleg* (dependiente del sistema direccional y agravante del desgaste por erosión) y la longitud final de la rama horizontal que será sometida a estimulación hidráulica.

Para esto, se construyeron curvas que representan las posibles combinaciones de los parámetros mencionados en el párrafo anterior, con el objetivo de dar un *FeedBack*

de rediseño (Figura 15).

Seleccionamos nuestro caso con los siguientes supuestos:

- Equipo de perforación: 1.200 HP.
- Longitud de rama horizontal: 1.000 m.

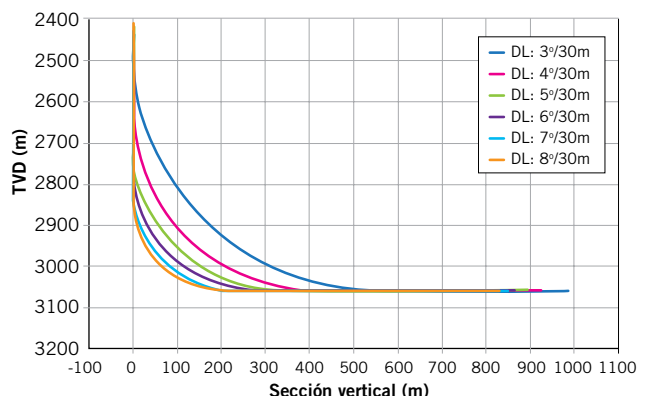


Figura 13. Trayectoria para diferentes DLS promedio.



CUBRIENDO **EL MAPA.** SATISFACIENDO **SUS NECESIDADES.**



ELECTRIC LINE

| SLICK LINE

| WELL TESTING

| COILED TUBING

Superior soluciones que se extienden al mundo.

Somos una empresa que se compromete a satisfacer inmediatamente las necesidades de nuestros clientes de petróleo y gas, y siempre hemos creído en ir más allá de sus expectativas. Ese compromiso se extiende alrededor del mundo mientras continuamos ampliando nuestros servicios de perforación, terminación y producción a nuevos mercados internacionales. Donde sea que nos necesite, nuestro servicio es Superior.

Explore Superior soluciones en: www.superiorenergy.com



SUPERIOR
ENERGY SERVICES

Esmeralda 1080 5º Piso, (C1007ABN) Bs.As. Argentina
Tel.:(+54-11) 5530-1150

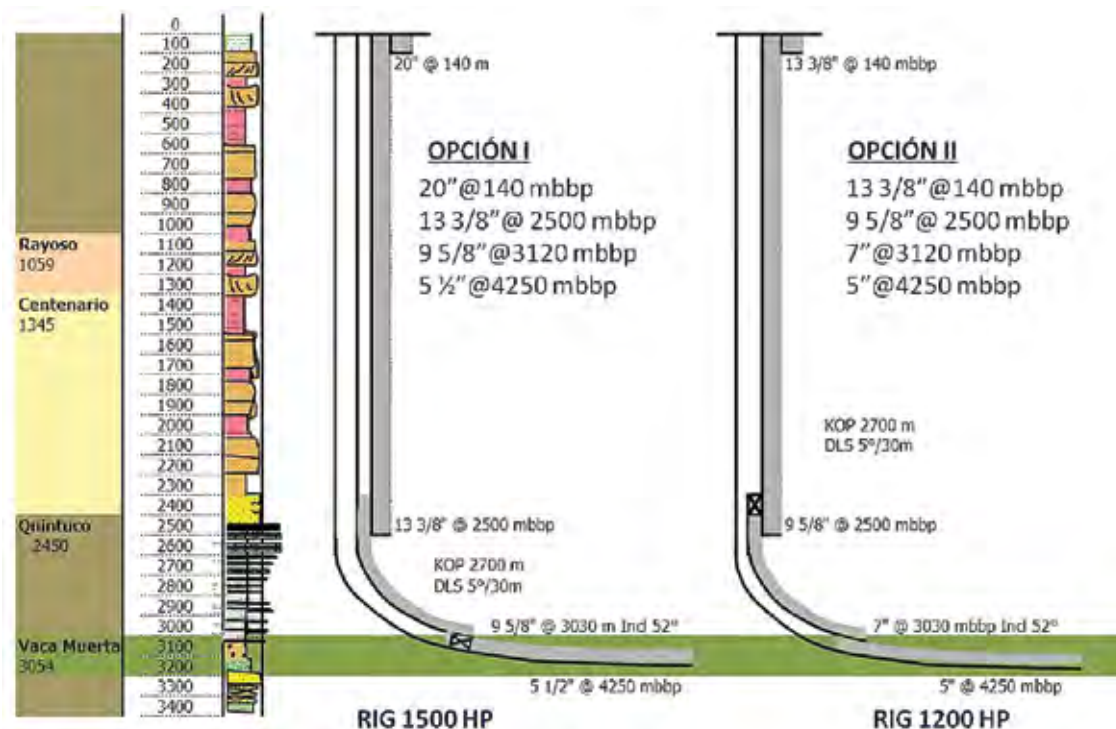


Figura 14. Opciones de diseño según disponibilidad de potencia de perforación.

- Casing de producción: 5" 20,8 lb/ft P-110 Conexión Premium.
- Severidad de curva:
 - o Caso 1: DLS Avg: 3°/30 m, DLS Máx: 9°/30 m
 - o Caso 2: DLS Avg: 8°/30 m, DLS Máx: 14°/30 m
- Solicitación de presión: 13.000 psi – durante fractura hidráulica.

Cabe aclarar que los valores de *DLS* máximos surgen de la experiencia en perforación de pozos horizontales en la cuenca; esto es, pozos con un *DLS* de 3°/30 m de diseño mostraron *DLS* máximos puntuales de 9°/30 m, y en pozos con un *DLS* planificado de 8°/30 m se registraron hasta 14°/30 m en algunos puntos de la trayectoria.

Mediante el software de simulación *StressCheck™ Casing Design Software* de Landmark para diseño de tubería, sometido a esfuerzos combinados y considerando los factores de diseño definidos en las políticas de la compañía, se determinaron los requerimientos mecánicos de las tuberías involucradas sometidas a tensión, compresión, presión, temperatura, etcétera. Estos requerimientos pueden resumirse en el parámetro *MAW* (*Maximum Allowable Wear*, Máximo Desgaste Admisible), el cual determina el máximo desgaste porcentual del espesor que es admitido para mantener los factores de diseño utilizados para diseñar las tuberías.

La figura 16 muestra el *MAW* en función de la Profundidad Medida (*Measured Depth, MD*) del pozo. Las zonas identificadas como críticas son en Boca de pozo, por estar sometida a la máxima carga de tracción y estallido, y en la zona de la Curva (*Dogleg*), por la combinación tracción-compresión resultante de la flexión ("*Bending Stress*").

Dependiendo del *Dogleg* utilizado para construir la curva (Promedio y Máximo), el valor mínimo de *MAW* varía entre 14 y 22%.

En la siguiente tabla se puede observar cómo varía el Factor de Seguridad Triaxial y el *MAW* en función del *Dogleg* (Tabla 2).

Pozo	Max Plan (°/30m)	Max Real (°/30m)	Incremento (°/30m)	Incremento (%)
LJE-1009h	6.50	11.50	5.00	177%
LJE-1008h	6.00	9.60	3.60	160%
LJE-1007h	6.30	8.00	1.70	127%
LJE-1006h	6.93	13.20	6.27	190%
LJE-1005h	7.50	13.80	6.30	184%
LJE-1004h	6.00	9.80	3.80	163%
LJE-1003h	7.50	10.00	2.50	133%
		Promedio	4.17	162%
		Max	6.30	

Tabla 2. *DLS* máximos registrados.

Estimación del desgaste por erosión

Solo nos resta estimar el desgaste que podría generarse durante las diferentes etapas de fractura, para luego contrastar con el valor *MAW* determinado. Para esto, se utilizó el modelo de DNV-Huser [2], el cual aplica a tuberías con diferentes geometrías.

Si bien existen numerosos parámetros para definir un programa de estimulación hidráulica, se define una posible secuencia de bombeo como la siguiente:

El diseño de pozo será sometido a verificación de manera de soportar un mínimo de 10 etapas de fractura con caudal de bombeo máximo de 50 bpm (barriles por minuto). La concentración de arena determinará el flujo másico de sólidos que provocarán erosión; este flujo irá incrementando secuencialmente en cada etapa desde cero (Pad) hasta un máximo de 4,5 PPA (*pounds of proppant added*).

Las consecutivas etapas de fracturas generarán un progresivo desgaste de las paredes de la tubería conforme se incrementa la concentración de arena.



Oil & Gas Products & Services Argentina SA

PROMOVIENDO SOLUCIONES INTEGRALES PARA MAXIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN NUESTRO PAÍS.



Dos décadas de trayectoria incrementando sostenidamente nuestro contenido local, nuestra participación y compromiso con el mercado energético Argentino, líderes en el mercado compartido de bombeo electro-sumergible.

- Equipos de bombeo electrosurgible con capacidad desde 15 m³/día.
- Sensores de fondo para uso extremo de temperatura y profundidad.
- Bombas de superficie para transferencia e inyección con capacidades hasta 10.000 m³/día y presiones de hasta 450 kg/cm².
- Variadores de frecuencia para toda la gama.



PLANTA INDUSTRIAL:

Dalle Mura 150, Barrio Industrial
Comodoro Rivadavia

CONTACTO

consultas.WPSArgentina@ge.com
Tel.: +54 0297 440 7500



imagination at work



En la figura 17 se muestra cómo el tiempo total de bombeo será de aproximadamente 24 horas si todas las etapas se bombean a un caudal de 50 bpm. Este tiempo total de bombeo será de 20 o 40 horas si el caudal se modifica a 60 o 30 bpm respectivamente.

Luego de comentar la secuencia de bombeo contemplada en el diseño, detallaremos los parámetros a tener en cuenta en el modelo empírico de DNV-Huser.

Para tuberías rectas DNV-Huser propone la siguiente ecuación que resuelve la velocidad de erosión en mm/año:

$$\dot{E}_L = 2,5 \cdot 10^{-5} \cdot U^{2,6} \cdot \dot{m}_p \cdot D^{-2}$$

Mientras que para tuberías con determinado radio de curvatura se tiene:

$$\dot{E}_L = \frac{\dot{m}_p \cdot K \cdot F(\alpha) \cdot \sin(\alpha) \cdot U_p^n}{\rho_t \cdot A_{\text{pipe}}} \cdot G \cdot C_1 \cdot C_{\text{unit}}$$

Donde:

\dot{m}_p : Flujo de arena (K_g/seg), dependiente del caudal de bombeo (Bpm) y de la concentración de arena (PPA). **A_{pipe}** : Área transversal del casing. Depende del diámetro del casing de producción.

$F(\alpha) \cdot \text{sen}(\alpha)$: Factores que tienen en cuenta el ángulo de impacto de las partículas sólidas. Como puede verse en la figura 18, este ángulo depende del radio de curvatura y del diámetro de la tubería. Para nuestro análisis el radio de la curvatura es función del Dogleg. Esta correlación entre Dogleg y radio de curvatura puede verse en la siguiente gráfica. El ángulo de impacto de las partículas para DLS inferiores a $14^\circ/30\text{m}$ y diámetro de Tubería de 5" es inferior a 1° .

U_p : Es la velocidad de las partículas, dependiente del caudal de bombeo (Bpm), de la concentración de arena

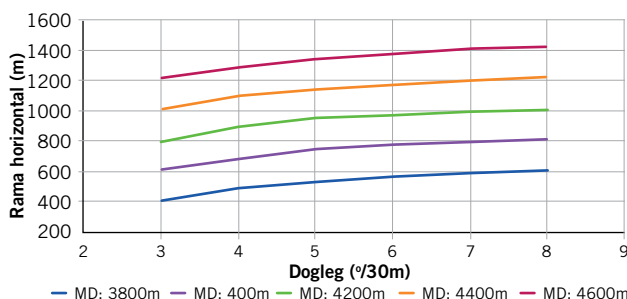
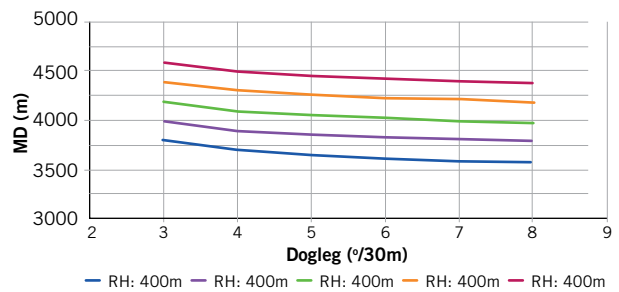
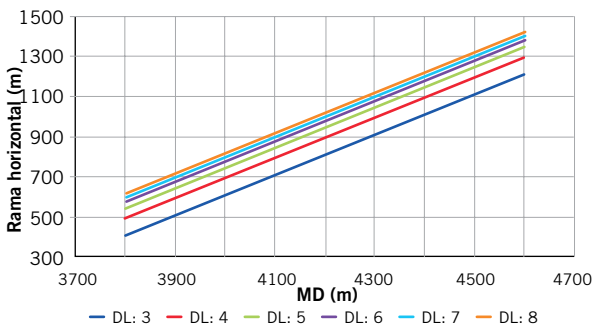


Figura 15. Curvas que relacionan Dogleg, Longitud MD y Longitud de rama horizontal.

Sistema de MPD Automatizado Microflux™



Redefiniendo la perforación en Argentina

El sistema de circuito cerrado Microflux de Weatherford detecta y controla automáticamente los infuljos o pérdidas durante la perforación. La precisión y rápida capacidad de respuesta de esta tecnología le permiten superar las restricciones de aquellos pozos imposibles de perforar con técnicas convencionales.

Este avanzado sistema le ayuda a optimizar la densidad del lodo para evitar riesgos potenciales, más aún cuando el margen entre la presión de poro y el gradiente de fractura es particularmente estrecho. Con nuestro avanzado circuito cerrado Microflux usted podrá mejorar la seguridad de su operación, reducir el impacto al medio ambiente y mejorar la rentabilidad de sus proyectos.

Contacte a su representante Weatherford para conocer más sobre cómo el sistema de MPD Microflux, que estará próximamente disponible en Argentina, puede ayudarlo a superar los desafíos de presión de sus operaciones.

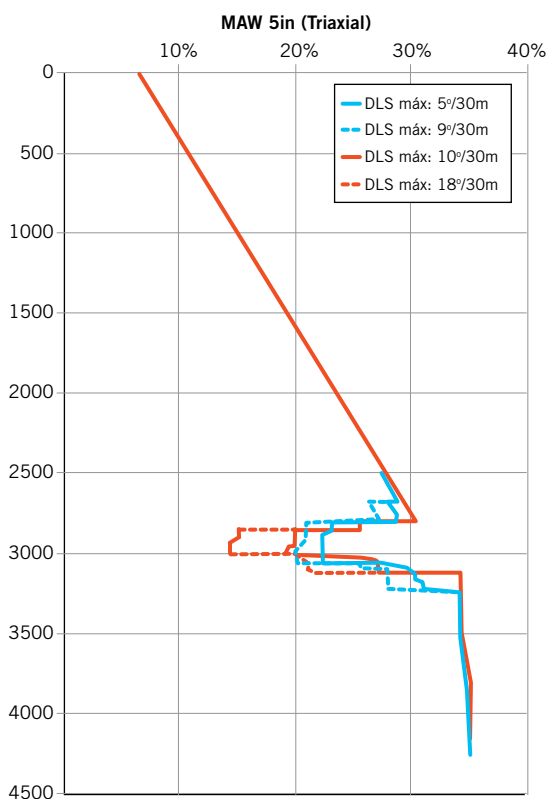


Figura 16. Estimación de MAW (%) casing de 5" hasta Boca de pozo.

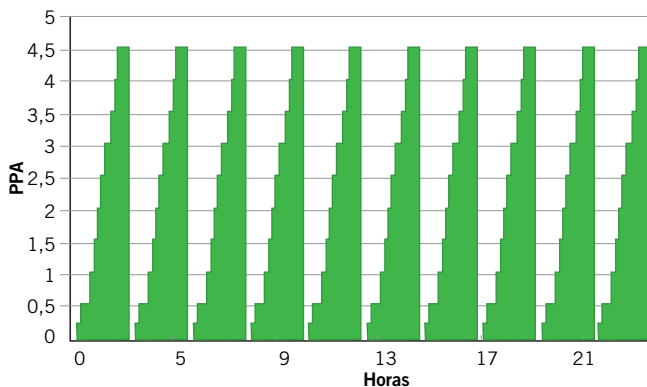


Figura 17. Secuencia de bombeo - 10 etapas de fractura.

(PPA) y el diámetro de la tubería. El exponente n normalmente se fija en 2,6.

ρ_t : Densidad del material del tubular: 7.800 Kg/m³. G , C_1 y C_{unit} : Constantes.

Con este modelo, se puede empezar a predecir los valores de velocidad de erosión para un tubo cuyo diámetro interno es de 4,54" (D_{nom} : 5"). La estimación de erosión (milímetros/hora) resultante es una función exponencial con $n=2,6$, y los valores no son para nada despreciables cuando estamos en presencia de procesos de bombeo que duran más de 20 horas (Figura 19).

A continuación, se pueden observar los resultados de este modelo si se aplica la secuencia de fracturas hidráulicas de 10 etapas que fue mencionada anteriormente. Manteniendo fija la arquitectura de pozo (diámetros y radios de curvaturas de la tubería), y realizando sensibilidades a diferentes caudales de bombeo, llegamos al siguiente gráfico (Figura 20).

Queda evidenciado que el desgaste producido por el programa de bombeo de 60 bpm es aproximadamente un orden de magnitud superior a la secuencia con un caudal de 30 bpm. Teniendo los valores de MAW determinados anteriormente (8-12%), podemos suponer que estamos frente a posibles casos de falla provocadas por erosión.

Los tiempos totales de bombeo varían según el caudal, porque se ha supuesto que la cantidad de agente de sostén a bombear será igual para todos los casos.

Para la zona de la tubería recta, la ecuación del modelo de DNV -Huser se simplifica en gran medida. Para el mismo diseño de pozo, se calcula el desgaste que se producirá en las zonas rectas; estos resultados se ven en la siguiente gráfica, donde se puede apreciar que el desgaste es, como máximo, 2,5% del espesor de pared (Figura 21).

Finalmente, en la figura 22, se compara el desgaste admisible (MAW) que la tubería podría soportar si se la somete a las solicitaciones de carga establecidas por el programa de perforación y completación, con el desgaste que se estima mediante el modelo de DNV-Huser.

Los siguientes gráficos representan los casos de dos trayectorias posibles, y contemplan el máximo valor de caudal de bombeo programado.

Aumentando la severidad de la curva se observa que, por un lado, aumenta el desgaste erosivo producto de un mayor ángulo de impacto de las partículas, y por otro lado se reduce el MAW como consecuencia del aumento de la flexión.

Etapa #	Caudal Bbl/min	Arena			TOTAL	Vol. Limpio bbl	Tiempo minutos
		Malla 100	Malla 30/50	Malla 20/40			
1	50	98	2820	1115	4033	6642	145
2	50	98	2820	1115	4033	6642	145
3	50	98	2820	1115	4033	6642	145
4	50	98	2820	1115	4033	6642	145
5	50	98	2820	1115	4033	6642	145
6	50	98	2820	1115	4033	6642	145
7	50	98	2820	1115	4033	6642	145
8	50	98	2820	1115	4033	6642	145
9	50	98	2820	1115	4033	6642	145
10	50	98	2820	1115	4033	6642	145
TOTAL		980	28200	11150	40330	66419	1448

Tabla 3. Secuencia de bombeo – 10 etapas de fractura.

Experiencia global,
con presencia local.



**NOV MSW tiene una fuerte presencia en Argentina
y está dispuesta a servir a los clientes desde su
planta local, en Buenos Aires.**

La línea de productos NOV MSW incluye bombas para uso continuo e intermitente, disponibles en simple efecto y doble efecto, capaces de funcionar en un rango de potencia de 2 a 2800 HP.

NOV MSW también ofrece fabricación, capacitación, asesoramiento de puesta en marcha y visitas a campo, para satisfacer los requisitos de los clientes a nivel mundial.



Email: maw@nov.com

NOV MSW

	DLS Avg: 5°/30m		DLS Avg: 10°/30m		Reducción de 5°/30m a 18°/30m
	DLS Max: 5°/30m	DLS Max: 9°/30m	DLS Max: 10°/30m	DLS Max: 18°/30m	
Mín FS de 0 a 2450 mbbp	1.33	1.33	1.33	1.33	N/A
Mín FS de 2450 a TD	1.53	1.50	1.49	1.43	7%
Min MAW*	22.4%	20.0%	19.2%	14.4%	36%

* Sin considerar la boca de pozo, solo en la curva.

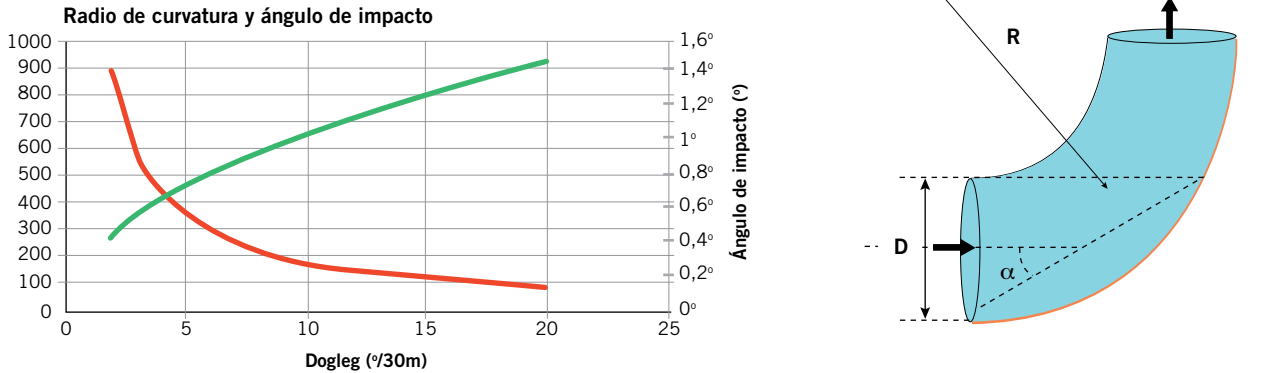


Figura 18. Radio de curvatura y ángulo de impacto de partículas sólidas.

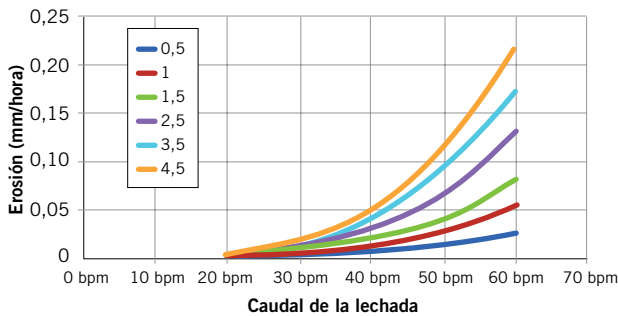


Figura 19. Desgaste erosivo (mm/hora) vs Caudal de bombeo. Diferentes concentraciones de arena. DLS: 14°/30 m.

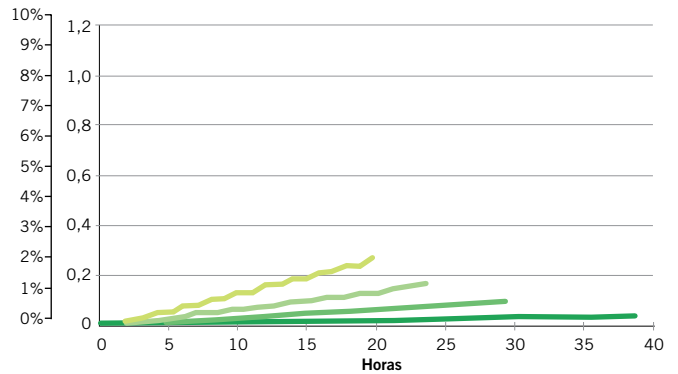


Figura 21. Desgaste erosivo (mm y % al nominal) en tramos rectos de tubería.

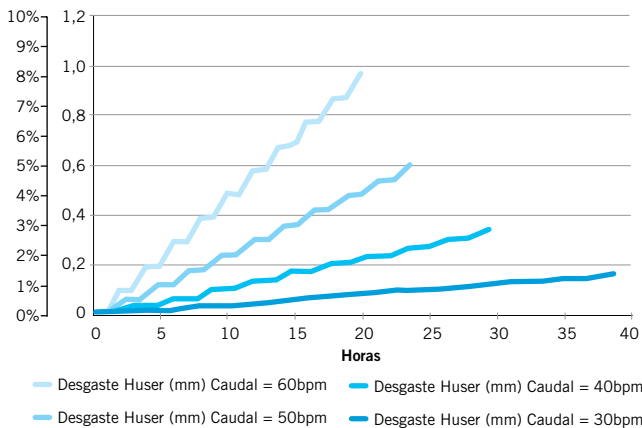


Figura 20. Desgaste erosivo (mm y % al nominal) para un Dogleg de 8°/30 m.

Mediante la comparación de las curvas de MAW y de Desgaste por Erosión Estimado (calculado con modelos validados con casos reales), se puede verificar si el diseño adoptado presenta riesgo de falla por erosión.

En resumen, se ha podido establecer un método para predecir posibles fallas de material debido al efecto de erosión provocado en el proceso de múltiples fracturas hidráulicas. Se determinó que para ciertas geometrías de pozo (*casing* de 5" y DLS máximo de 14°/30 m) y programas de fractura hidráulica (10 etapas a 60 bpm), se puede generar suficiente erosión como para llevar el material a la condición de falla por disminución por pérdida de espesor.

De las evidencias mostradas en este trabajo, queda de manifiesto que en zonas donde se tienen disrupciones del flujo con cambios de dirección y velocidad, el efecto erosivo puede ser causa de fallas de material con consecuentes problemas operativos que implicarían mayores costos.

Soluciones Integradas para Perforación y Producción



Ingeniería Aplicada para
Optimizar su Costo Operativo

Cummins Argentina • Bolivia • Paraguay • Uruguay

Buenos Aires
Tel: +54 (11) 4736 6400

Neuquén
Tel: +54 (0299) 4771719

consultas@cummins.com
www.cummins.com.ar



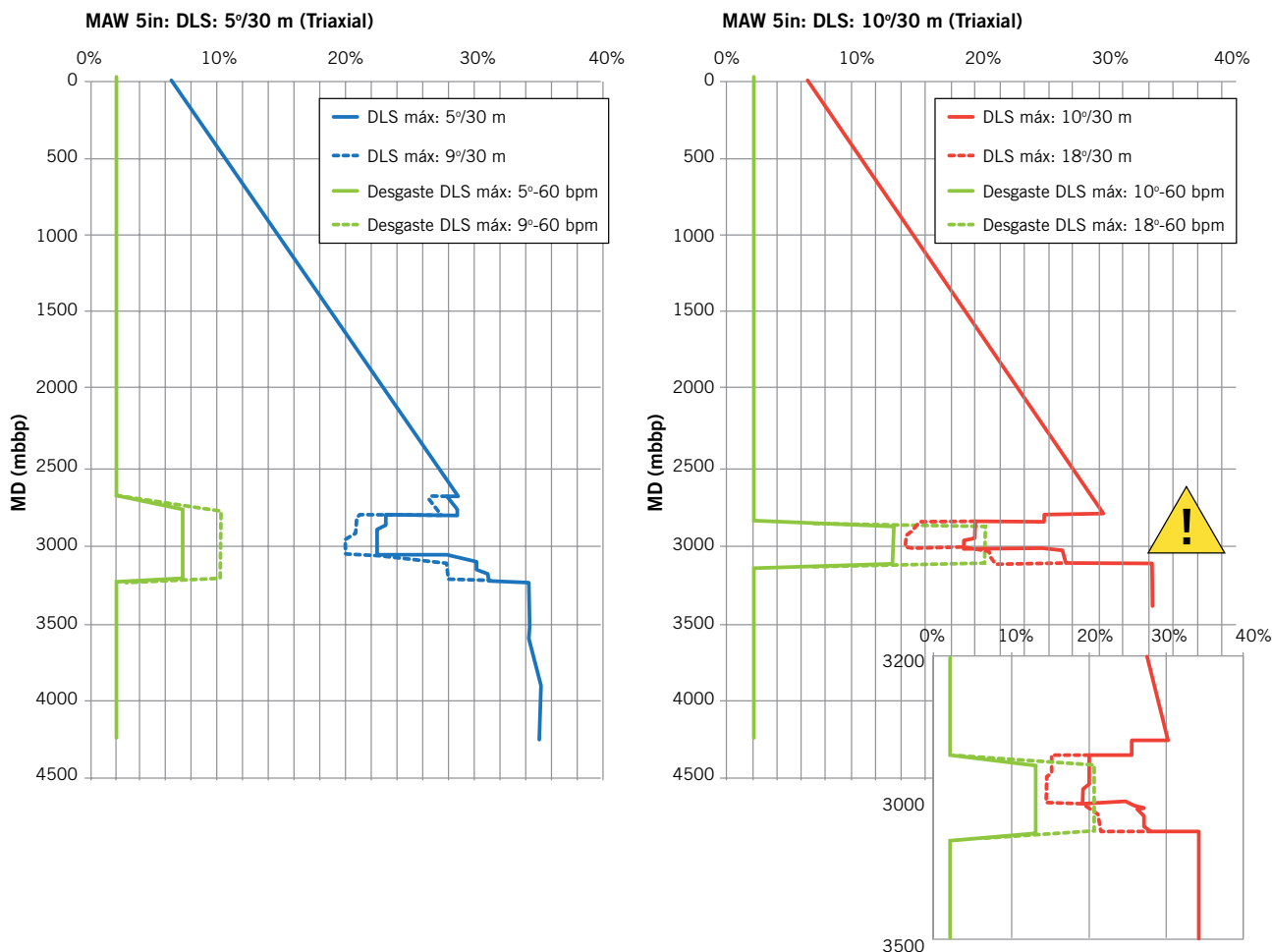


Figura 22. Erosión y MAW. Caudal de bombeo de 60 bpm y diferentes trayectorias de pozo.

Conclusiones

1. Durante la etapa de diseño, se deben considerar los procesos erosivos ocasionados por múltiples tratamientos de fracturas hidráulicas en las tuberías (*Tubing* y *Casing*). Estos procesos erosivos se ven incrementados en las fracturas hidráulicas realizadas en los pozos no convencionales en los que se requiere trabajar con grandes caudales, volúmenes y presiones de fluidos.
2. En las experiencias de campo analizadas se ha demostrado que es posible estimar el proceso erosivo y que el fenómeno de erosión resultó ser la causa raíz de fallas catastróficas en las instalaciones de inyección. Esta estimación permite tomar acciones preventivas y analizar la posible mitigación, por ejemplo, utilizando un *Blast Joint*.
3. Las zonas que deben ser estudiadas en detalle son aquellas donde se encuentra mayor turbulencia y cambios bruscos en la dirección del flujo (*Tree saver*, válvulas de subsuperficie, Niples).
4. En el presente trabajo, se logró establecer un método de diseño de pozo que tiene en cuenta el proceso erosivo.
5. Basados en la experiencia y en la incertidumbre de estos modelos, se plantea la necesidad de avanzar en un modelo computacional de fluido-dinámica para estos

casos particulares de erosión. Los resultados de simulación nos mostrarán el camino para validar, refutar o crear modelos de erosión. ■

Bibliografía

- [1] TÜV Nel Limited, "Erosion in Elbows in Hydrocarbon Production Systems", HSE, 2003.
- [2] Det Norske Veritas, "Erosive Wear In Piping Systems", Recommended Practice RP501.
- [3] Haugen, K., Kvernfold, O., Ronold, A. y Sandberg, R., *Sand erosion of wear-resistant materials: erosion in choke valves*. Wear 186-187, pp 179-188, 1995.
- [4] Huser, A. y Kvernfold, O., *Prediction of Sand Erosion in Process and Pipe Components*, Canadá, 1998.
- [5] Martin, J. W., *Erosion Guidelines Revision 2.1*, 1999.
- [6] Farahani, R. et al, "Assessment and Prediction of Erosion in Completion Systems under Hydraulic Fracturing Operations using Computational Fluid Dynamics", SPE 147514, noviembre de 2011.
- [7] Clark, H. Craig, "Mechanical Design Considerations for Fracture-Treating Down Casing Strings" SPE 14370-PA, junio de 1987.
- [8] M.C. Vincent, "Erosion by Proppant: A Comparison of the Erosivity of Sand and Ceramic Proppants during Slurry and Flowback of Proppant", SPE paper 90604.

Sabemos controlarlo. Podemos prevenirlo.



Más de veinte años de Servicios Comprobados en el **Control de Blowouts y Firefighting** a nivel internacional con Especialistas, herramientas y equipamiento propio.

Unido a una larga experiencia, potenciada con una capacitación permanente, nos permite presentar el **Programa Risk Management SAFE WELL**, para trabajar en la prevención de estas contingencias.

Única Compañía Nacional con trayectoria Internacional en Well Control Services, las 24 hs.

Risk Management SAFE WELL Program

RIG AND WELLHEAD INSPECTIONS & AUDITS:

- Relevamientos de Equipos Torre.
- Rig High Pressure Well Control Equipment.
- Inspecciones a Bocas de Pozos.
- Auditorias de Simulacros de Surgencias en Equipos Torre.

BLOWOUT CONTINGENCY PLANS - BOCP

- Actualizaciones, confecciones y seguimientos.
- Introducción del DIRECTORIO DE SERVICIOS Y EQUIPAMIENTOS PARA BLOWOUTS.
- Training para optimizar estos recursos.

TRAINING:

- Lockwood es acreditado por WellCAP de la IADC, para dictar los Cursos de Well Control.



Ing. Luis A. Huergo 2914
PIN - Oeste
Q8302SJR - Neuquén - Argentina
Tel.: (+54) 0299 - 4413782/4413785/4413885
Fax: (+54) 0299 - 4413832
www.lockwood.com.ar
informes@lockwood.com.ar



LOCKWOOD

La satisfacción del saber hacer

COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS



GRI, la gestión de reutilización y modificación de uso de instalaciones

Por *Ing. Alexandr Sidorenko* e *Ing. Sergio Fernández*
(PanAmerican Energy)



La demanda de líneas para captar y transportar hidrocarburos hasta su proceso y venta requiere de líneas existentes o nuevas. Este trabajo describe un proceso ordenado e implementado de reutilización, reactivado, modificación de uso o *re-rating* de estas líneas de captación/producción, transporte o asociadas tanto al proceso de producción como al de inyección en un yacimiento de la Argentina, fuera de las jurisprudencias RES1460 y NAG100 "O" (Ductos de Venta o Transporte de Venta) de vigencia local.

Actualmente, la producción de un yacimiento, en su mayoría con recuperación secundaria, implica un dinamismo constante motivado por explotar los recursos con la finalidad de mantener los niveles de producción, cumplir con los horizontes proyectados y cubrir la demanda actual creciente. Como consecuencia de tales objetivos, se generan cambios constantes en las líneas de transporte o producción del yacimiento, asociados a modificación de uso o reclasificación/*re-rating* de las líneas. Por ejemplo, presión, temperatura, fluido de producción, que no necesariamente resultan en cambios de clase (presión de diseño, serie, etcétera) de la instalación.

Un ejemplo de dichos cambios podría ser la intervención de un pozo productor de agua salada para producir una capa de gas a mayor presión en boca de pozo. Un cambio que implica una exigencia mayor en la instalación y una mayor consecuencia o daño ante una eventual falla.

Otro ejemplo podría ser un oleoducto fuera de jurisdicción local, que ha operado más de 10 años en una condición muy por debajo de las de diseño, que requiere un incremento de la condición operativa de más del triple de la condición actual hasta el orden de la presión de diseño. Comúnmente estos cambios se denominan Reclasificación o *Re-rating*, en nuestro caso lo hemos denominado Modificaciones de Uso.

La parada de las instalaciones de producción y de transporte es otro de los ejemplos de los continuos cambios en el yacimiento. Un pozo productor que se detiene por falla en el sistema de extracción o por excedente de agua, que requiere un reactivado luego de una condición de Parada Transitorio o PT, por más de 2 o 3 años.

También, vamos a mencionar los redireccionados de colectores o *manifold* por montaje de nuevas instalaciones de proceso o líneas de transporte que no son utilizadas por un tiempo considerable; por ejemplo, 5 años.

Por último, y el más interesante de los ejemplos, son aquellos cambios asociados al abandono constante de líneas por el dinamismo de los pozos o montaje de nuevas instalaciones. Pozos que han sido productores se convierten en inyectores, y viceversa. O instalaciones que se redireccionan o abandonan crean una oportunidad de reutilizar dichas líneas para otros proyectos.

Las mejores prácticas de la industria generalmente establecen que los cambios deben ser evaluados, aprobados y registrados mediante una gestión sólida de MDC o Manejos de cambios, por lo que este proceso debe formar parte de la Gestión de Integridad de Ductos. También, es importante destacar que una reclasificación o reutilización de una línea, a diferencia de un reactivado, se realiza modificando la instalación. En cambio, un reactivado mantiene la línea en el mismo servicio, misma condición operativa y misma instalación; por lo tanto, muchas veces si la línea sigue vinculada y solamente está bloqueada mediante una válvula de bloqueo, y a ojos de operación, es una instalación activa. En este caso, el cambio radica en el tiempo fuera de servicio, destacando que el estado de integridad es lo que pudo haber cambiado.

Ordenamiento y Gestión de Manejos de cambios: GMI "Gestión de Modificación de Instalaciones" GRI "Gestión de Reutilización de Líneas".

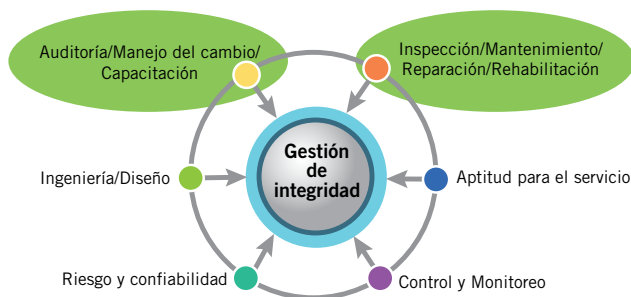


Figura 1. Componentes de la Gestión de Integridad.

Como parte de la Gestión de Integridad de Ductos, y motivado por el ordenamiento de la demanda constante de evaluaciones de cambios en las líneas, en la Unidad de Gestión de Golfo San Jorge de PAE fue necesario establecer un proceso ordenado de manejo de cambios de líneas. Acompañado por la actual tendencia y migración a filosofía de gestión de las instalaciones basada en la metodología *Process Safety*, en la cual la gestión de cambios es sinónimo de buena gestión. Por lo tanto, se estableció el proceso denominado GRI o Gestión de Reutilización de Líneas, y fortalece el ya existente, asociado a cambios en el proceso denominado GMI Gestión de Modificación de instalaciones. Así, el GMI/GRI permite, de manera ordenada, evaluar, aprobar y registrar por los especialistas de cada área todos aquellos cambios asociados a:

- a) Procesos
- b) Instrumentos y Sistema de Control
- c) Integridad

En cuanto al proceso de GRI, principalmente fue creado para reutilizar de manera ordenada líneas, y optimizar la trazabilidad de los cambios. Por tal motivo, fue denominado Gestión de reutilizaciones de Instalaciones, aunque también por la similitud fueron incluidas las reclasificaciones y los reactivados de líneas.

Metodología de trabajo y alcance

El alcance del proceso abarca a todas las líneas de campo fuera de jurisdicciones o marco legal, comúnmente sin posibilidad de ILI (Inspección Interna Mediante PIG o Chancho Inteligente). En el caso del marco legal, solamente sirve como referencia, siempre y cuando sea más restrictivo. Tiene aplicación para:

a) Reutilizaciones:

Comúnmente alimentadas por líneas abandonadas, desconectadas, fuera de uso, asociadas a instalaciones convertidas o redireccionadas.

b) Reactivados:

Comúnmente asociados a instalaciones paradas de manera transitoria o fuera de servicio no desconectadas, que requieren ser puestas en servicio nuevamente, de manera temporal o permanente.

c) Modificaciones de uso:

Cambios en condiciones operativas como presión, temperatura, caudales, fluido de producción, propiedades

Reutilización de líneas

- Pozos abandonados.
- Pozos convertidos.
- Líneas tendidas no empalmadas.

Reactivado líneas/pozos

- Parados transitorios.
- Abandonados.
- Fallas en pozo.

Modificación de uso o reclasificación

- Presión
- Caudal
- Tipo de bombeo.
- Tipo de pozo.

Intervención/Reparación

- OPEX/CAPEX Pozos (\$)

Figura 2. Reutilización de instalaciones.

del fluido de producción (Corrosividad), o idealmente el sistema de extracción.

d) Intervenciones/Reparaciones:

Para evaluar el estado de líneas y determinar la confiabilidad y aseguramiento de recuperación de inversión. Por ejemplo, cuando se interviene un pozo sin generar ningún cambio operativo, donde solamente se busca el aseguramiento del buen estado de la línea para posterior recupero de la inversión. O, por ejemplo, evaluar el rendimiento de proyectos que, si requieren una línea nueva, no son rentables; por lo tanto, es imprescindible saber el estado de la línea.

A grandes rasgos, se describe la metodología implementada en el siguiente gráfico (Figura 3).

1. Surge la necesidad del cambio en el proceso/instalación.
2. El cambio tiene que estar relacionado con el alcance del proceso (Reactivado, Reutilización, Modificación de uso o Evaluación de Inversión).
3. El ingeniero de Procesos o Referente de Operaciones identifica el cambio y genera un GMI con pedido de GRI.
4. Se realiza una evaluación GRI.
5. Se determina un apto/no apto.
6. Se aprueba el cambio mediante una cadena de aprobación formal.

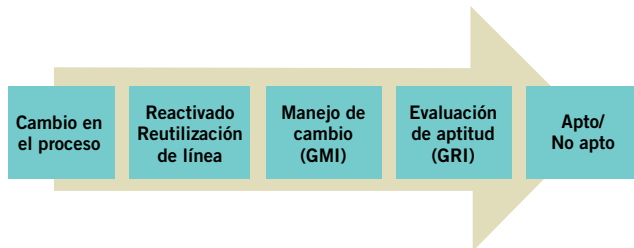


Figura 3. Proceso de evaluación del estado de líneas.

Antes de avanzar con el desarrollo del trabajo, es importante resaltar el marco de las normativas, marco legal, códigos de referencia y estándares locales de la compañía (Figura 4).



METALURGICA ALBACE


Estructuras metálicas

Estructuras metálicas:

Las estructuras se calculan de acuerdo al pedido o necesidades del cliente, estudiándose cada situación en particular por nuestro grupo de ingenieros.



Esta sección cuenta con una importante flota de vehículos propios, destacándose desde plataformas elevadizas y camiones con grúas, hasta una grúa torre de 36 mts. de alto, todo esto juntamente con el personal especializado para montajes. Las estructuras se realizan en acero inoxidable o de acero al carbono y son entregadas galvanizadas en caliente o pintadas.



Pueden ser del tipo reticulado o alma llena, empleando cualquiera de los distintos tipos de perfiles encontrados en el mercado, ya sean laminados, conformados o plegados.

Metalúrgica Albace
Sucursal Neuquén
Contacto: Ing. Martín González
(0299) 15 5286035
martin@metalurgicaalbace.com.ar



Colón, Entre Ríos, Argentina

Tel.Fax.: (03447) 42 3475 / 42 3553

www.metalurgicaalbace.com.ar



METALURGICA
ALBACE

Marco legal, Códigos de referencia y Estándares internos



Figura 4. Marco de las normativas.

Cuando se plantea cómo mantener la integridad de las instalaciones, y especialmente ductos, como por ejemplo de qué manera ordenar la Gestión, cada cuánto realizar una inspección (ejemplo ILI), etcétera, comúnmente tenemos tres grandes caminos para establecer de manera prescriptiva o mediante una recomendación los parámetros del Sistema de Gestión de Integridad de Ductos o PIMS.

En primera instancia, la Gestión de Integridad debe establecer de manera prescriptiva procedimientos y procesos que aseguren como mínimo el cumplimiento legal local. En segunda instancia, la compañía debe establecer que los estándares de integridad sean adoptados y construidos sobre la base de las mejores prácticas de ingeniería en la industria, como códigos ASME, API y otros. Por último, cuando el cumplimiento legal y las prácticas son implementadas, en base a la experiencia y los ciclos de aplicación, la compañía debe establecer estándares propios que se asemejen más a su realidad, sin nunca perder de vista los primeros dos puntos.

Este último, y tercer paso, por lo general se logra mediante una base sólida de la gestión de la integridad, donde la compañía entiende que en especial el cumplimiento de lo legal y de las mejores prácticas comúnmente está mo-

tivado por la seguridad de la operación y no por el rendimiento. Por tal motivo, cuando surge la necesidad de aumento del rendimiento de las instalaciones en la operación, y se alcanza a un nivel de rendimiento competitivo (Beneficios de Gestión de Integridad a un costo razonable) es factible establecer dichos estándares, que logran operar las instalaciones de manera segura, sin daños al ambiente y con un rendimiento económico competitivo.

Principales objetivos del Proceso de GRI

Los lineamientos del GRI fijan, como objetivos principales, los siguientes (Figura 5):

Aquellos relacionados con la visión y estándares de la compañía:

- La seguridad operativa, disponibilidad de instalación y reducción de *Down Time*.
- El cuidado de medio ambiente, reducción y disminución de impacto de derrames.
- Del Negocio, ahorro, reducción de riesgo de inversión.

Y los relacionados con la Calidad de la Gestión de Integridad, como:

- Trazabilidad de cambios.
- Reducción de derrames (como KPI de Integridad).

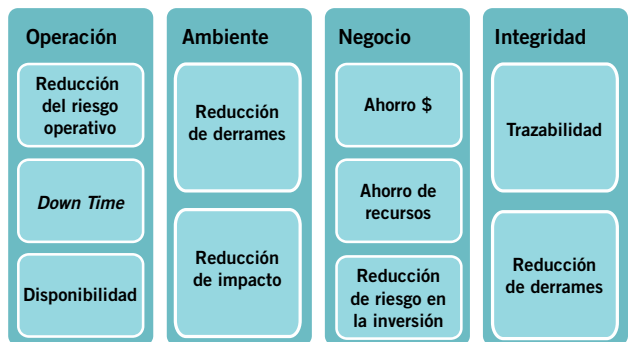


Figura 5. Objetivos del GRI.

M MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ, Buenos Aires, Argentina
Tel +54 11 4132 4132 - Fax +54 11 4132 4101
info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

Los productos que más protegen
a los argentinos se producen
en **Argentina.**



3M SIGUE CRECIENDO Y CUIDANDO A LOS ARGENTINOS.

- Con más de 60 años y una amplia experiencia produciendo en el país, comenzamos a fabricar anteojos y cascos de seguridad de última generación en nuestras plantas industriales.
- A través de la Secretaría de Minería de la Nación obtuvimos la homologación como Proveedor Minero Nacional.
- Inauguramos el Centro de Innovación y Desarrollo de Tecnologías, nuevo polo de conocimiento e investigación para la Argentina.

Proveedor
Minero
Homologado



Evaluated por



El poder para proteger tu mundo.
www.3m.com.ar/seguridadeneltrabajo



Proceso de GRI

El principal objetivo del GRI es identificar los cambios, determinar los riesgos asociados a los cambios, verificar la aptitud de las instalaciones en el nuevo servicio, realizar recomendación y pruebas que reduzcan riesgo antes, durante y después del cambio (Figura 6). Es importante destacar que cualquier cambio en las instalaciones está relacionado con un aumento de riesgo en la operación.

En la figura 7 se puede observar un detalle del proceso implementado y algunas de las principales etapas en el proceso.

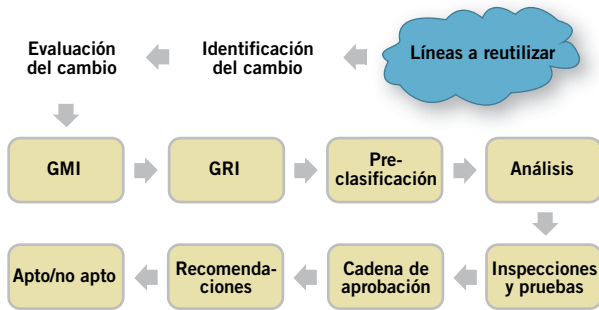


Figura 6. Proceso de GRI.

- Ante la necesidad de realizar un cambio en una línea, o al identificar un cambio por la operación o el ingeniero de procesos, surge la necesidad de evaluar el mismo. Como por ejemplo, reutilizar una línea fuera de servicio a causa de un re-direccionado para un pozo nuevo.
- El segundo paso es identificar la instalación actual fuera de servicio y establecer la traza con los tramos nuevos a tender y tramos a reutilizar. Se genera un esquema junto con la descripción del cambio y se genera un MDC o GMI Gestión de Modificación de Instalaciones, una evaluación que no solo describe el detalle del cambio sino los potenciales beneficios como el ahorro de tiempo o recurso u optimización del proceso.
- En la tercera etapa, y mediante una solicitud formal, se genera un pedido al sector de integridad de la evaluación del cambio; si es parte de la gestión de GRI se inicia el proceso de GRI. Gestión de Reutilización, Reactivado y Modificación de uso de Instalaciones.
- En la cuarta etapa, y previo a la realización de una evaluación completa de integridad, se realiza una pre-clasificación, que permite de manera rápida rechazar aquellos cambios que no son aptos, como por ejemplo los que no cumplen con el estándar de integridad, tengan una instalación abandonada permanentemente o con riesgo de reactivado inaceptable. Por ejemplo, líneas con presión de diseño debajo de las de especificación del nuevo servicio, instalaciones fuera de servicio por más de 15 años o líneas abandonadas con antecedentes de pérdidas, entre otros. Es importante destacar que descartar un cambio es más rápido que aprobar el mismo cambio; esto se debe a que con una de las variables a evaluar fuera de estándar, no se requiere ver las demás; en cambio, aprobar el reactivado o reutilización de una línea implica aprobar todas las variables evaluadas. Por lo tanto, la pre-clasificación es un método efectivo de rechazar los cambios de manera rápida. Una vez que supera la pre-clasificación, se sigue con la etapa de análisis.
- El análisis implica obtener los datos históricos y actuales de las líneas. Determinar la potencialidad de defectos o daños (como corrosión interna/externa o daños por terceros). Determinar si la instalación cumple con la clase de tendido según los registros. Revisar los estados actuales de la línea y determinar el riesgo o probabilidad de falla.
- Determinado el estado general, y como práctica habitual, se emite un plan de acción que determina realizar inspecciones en la línea si son requeridas (medición de espesores, verificación de corrosión externa, etcétera), o pruebas como Prueba Hidráulica o Radiografiado. Asimismo, se emiten acciones de adecuación para el

Villa La Angostura - Parque Nacional Nahuel Huapi

ESTE OTOÑO ELEGÍ CORRENTOSO

ARS 2.800

UNA EXPERIENCIA ÚNICA

BENEFICIOS EXCLUSIVOS PARA LOS SOCIOS IAPG: 20% OFF

Tarifa por noche por habitación Lago Superior en base single o doble. Incluye IVA. La tarifa incluye el beneficio para socios IAPG. Válido del 01/03/15 al 19/04/15, excepto Semana Santa. No acumulable ni combinable con otras promociones.

Info & reservas: (+5411) 4803 0030 | grupos@correntoso.com | www.correntoso.com

La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

En TUBHIER, la tecnología y el desarrollo continuo, son los pilares para elaborar nuestros productos, de acuerdo a los más exigentes estándares de calidad.

Nuestro objetivo es ofrecer las mejores soluciones, a las variadas necesidades del Cliente.



Caños de acero

- Casing API 5CT.
- Line pipe API 5L
- Line pipe ASTM A 53
- Usos generales IRAM-IAS-U500-228

Tuberías ERFV

- Line pipe API 15HR y accesorios.



TUBHIER

Villa Mercedes, San Luis
Argentina

tubhier@tubhier.com.ar

www.tubhier.com.ar



5L-0233
5CT-0303
15HR-0021



ISO-9001
ISO-14001
OHSAS-18001

nuevo servicio como remplazos preventivos o adecuaciones según clase, etcétera.

- g) Finalizadas las inspecciones, adecuaciones y pruebas, si todo anda según lo planeado, se pasa a una cadena de aprobación que, según el nivel de riesgo del cambio, es aprobada por los distintos niveles en la compañía, como el Ingeniero de Integridad, o niveles más altos como Líder o Gerente de Integridad, etcétera.
- h) Finalizada la cadena de aprobación, se emite un documento que determina si la línea es apta o no para el reactivado o el nuevo servicio. Junto a una serie de recomendaciones, y dependiendo de cada instalación, como programa de seguimiento, actualización de sets de instrumentos de corte por alta/ baja presión, tiempo de revisión o re-prueba, o simplemente aumento de frecuencia de recorridos.

Datos de análisis y pre-clasificación

A continuación, se detallan los datos generales que frecuentemente son evaluados en los cambios:

- **Procesos:** Datos asociados a las condiciones operativas y al cambio (Presión, Temperatura, Tipo de Fluido, Servicio, Proyecto asociado a., etcétera).
- **Montaje:** Datos de diseño, constructivos, de clase, fecha, material, etcétera.
- **Estado de abandono:** Principalmente, tiempo de abandono y estado de abandono.
- **Antecedentes:** De pérdida, fugas, roturas, reemplazos, inspecciones.
- **Protección catódica:** Estado externo general.
- **Otros:** Análisis de riesgo, Corrosividad del fluido, velocidades de corrosión de la zona, tratamientos, etcétera.

Para la Pre-clasificación, se resaltan algunas de las variables que más rechazos generan.

Es importante destacar que el tiempo de abandono o PT (Parado Transitorio) es directamente proporcional al riesgo del reactivado, especialmente cuando hablamos de condiciones de abandono desfavorables.

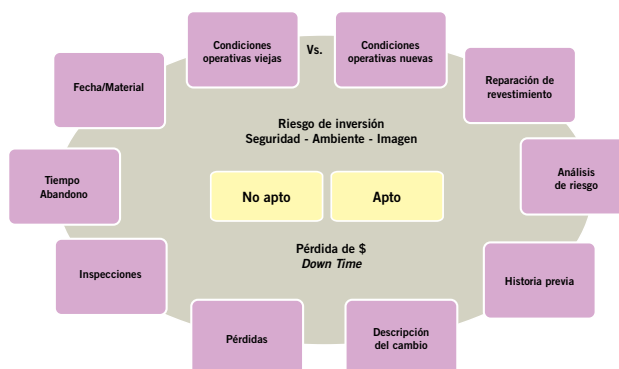


Figura 8. Evaluación de cambios.

Las condiciones de abandono se pueden dividir en 4 grandes grupos:

- a) Línea desplazada o barrida (sin fluido)
- b) Abandonada con fluido tratado (fluido en especificación diferente al del proceso)
- c) Fluido de proceso tratado
- d) Con Fluido de proceso sin tratar

Donde la primera condición, naturalmente, es la más favorable respecto a la corrosión interna.

Por tal razón, un correcto estado de abandono es una de las claves del proceso, donde el potencial de reutilización surge en el momento de abandono y no en el momento de necesidad.

En cuanto a las condiciones generales, y como aplicabilidad del proceso, se ha establecido que cualquier línea de campo con más de seis meses fuera de servicio requiere una evaluación de integridad para ser reactivada. Esto fue establecido no solo por el potencial cambio en la integridad de la instalación en un tiempo tan corto, sino como motivación principal el poder realizar seguimiento de los reactivados, que en general están asociados a Inversión, estableciendo una buena práctica en el reactivado de las instalaciones. Es importante resaltar que muchas veces el personal de operaciones desconoce las fechas exactas de parada, o la rotación de dicho personal es frecuente. Así, por lo tanto, una línea con menos de seis meses PT se considera como una instalación activa.



Figura 7. Detalle de proceso implementado.



OBRAS DE INFRAESTRUCTURA
OBRAS CIVILES INDUSTRIALES
GRANDES MOVIMIENTOS DE SUELOS
DUCTOS Y MONTAJES MECANICOS

**LA FUERZA
DE 40 AÑOS
DE LIDERAZGO**



www.milicic.com.ar
milicic@milicic.com.ar

MILICIC

CONSTRUCCIONES Y SERVICIOS

También, es importante resaltar que las líneas PT (Parado Transitorio) con más de seis meses y hasta un año, son verificadas y reactivadas habitualmente con bajo riesgo, dependiendo cada caso. Por lo tanto, la Gestión adoptó desde 1 año como reactivado de riesgo. Por último, líneas con más de tres años fuera de servicio, se consideran como un reactivado de alto riesgo, resumido en la Tabla 1.

Tiempo de parada	Reactivado
Menos de 6 meses	Línea activa
Más de 6 meses	Riesgo bajo
Más de 1 año	Riesgo medio
Más de 3 años	Riesgo alto

Tabla 1. Riesgos para reactivar líneas.

Recomendaciones y Plan de acción

Uno de los principales riesgos del reactivado se fomenta en que las líneas fuera de servicio, por lo general al estar sin energía, no presentan potencial de pérdida. Por lo tanto, si existiese algún daño, este no se manifiesta. Por ejemplo, roturas por terceros, o en el caso de los cambios operativos un aumento de exigencia de la línea. Por ende, las recomendaciones deben estar especialmente enfocadas en dichos aspectos.

- Inspecciones (ICDA)
- Pruebas (Hidráulica, etcétera)
- Aumento de recorrido
- MAPO
- Otros

Donde se resaltan 2 aspectos en particular:

- Las inspecciones y mediciones de espesor (ICDA y ECDA)
- La prueba hidráulica

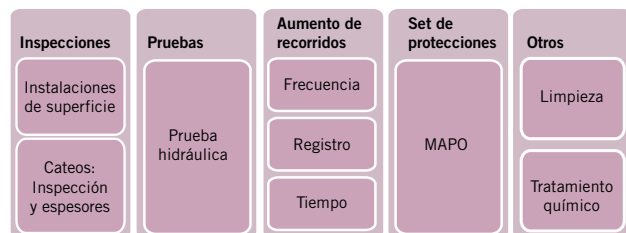


Figura 9. Aspectos a considerar para cambios.

Inspecciones y Prueba hidráulica

Para validar la integridad para un nuevo proyecto de una línea que actualmente está fuera de servicio, no solo se debe determinar que la línea pueda operar con un coeficiente de seguridad razonable en el cambio, sino que se debe asegurar la vida útil de la línea, con un sobre espesor de corrosión razonable.

Por lo tanto, las inspecciones y la PH (Prueba Hidráulica), son dos herramientas claves para determinar el estado y la vida útil de la línea. Especialmente, destacando que la PH por lo general no está orientada a probar espesor sino a realizar una prueba de presión con un coeficiente de seguridad determinado; por ende, se deben considerar pruebas por encima del común utilizado 1.25 para fluidos como coeficiente de prueba. En otras palabras, la PH no solo tiene que asegurar un espesor determinado sino un sobre espesor de corrosión adecuado que asegure vida útil. Así, una prueba a 1.25 de la Presión de Operación (orientada

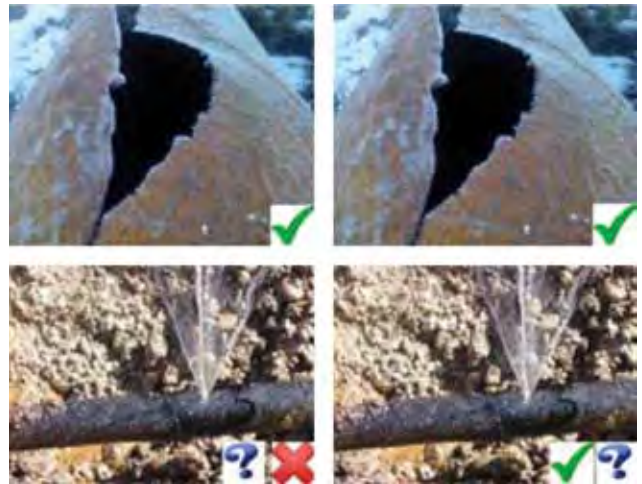


Figura 10. Inspecciones y prueba hidráulica.

a probar espesor de operación o diseño sin sobre espesor), podría ser un coeficiente bajo.

También, es importante destacar que cada instalación es particular por los antecedentes, pero en general, cuando se requiere validar la MAPO de una línea sin ILI, se puede implementar una PH y medir espesores, como herramienta efectiva.

Una de las conclusiones a la que hemos llegado es que un PH no es suficiente para validar la integridad de un ducto en el *upstream*. Ya que, comúnmente, la corrosión que afecta las instalaciones es localizada y muy pocas veces generalizada. Por tal motivo, la PH valida la línea a rotura pero no a fuga (por corrosión localizada). Esto se debe a que las presiones de fallas de la corrosión localizada se encuentran muy por encima de las presiones habituales de operación normal de un ducto; se puede considerar que es del orden del diseño del caño o falla de la cañería (en fábrica).

Por tal razón, si solamente verificamos la integridad mecánica de las líneas con un PH, no hay garantía de que en un par de meses se podría producir una pérdida. Por lo tanto, es importante verificar el estado general de la línea con ICDA o espesores, junto a la susceptibilidad a la corrosión localizada, tanto interna como externa.

Por otro lado, las metodologías ICDA y ECDA no pueden determinar por sí solas el estado de integridad de la línea, aunque sí pueden proporcionar información suficiente para cuantificar el riesgo o la probabilidad de existencia de corrosión o defectos en toda la traza de la línea a estudiar.

Así, la combinación de una verificación de espesores y una PH puede asegurar un nivel de riesgo aceptable de fallas en la puesta en marcha, y razonablemente bajo de fugas en la vida útil.

De todas maneras, el conocimiento de las instalaciones por parte del Ingeniero de Integridad es tan importante como la metodología a implementar ya que, en gran medida, el riesgo está relacionado con los antecedentes de corrosión de la línea, la cantidad de cateos o % de inspección de la línea y valor de prueba. En la siguiente tabla, puede verse un resumen de la combinación de una PH e inspección.

	Rotura	Fuga
Prueba hidráulica	Valida	No valida
	Disminuye el riesgo	No disminuye el riesgo
Espesores	Valida (localmente)	Valida (localmente)
	Disminuye el riesgo	Disminuye el riesgo
PH y espesores	Valida	Valida
	Riesgo bajo / controlado	Riesgo bajo / controlado

Tabla 2. Alcance de las verificaciones.

Valor de prueba, espesor remanente y vida útil

Como ya mencionamos, el valor de Prueba Hidráulica es uno de los factores más importantes a considerar en el reactivado o la reutilización. Si bien comúnmente los valores de prueba son del orden respecto de la presión de operación/diseño, 1.5 (como mínimo) o 1.25 (como mínimo), muchas veces no es suficiente, especialmente en aquellas líneas que operan a baja presión (absoluta o relativa).

Cuando hablamos de baja presión absoluta, nos referimos a la energía almacenada en el fluido; por ejemplo, servicio de producción y servicio a inyección, donde el servicio de inyección opera a alta presión y el de producción a baja. Cuando hablamos de presión relativa, hablamos de la presión de operación respecto al diseño de la línea.

Por tal razón, si una cañería está diseñada para operar a 50 kg/cm², y opera a 5 kg/cm², si realizamos una PH a 1.25 el margen respecto a la presión válida y de prueba es muy bajo. En definitiva, el 25% de incremento significa un espesor muy bajo respecto del nominal. Por tal razón, la cañería podría fallar a corto plazo. Esto es porque la cañería opera a una presión absoluta y relativa muy baja. En estos casos, es importante establecer un valor mínimo de prueba. Que, en nuestro caso, es del orden del espesor de retiro, aunque también podría ser un espesor estructural comúnmente denominado.

Así, la PH no solo debe validar integridad mecánica de la línea, sino el sobre espesor que permita operar un tiempo suficiente acorde a la necesidad de operación. En nuestro caso, fue establecido un mínimo del 20% de espesor, según las recomendaciones habituales de la industria, siempre y cuando la línea sea verificada como mínimo a 1.25 de la presión de operación. Así, a medida que aumenta la presión de prueba, se valida un mayor espesor y vida útil más prolongado. Por lo tanto, a mayor presión de prue-

ba menor es el riesgo del reactivado. Por tal razón, es necesario establecer valores mínimos de prueba que aseguren un espesor mínimo y un riesgo admisible en el reactivado y a corto y mediano plazo en operación.

Implementación

En cuanto a las etapas de implementación, las mismas se dividieron en tres.

En primera instancia, no se contaba con un proceso ordenado para realizar reactivados y reutilizaciones. Principalmente, el proceso de GRI surgió como un ordenamiento de líneas a reutilizar, Gestión de Reutilizaciones de Líneas, con el fin de establecer trazabilidad a los cambios,

FLEXIBILIDAD |
RESPALDO |
EXPERIENCIA |

www.edvsa.com

La respuesta necesaria para el éxito de nuestros clientes en sus grandes proyectos de ingeniería, construcción y servicios.

◀ NEUQUÉN
◀ COMODORO RIVADAVIA
◀ RÍO GALLEGOS

◀ SAN JUAN
◀ LAS HERAS
◀ RÍO GRANDE

EDVSA
Ingeniería y Construcción

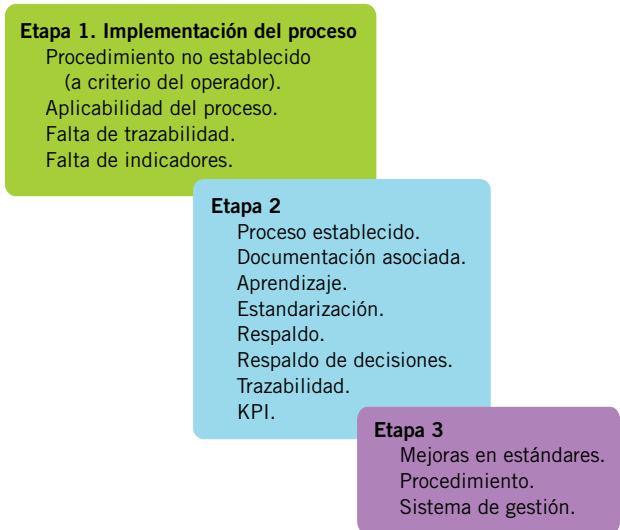


Figura 11. Etapas de un proceso.

evaluar de manera ordenada los mismos y poder medir la efectividad del proceso, como derrames o consecuencias negativas por líneas reutilizadas, Etapa 1.

Posterior a la implementación, y en la segunda etapa, se identificaron las siguientes oportunidades:

- Ahorro de recurso
- Reducción de *Down Time*
- Reducción de riesgo de inversión
- Reducción de riesgo operativo
- Estandarización

En la segunda etapa, luego de un ciclo de aprendizaje y estandarización del proceso, con resultado positivo, fue posible establecer:

- Un proceso ordenado entre los involucrados
- Crear documentación asociada para fortalecer la trazabilidad
- Aumentar la curva de aprendizaje
- Estandarización
- Respaldo de decisiones (el proceso fue respaldado por el éxito de las reutilizaciones cerradas, por lo que las operaciones y los clientes internos del proceso tomaron confianza en las decisiones)

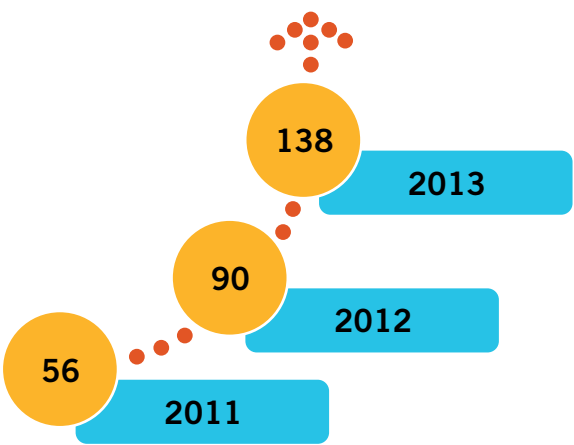


Figura 12. Cantidad de evaluaciones.

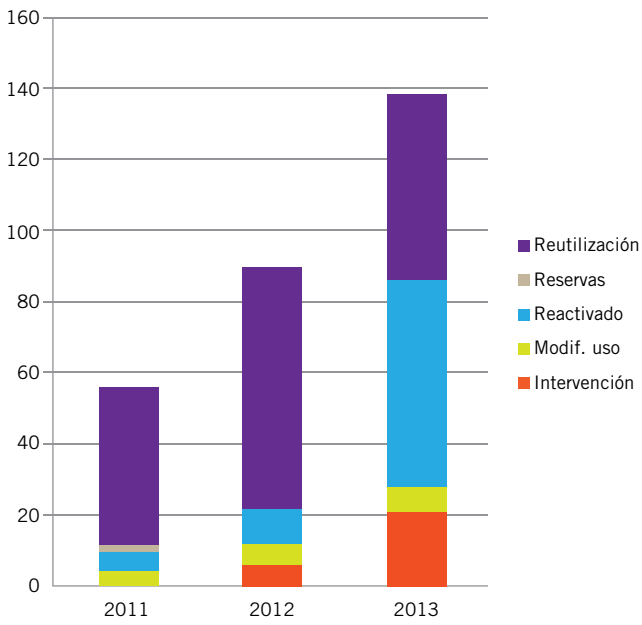


Figura 13. Cantidad por año y por motivo.

f) KPI: Se establecieron indicadores concretos, como metros ahorrados, cantidad de líneas reactivadas o inversión asegurada.

Por último, siguiendo un proceso de mejora continua, se buscó la implementación de un estándar mejorado y optimizado, estableciendo un procedimiento aprobado por la compañía. También se implementaron mejoras tales como una herramienta *online* de gestión.

Resultados

Los resultados se pueden dividir en dos grupos. Aquellos relacionados con la confianza de la operación en el sector de integridad (intangibles), y aquellos cuantificables.

Desde el inicio del año 2011, se ha triplicado la cantidad de evaluaciones realizadas por el proceso GRI (ver figura 12), con un total de 284 evaluaciones realizadas (Reactivas, Reutilizaciones o Modificaciones de uso). También, se puede observar que el fuerte trabajo de optimización del proceso del 2012 generó que en el 2013 se incremente la cantidad de reactivados e intervenciones evaluadas (figura 13). En general, en ambos gráficos se puede observar un aumento creciente de evaluaciones realizadas por año, lo que refleja la confianza de la operación en la Gestión.

Otro de los importantes resultados a destacar es que el orden del 40% de los reactivados no eran aptos para la puesta en servicio; esto quiere decir que el riesgo de un derrame o falla era muy alto; recordemos que los reactivados están asociados a instalaciones conectadas. Por otro lado, el orden del 35% de las líneas a reutilizar no fue apto para la reutilización con riesgo de derrames o pérdidas de producción (ver figura 14).

Por último, y uno de los resultados más importantes, es el recurso ahorrado. En promedio, del orden de los 14.000 m anuales reutilizados y con un total desde 2011 de 43.048 m recuperados sin ningún derrame, pérdida de producción o impacto negativo en el negocio (ver figura 15).

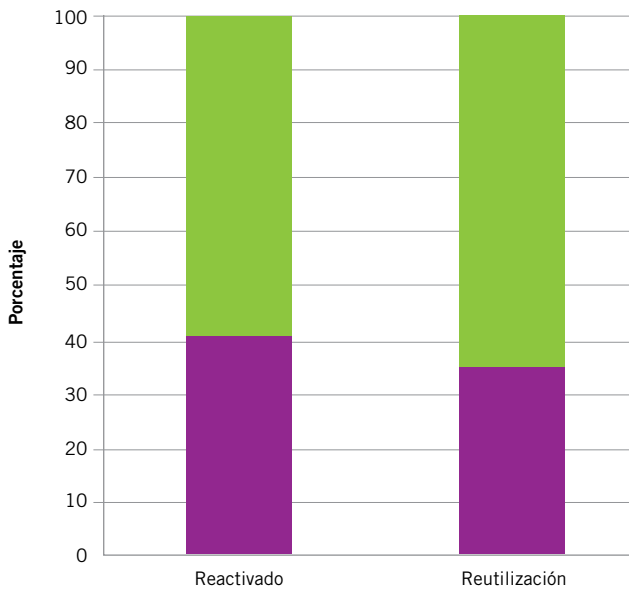


Figura 14. Número de aprobados.

Mejoras

Las futuras mejoras a implementar son:

- Transformar el proceso a un procedimiento de la compañía, con el fin de establecer y aprobar el estándar como propio e independiente de los referentes actuales de Integridad.
- La implementación de un sistema que permita agilizar, respaldar las evaluaciones de manera más rápida y estándar. Optimizar el registro de abandono y PT de la línea.
- Por último, realizar evaluaciones en el momento de abandono y establecer a futuro el riesgo y el potencial de reactivado (ver figura 16).

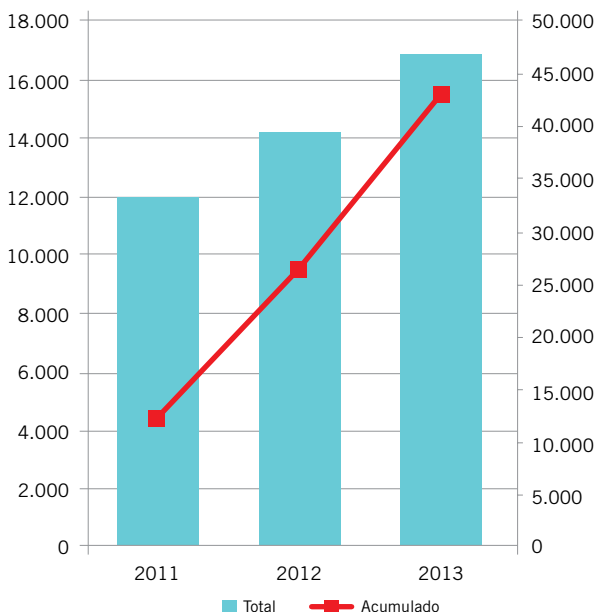


Figura 15. Recursos ahorrados.

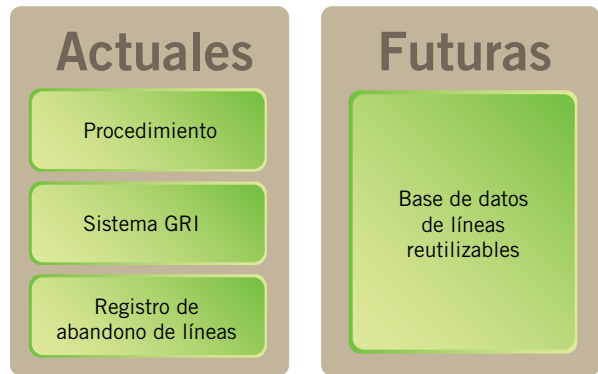


Figura 16. Mejoras a implementar.

Conclusiones

Cuando hablamos de Gestión de Integridad, por lo general entendemos que es un trabajo necesario a realizar, regla que cumplir o intervención a hacer. Pocas veces vemos la integridad de las instalaciones como inversión.

En este caso, se demuestra que, manteniendo la estructura de integridad, y cumpliendo con las mejores prácticas de la industria, como la evaluación de cambios, dan lugar a oportunidades que son totalmente aprovechables por la compañía.

Desde el recurso ahorrado con los beneficios asociados, mejora de imagen de la compañía y aseguramiento de inversión. Así como el registro y la trazabilidad de la información para futuras evaluaciones de Integridad.

Por último, y desde Integridad, el conocimiento de las instalaciones, el ordenamiento y simples procesos de integridad permiten realizar grandes cambios e importantes impactos en el recurso y la operación. ■

Referencias y bibliografía

- GRI: Gestión de Reutilizaciones y Modificaciones de Uso de Instalaciones
 - GMI: Gestión de Modificación de Instalaciones
- API Recommended Practice 570, *Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems*. Tercera edición, noviembre de 2009.
 - Normas Argentinas mínimas de seguridad para el transporte y distribución de gas natural y otros gases por cañerías. NAG-100 Parte O Año 1993 (ADENDA N° 1 Año 2010).
 - Resolución 1460/2006, Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías, que se aplicará a los oleoductos, poliductos, terminales marítimas e instalaciones complementarias, por los cuales se hubiera otorgado una concesión en los términos de la Ley N° 17.319 y el Decreto N° 44/1991.
 - ASME B31.4, *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*.
 - ASME B31.4, *Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids*.
 - ASME B31.8S, *Managing System Integrity of Gas Pipelines*.
 - API Recommended Practice 1160 *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*.



Integridad de pozos productores de petróleo

Este trabajo describe los procesos de evaluación y diagnóstico inicial, y posterior implementación de actividades clave del Sistema de Gestión de Integridad y control de corrosión, focalizado a pozos productores de petróleo.

Por **Marcos Meyer** (Icorr) y **Marcos Tissera**

A lo largo de los últimos tiempos, se ha desarrollado e implementado un modelo de Sistema de Gestión de Integridad de instalaciones para pozos productores de petróleo, de los cuales la amplia mayoría utiliza sistemas de bombeo mecánico.

El marco del proyecto incluye una etapa de evaluación y diagnóstico inicial, y el posterior desarrollo e implementación de actividades clave del Sistema de Gestión de Integridad y control de corrosión, focalizado a pozos productores de petróleo:

- Identificación y evaluación de amenazas y análisis de riesgo; identificación de sistemas críticos
- Evaluación de mecanismos de daño, incluyendo análisis de fallas
- Diseño de un programa de monitoreo de corrosión
- Revisión y optimización de criterios para tratamientos químicos
- Desarrollo de estrategias de inspección.



Se presentan los aspectos y resultados principales de la implementación del modelo de Sistema de Gestión de Integridad de pozos productores de petróleo.

Introducción

En la última década han sido desarrollados diversos enfoques y modelos para la implementación de Sistemas de Gestión de Integridad (SGI) en la industria de petróleo y de gas a nivel local. Dichas actividades se han focalizado, mediante el empleo de pautas y lineamientos volcados en la normativa internacional y regulaciones locales, sobre dos tipos de instalaciones: ductos y equipos de plantas.

Los conceptos aplicados en la gestión de integridad para instalaciones de superficie en yacimientos productores de petróleo y gas resultan válidos para sistemas de

pozos. No obstante, los elementos y actividades que conforman el proceso de gestión de integridad, deben ser diseñados en función de las características particulares de este tipo de instalaciones, así como a la escala de las operaciones y estructura de cada compañía.

En relación al tipo de instalaciones, la vasta mayoría de pozos productores de petróleo utilizan sistemas de levantamiento artificial, principalmente sistemas de bombeo mecánico (BM), aspecto relevante que conlleva la necesidad de adaptar las estrategias y programas de integridad en función de las problemáticas particulares observadas en dichos sistemas.

Se ha desarrollado un proyecto de implementación de un Sistema de Gestión de Integridad de pozos productores de petróleo, orientado a yacimientos en los cuales se han observado elevadas frecuencias de fallas de pozos, incrementos en dichas tasas y/o diferentes problemáticas vinculadas a aspectos de integridad.

Los objetivos iniciales del proyecto consistieron en:

- Asegurar y mantener la integridad de las instalaciones.
- Alcanzar una elevada performance como equipo de trabajo.

Como objetivo de mediano plazo, se planteó obtener una reducción progresiva en la tasa de fallas de pozos en relación a los valores máximos registrados, optimizando costos operativos.

El presente trabajo se centra sobre los aspectos y resultados principales de la implementación del modelo de Sistema de Gestión de Integridad de pozos productores de petróleo.

Desarrollo

1. Etapas del proyecto

El proyecto de implementación del Sistema de Gestión de Integridad (SGI) se planificó y llevó a cabo en tres etapas:

Etapa 1- Evaluación y diagnóstico inicial: se planteó esta primera etapa con el objetivo de realizar una correcta planificación y eficiente orientación de los recursos del proyecto.

Etapa 2- Desarrollo e implementación del sistema de gestión para control de corrosión en sistemas críticos: a partir del análisis realizado en la etapa previa se diseñó un programa destinado a instalaciones identificadas como críticas para su implementación, con la finalidad de generar estrategias para el control de corrosión en el corto plazo.

Etapa 3- Desarrollo del Sistema de Gestión de Integridad (SGI) completo: se desarrollaron, comprendiendo la totalidad de sistemas e instalaciones del yacimiento, tres elementos principales: análisis de riesgo, planes basados en riesgo y estructura documentaria del SGI.

1.1. Diagnóstico inicial

La primera etapa de diagnóstico inicial fue enfocada en los siguientes aspectos relevantes:

- Identificación y evaluación cualitativa de amenazas inmediatas, principalmente:
 - Mecanismos de falla localizados acelerados.
 - Fallas recurrentes.
 - Sistemas y áreas de alta consecuencia.
- Evaluación del grado de implementación de actividades relacionadas con la integridad de instalaciones.

1.1.1. Recopilación, integración y análisis de información

Esta sub-etapa consistió en una serie de actividades que se realizaron con el objetivo de consolidar la información disponible de los sistemas bajo análisis y llevar a cabo su ordenamiento e integración para las etapas posteriores.

1.1.2. Análisis de estadísticas de fallas

Se realizó un análisis estadístico de intervenciones y eventos de fallas en pozos, en función de los registros disponibles en cada yacimiento.

En los casos de implementación, dicho análisis permitió obtener observaciones y conclusiones relevantes, como:

- De las intervenciones en pozos con diagnóstico de falla conocido, la principal causa de falla observada es corrosión; la distribución de fallas en uno de los casos de implementación se muestra en la figura 1.
- Tanto la frecuencia de falla (fallas totales) por pozo por año (*FWY, failure per well per year*), como la frecuencia de fallas por corrosión, han evolucionado con una tendencia creciente a partir del inicio de los registros de intervenciones. En la figura 2 se observa la evolución de la frecuencia de fallas por pozo por año (*FWY*), para uno de los casos, con incrementos notorios en 2010 y en 2012.

1.1.3. Áreas/sistemas de alta consecuencia

Se evaluó de forma preliminar el impacto relativo de una falla en pozos considerando los siguientes aspectos:

- Pérdida de producción e interrupción de la operación.
- Costo de instalaciones e intervención.

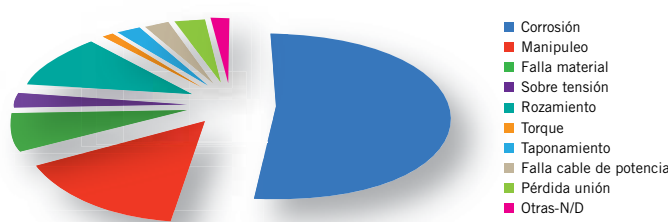


Figura 1. Distribución de causas de fallas en pozos en uno de los casos de implementación de SGI.

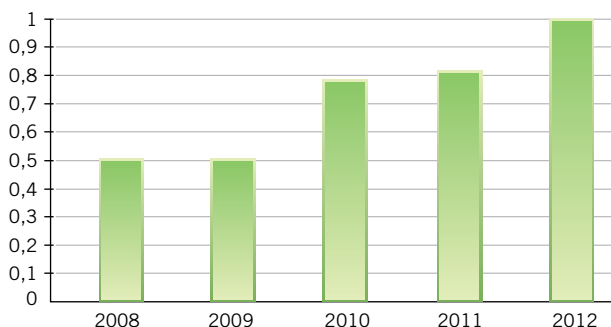


Figura 2. Evolución de la frecuencia de fallas por pozo por año (*FWY*) en uno de los casos de implementación de SGI.

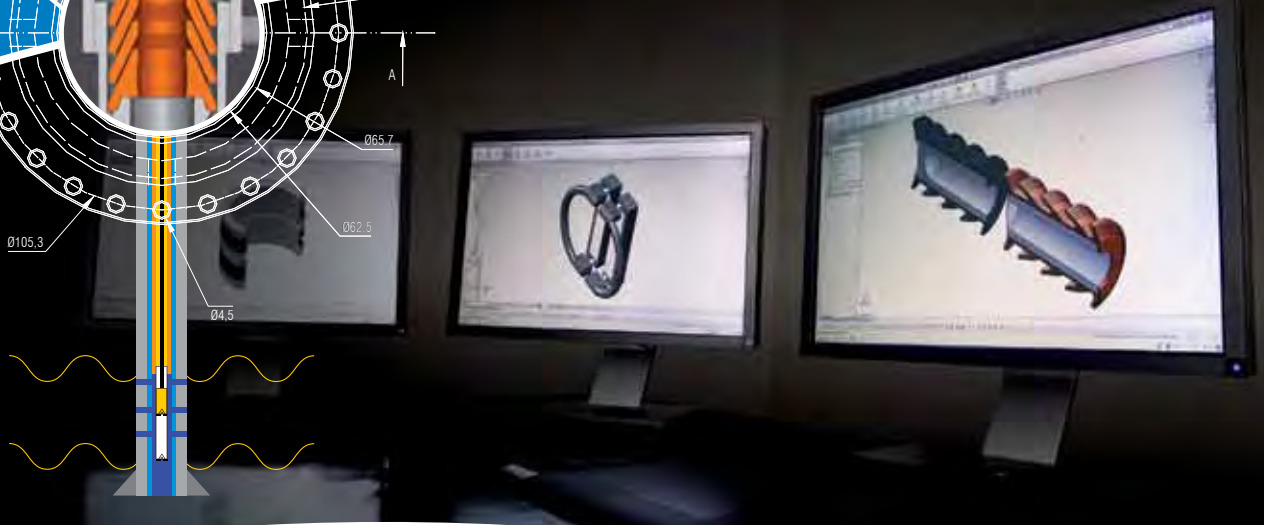
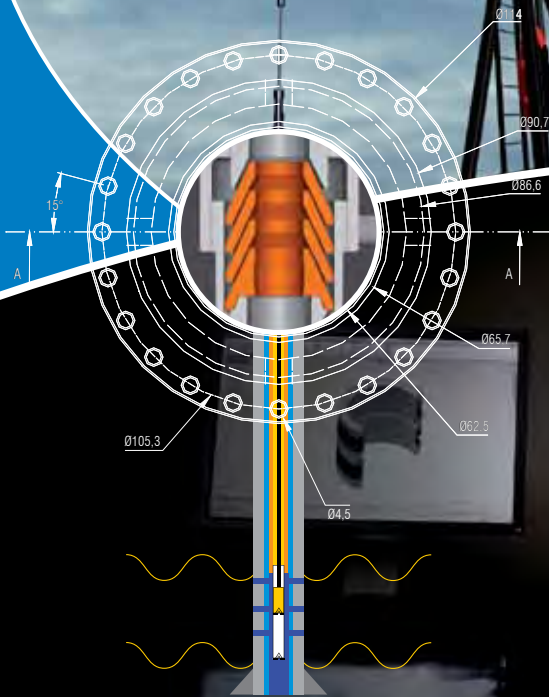
1.1.4. Mecanismos de daño

El análisis e identificación de mecanismos de daño es un proceso clave dentro de la gestión de integridad, a partir del cual se diseñan las estrategias de control de corrosión (monitoreo, inspección, mitigación). En dicho análisis, se consideran diferentes parámetros de incidencia en los procesos de corrosión y su interacción con los materiales constructivos del sistema.

A través del diagnóstico inicial se detectó que no se había llevado a cabo previamente un adecuado proceso de identificación de mecanismos de daño de los sistemas comprendidos en el mismo. Esta evaluación debe llevarse a cabo como una de las primeras etapas de la

Ingeniería en Elastómeros para mejorar su productividad.

www.logos.pablomagne.com.ar



Bivortek Ingeniería®

Bivortek Ingeniería® es una nueva marca que identifica la excelencia de nuestro Departamento de Ingeniería en Elastómeros.

Bivortek Ingeniería® es símbolo de innovación, tecnología y esfuerzo conjunto; representa el desempeño de calificados profesionales e ingenieros que lideran programas de investigación, diseño y desarrollo de productos técnicos de caucho pensados para brindar a nuestros clientes el beneficio de la mejora continua aumentando la seguridad, confiabilidad y productividad de las operaciones petroleras en la Argentina y en el mundo.



Centro de atención al cliente
+54 11 4554 8838
www.bivort.com.ar

 **Bivort®**
RUBBER TECHNICAL PRODUCTS

implementación de la gestión de integridad, en particular en sistemas de riesgo elevado.

Adicionalmente, de acuerdo con la información relevada, en la mayoría de los sistemas no se contaba al inicio del proyecto con información suficiente que permitiera concluir sobre los mecanismos actuantes.

Las acciones de corto plazo se focalizaron, por lo tanto, en el monitoreo de parámetros, análisis y evaluaciones que permitieran obtener una correcta identificación de los mecanismos de daño activos causantes de las fallas en los sistemas mayormente afectados. Estas acciones se plasmaron en un plan de monitoreo base.

Mecanismos de daño en sistemas de pozos

No obstante lo explicado en el punto anterior, en función del análisis inicial llevado a cabo en los sistemas de pozos se detectó información o indicios que permitieron orientar la identificación de ciertos mecanismos de daño actuantes, que debieron ser verificados en las siguientes etapas partiendo de un plan de monitoreo base.

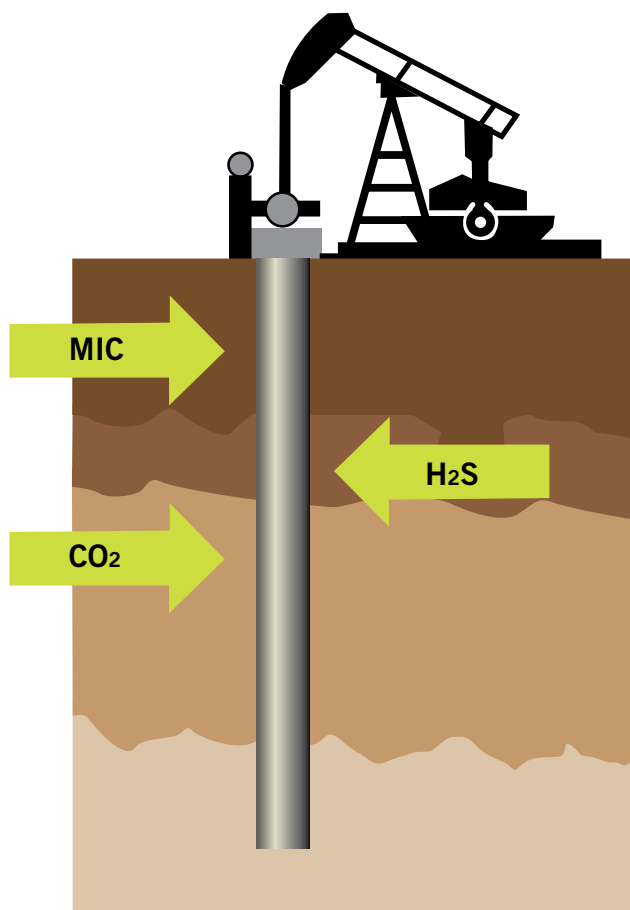


Figura 3. Esquema representando mecanismos de daño en pozos productores.

1.2. Programa de Control de Corrosión

1.2.1. Plan de monitoreo base

A partir del análisis realizado en el diagnóstico inicial se recomendó la implementación de un plan de monitoreo base como primera acción, destinada principalmente a la identificación correcta de mecanismos de daño, elemento

clave en el diseño de programas de control de corrosión. El plan abarcó una serie de sistemas (pozos productores e inyectoros), los cuales fueron seleccionados en base a los siguientes criterios:

- Por cantidad de intervenciones por corrosión.
- Por antecedentes de relevamientos anteriores (CO_2 , BRS, otros).
- Por criticidad de acuerdo a experiencia de Operaciones.

Las principales variables incluidas dentro del programa de monitoreo fueron:

- Medición de los contenidos de CO_2 y H_2S en fase gas.
- Análisis físico-químico completo, incluyendo medición de pH.
- Monitoreo de velocidad de corrosión con cupones.
- Seguimiento inicial de bacterias (BSR) en los pozos seleccionados para el monitoreo base, en función del cual se definirán acciones para el control bacteriológico en el sistema de producción.

Se determinaron, asimismo, las ubicaciones, frecuencias y técnicas a utilizar para el monitoreo de cada variable incluida en el plan. La figura 4 muestra un esquema del plan de monitoreo base en pozos productores.

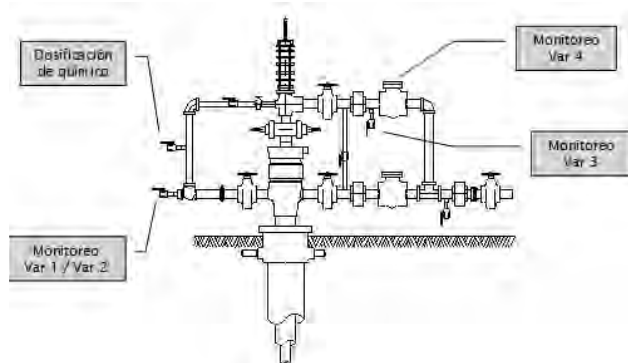


Figura 4. Esquema del plan de monitoreo base en pozos productores.

1.2.2. Análisis de fallas

Como programa complementario al plan de monitoreo base, se inició un programa de análisis de fallas en pozos. Los objetivos principales propuestos para este programa fueron los siguientes:

- Consolidar y realimentar la estadística de fallas del yacimiento, identificando y discriminando mecanismos de daño y causas raíces.
- Extrapolar las conclusiones obtenidas a sistemas similares, para la prevención de fallas potenciales.
- Revisar y adecuar los programas de monitoreo y mitigación, según se requiera.
- Contribuir al ejercicio de aprendizaje, para una mejora de la gestión.

El análisis de fallas es un proceso utilizado en la determinación de las causas raíz físicas de problemas que derivan en la falla de un componente. El proceso es complejo, involucrando la participación de diferentes disciplinas y la utilización de una amplia variedad de técnicas de observación, inspección y de laboratorio como microscopía óptica, electrónica (SEM), microsonda EDAX, difracción de rayos X (DRX), fluorescencia de rayos X (XRF), ensayos

mecánicos, entre otras. El análisis de la evidencia se integra con la información de diseño, fabricación, construcción e historial de operación y proceso del componente o sistema y con casos de fallas similares de bases de datos de la industria o investigaciones.

Esta herramienta, adecuadamente implementada, constituye un elemento crítico en el proceso de resolución de problemas y resulta clave para la prevención, control y corrección de fallas, resultando en una mejora en los aspectos de integridad, confiabilidad, seguridad y economía, dentro del marco del SGI.

Dentro de cada análisis de fallas, los aspectos claves del estudio fueron discutidos en la evaluación de resultados y recomendaciones, comprendiendo:

- Determinación de los mecanismos de daño/degradación actuantes.
- Determinación de las causas de falla.
- Evaluación de acciones posibles de control, prevención y/o mitigación.
- Discusión de resultados y acciones de implementación.

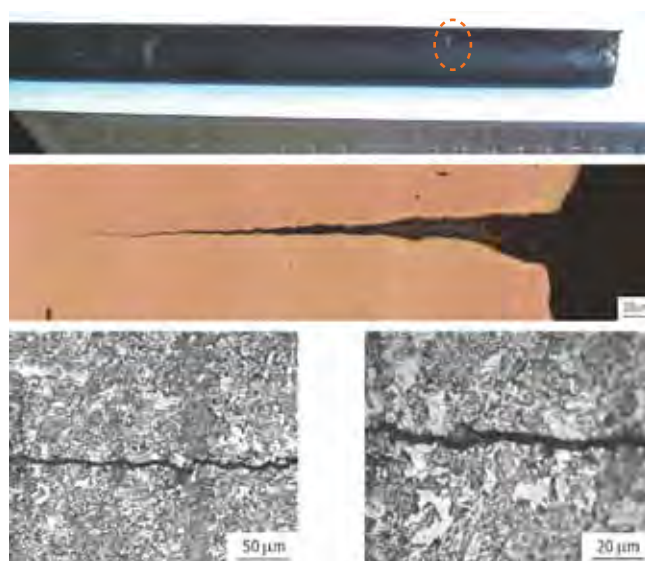


Figura 5. Ejemplo de análisis de fallas sobre varilla de bombeo; ensayos metalográficos de examen macroscópico, microscópico (microestructura) y ensayo de tracción.

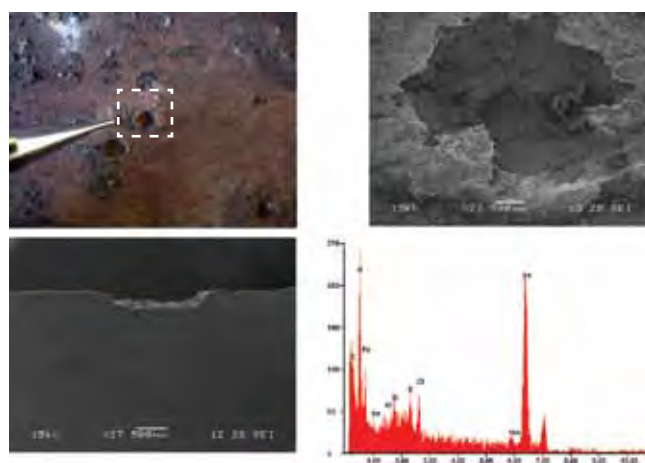


Figura 6. Ejemplo de análisis de fallas sobre tubing; ensayos para caracterización de depósitos/productos de corrosión mediante microscopía electrónica (SEM) e identificación de elementos mediante microanálisis de rayos x (EDAX).

1.2.3. Tratamientos químicos para control de corrosión

El programa de dosificación de productos químicos comprende pozos productores y otros tipos de instalaciones. Este programa generalmente está conducido y gestionado en conjunto con proveedores de químicos.

Los programas de dosificación de químicos, como procesos de gestión, deben abarcar las siguientes actividades:

- Análisis de corrosión del sistema.
- Definición del esquema de dosificación (producto, concentración, tipo de dosificación, frecuencia).
- Inicio del programa, sujeto a verificación continua por monitoreo de diferentes variables.
- Optimización del proceso.

El diagnóstico inicial permitió identificar oportunidades de mejora en algunos de los aspectos indicados, que se resumen en los siguientes puntos.

Dosificación de inhibidores de corrosión

La correcta selección del método de tratamiento es de suma importancia, dado que aun con la selección del inhibidor correcto para tratar determinado problema de corrosión, pueden obtenerse resultados poco satisfactorios si el inhibidor no llega, o llega en concentración y tiempo insuficiente, al área problemática.

El criterio de selección de la técnica de aplicación se debe basar en las siguientes consideraciones:

- Facilidades de dosificación disponibles/posibles
- Nivel de riesgo del pozo
- Tipo de sistema de producción
- Caudal producido
- Corte de agua
- Mecanismos de daño activos
- Corrosividad modelada/medida

A partir del análisis de situación de los tratamientos químicos realizado en el diagnóstico inicial, se definieron criterios generales para los diferentes programas de dosificación para control de corrosión. Los mismos fueron diseñados como una guía inicial para la selección de tratamientos químicos, los cuales serán optimizados de manera particular en base al seguimiento de cada sistema.

Se indican ejemplos de los criterios establecidos como base inicial para inhibidores de corrosión en la Tabla 1.

Técnicas de aplicación

Las técnicas comúnmente utilizadas en los yacimientos son del tipo *batch* o continua. Se realizó un análisis crítico de las modalidades de ambas técnicas con la finalidad de inducir mejoras en la aplicación, identificándose aspectos que requerían evaluación:

- Variación de concentración de la película protectora luego de la aplicación del batch
- Persistencia del film entre batcheos
- Tiempo de recirculado
- Aseguramiento de que la película de inhibidor alcance la totalidad de las superficies a proteger, especialmente la zona inferior del pozo.

Sistema	Condiciones de servicio	Producto	Modo de inyección	Dosificación	Frecuencia/duración
Pozo productor BM (bombeo mecánico)	Qtot > 80m³/d y/o agua > 20% y/o corrosión elevada	Inhibidor fílmico soluble en agua	Continuo por anular	50 ppmv (fluido total)	Continuo
Pozo productor BES (bombeo electro sumergible)	Qtot = todos y/o agua > 20% y/o corrosión elevada	Inhibidor fílmico soluble en agua	Continuo por capilar	< 50°C: 20 ppmv 50-80°C: 50 ppmv 80-110°C: 100 ppmv > 110°C: 150-200 ppmv	Continuo

Tabla 1. Tratamientos de control de corrosión: ejemplos de criterios de aplicación.

Se propusieron esquemas de ensayo para los pozos críticos utilizando diferentes parámetros de monitoreo (velocidad de corrosión, hierro, inhibidor residual), para determinar la distribución y variación de concentración de la película protectora.

Análisis de situación de pozos productores

Se realizó una evaluación particularizada de la dosificación de pozos teniendo en cuenta las diferentes variables de incidencia sobre la efectividad del tratamiento, principalmente el caudal producido, la selección de inhibidor, frecuencia y concentración. A partir del análisis, y teniendo en cuenta los criterios previamente definidos, se diseñó un plan de acción particular para cada pozo (Tabla 1).

1.2.4. Estrategia de inspección Importancia de la inspección

Los pozos productores e inyectores representan los sistemas de impacto más elevado, considerando pérdida de producción e interrupción de la operación y costos de instalaciones e intervención ante una falla.

El adecuado funcionamiento de los componentes principales de la instalación de un pozo es vital para asegurar y optimizar la eficiencia operativa y reducir costos de producción, dependiendo de la condición de integridad de dichos componentes. Es de suma importancia, por lo tanto, asignar los recursos apropiados para evaluar el estado de varillas, accesorios, *tubing*, entre otros, y asegurar un adecuado comportamiento en servicio, aplicando diversas técnicas de inspección y verificación de defectos.

Componentes a inspeccionar

Se identificaron las alternativas de inspección para diferentes componentes de pozos en servicio. En función de la estadística de fallas por componente, la estrategia inicial de inspección se focalizó sobre los siguientes componentes:

- Varillas de bombeo y accesorios
- *Tubing*

Se definieron los siguientes aspectos inherentes a la estrategia de inspección de pozos:

Tipos de inspecciones

- En boca de pozo

Consiste en la inspección que debe realizarse en cada intervención con la finalidad de determinar la condición de los componentes extraídos, evaluando si los mismos son aptos para continuar en servicio (bajarlos nuevamente a la instalación) o deben ser reemplazados.

Esta inspección es de tipo visual principalmente.

- En taller

Consiste en la inspección y verificación de la presencia de defectos y clasificación de estos mediante diferentes técnicas de ensayos, sobre los componentes reemplazados provenientes de pozos intervenidos.

En función de los resultados de esta inspección se define si dichos materiales son aptos para su reutilización o deben descartarse (material de rezago).

Evaluación de resultados

La evaluación de los resultados de inspecciones tiene los siguientes objetivos principales:

- Determinar componentes a reemplazar, en base a criterios de aceptación de defectos definidos previamente.
- Identificar mecanismos de daño y causas de fallas.
- Evaluar efectividad de programas de mitigación mediante tratamiento químico en curso.
- Evaluar comportamiento de materiales.
- Los resultados de inspecciones deberán ser evaluados periódicamente, con una frecuencia trimestral como mínimo.

Frecuencia de las inspecciones

Considerando aspectos de producción/costos/riesgo, se adoptó la decisión de excluir de la estrategia de inspección inicial de pozos actividades de tipo preventivo y/o basadas en resultados de monitoreo o aplicación de modelos predictivos de corrosión. Las actividades de inspección se realizarán en intervenciones del pozo por producción o ante una falla, denominadas inspecciones de oportunidad.

La información obtenida de monitoreo y/o modelado de corrosión será utilizada y se evaluará en forma complementaria a los resultados de inspecciones.

Inspecciones

Alcance: fue definido el alcance como porcentaje de componentes que deben ser inspeccionados sobre el total de intervenciones, para cada tipo de componente.

Técnicas: se definieron las técnicas de inspección a utilizar en los diferentes tipos de intervención:

En boca de pozo:

Las varillas de bombeo y cuplas serán inspeccionadas utilizando los siguientes métodos:

- Inspección visual

Los *tubing* serán inspeccionados utilizando los siguientes métodos:

- Inspección visual

No vivimos
del agua.



SERVIUR

tratamiento de aguas y efluentes

Vivimos para
el agua.



info@serviur.com
www.serviur.com

Serviur S.A.
Amenábar 1247, Piso 1, C1426AJU Bs.As
Tel. Fax: 54 11 4786-3888 L.Rot.

En taller:

Las varillas de bombeo y cuplas serán inspeccionadas utilizando los siguientes métodos:

- Inspección visual y dimensional
- Inspección electromagnética
- Partículas magnetizables

Los *tubing* serán inspeccionados utilizando los siguientes métodos:

- Inspección visual y dimensional
- Inspección electromagnética

Criterios de aceptación:

Se definieron criterios de aceptación para los diferentes tipos de inspecciones, incluyendo criterios para reutilización de componentes extraídos en cada intervención.

1.3. Identificación de Amenazas y Análisis de Riesgo

1.3.1. Proceso general de Análisis de Riesgo

El proceso general de gestión y análisis de riesgo involucra una serie de actividades tendientes a identificar los sistemas y amenazas de mayor impacto en el nivel de riesgo de las instalaciones.

El análisis de riesgo tiene como objetivos principales:

Identificar en forma prematura amenazas significativas a la integridad de los sistemas de pozos, con la finalidad de implementar medidas adecuadas de reducción o control del riesgo.

Identificar aquellos sistemas o amenazas que requieren evaluaciones de mayor nivel de profundidad y detalle.

1.3.2. Metodología utilizada

La metodología desarrollada y empleada para el análisis de riesgo de pozos es una metodología de tipo semi-cuantitativa. El nivel de riesgo de los pozos se calcula a partir de la probabilidad de falla de sus componentes y el análisis de las consecuencias de una posible falla.

El análisis de riesgo se desarrolló en las siguientes etapas de evaluación:

a) Valorización de la probabilidad de falla:

- a.1) Evaluación de frecuencias de falla reales de cada pozo.
- a.2) Cálculo y determinación de factores de modificación de la frecuencia.
 - a.2.1) Tipo de sistema de extracción.
 - a.2.2) Corrosividad del fluido: tiene en cuenta factores que afectan los principales mecanismos de daño, principalmente corrosión carbónica y por H₂S (contenido y presión parcial de CO₂ y H₂S, % de agua, velocidades de corrosión monitoreadas, corte de agua, dosificación de inhibidor) y corrosión microbiológica (resultados de monitoreo, temperatura de operación, corte de agua, dosificación de biocida); variables de incidencia en mecanismos de fisuración (principalmente por H₂S) o corrosión-fatiga.

b) Cálculo y valorización de la consecuencia de falla.

- b.1) Para pozos productores, considerando la pérdida de producción diferida por intervención, función de la producción neta actual y el tiempo promedio requerido para dar por superada una intervención por falla en el pozo.

b.2) Para pozos inyectores, considerando la pérdida de producción por afectación en la producción asociada al paro de un pozo inyector.

c) Cálculo y evaluación del riesgo por pozo.

1.3.3. Análisis de resultados

Se realizó el cálculo de los factores de probabilidad y consecuencia para cada uno de los pozos pertenecientes a los sistemas evaluados. Se determinó la distribución de los factores en relación a los criterios de evaluación definidos para cada sistema.

Probabilidad

En la tabla 2 se indican los criterios definidos y utilizados para la evaluación de probabilidad de falla en uno de los casos de implementación.

Frecuencia de falla modificada (fallas/año)	Categoría de probabilidad
Mayor o igual a 1,5	Elevado
Mayor o igual a 0,6 y menor a 1,5	Medio
Menor a 0,6	Bajo

Tabla 2. Criterios y categorías de frecuencia (probabilidad).

Consecuencia

En la tabla 3 se indican los criterios definidos y utilizados para la evaluación de consecuencia de falla en uno de los casos de implementación. La misma se definió en función de la curva de normalización de las pérdidas de producción diferida (PPD) de los pozos del yacimiento: sobre el 70% de dicha curva se considera consecuencia elevada.

Pérdida de producción diferida (m ³)	Categoría de consecuencia
Mayor o igual a 70%	Elevado
Mayor o igual a 40% y menor a 70%	Medio
Menor a 40% PPDP	Bajo

Tabla 3. Criterios y categorías de consecuencia.

Riesgo

Se determinó el nivel de riesgo por pozo para la totalidad de pozos evaluados. Se identificaron los pozos con nivel de riesgo elevado, de acuerdo con los criterios definidos.

Plan de acciones basadas en riesgo

Las medidas para el control y mitigación de riesgos son acciones o actividades destinadas a mantener o reducir a niveles aceptables los niveles de probabilidad o consecuencia de falla, con foco en aquellos sistemas que dieron por resultado los mayores niveles de riesgo. Las medidas a adoptar en sistemas de pozos pueden clasificarse en diferentes grupos, conformando cada uno de ellos un plan de acciones propio:

- Monitoreo
- Análisis de fallas
- Mitigación de corrosión (principalmente tratamientos químicos)
- Inspección
- Otras medidas de mitigación (cambios de diseño, por ejemplo, incluyendo selección de materiales)
- Análisis (riesgo, aptitud para el servicio)

En base a la evaluación y los resultados del análisis de riesgo de pozos, se confeccionaron los planes de integridad, algunos de los cuales se encontraban en implementación a partir de las recomendaciones realizadas en el diagnóstico inicial del proyecto de implementación del SGI.

De acuerdo con los criterios de aceptación del análisis de riesgo, las acciones se priorizaron sobre los pozos con niveles de riesgo elevado y medio, programando acciones de tipo general (a la totalidad o grupos de pozos), o particular según los requerimientos.

Conclusiones

La implementación del modelo de Sistema de Gestión de Integridad (SGI) en pozos productores se ha desarrollado a partir de una planificación adecuada particularmente a la escala de las instalaciones y operaciones de cada compañía. Las actividades planificadas se han llevado a cabo cumpliendo las metas propuestas al inicio del proyecto.

Dentro de cada proyecto, la etapa de evaluación y diagnóstico inicial, permitió obtener un adecuado conocimiento preliminar de los sistemas y relevar el estado de situación:

- Identificación de sistemas de alta consecuencia.
- A partir del análisis estadístico de registros de intervenciones: determinación de frecuencia de falla (FWY) y relación a valores promedio de la industria, distribución de causas de fallas e identificación de causa principal (corrosión) y secundarias (manipuleo, rozamiento), identificación de componentes con tasas de fallas más significativas (varillas, *tubing*), pozos con elevadas tasas de fallas y/o fallas recurrentes.

De manera complementaria, se identificaron actividades y sistemas sobre los cuales orientar los recursos del proyecto:

- Consolidar adecuada identificación de mecanismos de daño, a través de dos actividades principales:
 - o Plan de monitoreo base, como primera acción.
 - o Análisis de fallas sobre sistemas críticos.
- Como actividades a desarrollar en posteriores etapas del proyecto, principalmente se indicaron:
 - o Avanzar en gestión basada en riesgo.
 - o Formalizar la estructura documentaria y otros requerimientos del SGI.

En una segunda etapa, con el propósito de generar estrategias para el control de corrosión en el corto plazo en los sistemas críticos (de acuerdo con el diagnóstico inicial), se desarrolló e implementó un sistema de gestión para control de corrosión, cuyas actividades clave fueron:

- Plan de monitoreo base, orientado a la identificación sistemática de mecanismos de daño, a través de:
 - o Cupones de pérdida de peso como técnica principal.
 - o Evaluación de mecanismos y corrosividad de pozos productores (CO₂, H₂S, bacterias).
- Revisión de estrategias y criterios utilizados en tratamientos químicos para control de corrosión, a través de:
 - o Formulación de criterios de selección de tratamientos, en relación con mecanismos de daño.

o Evaluación de efectividad de los tratamientos en base a monitoreo y ensayos, y su posterior optimización.

- Diseño de estrategias de inspección de componentes de pozos en servicio.

En la etapa final, se desarrolló el Sistema de Gestión de Integridad (SGI) completo, aplicando los conceptos de gestión de integridad basada en riesgo, a través de:

- Desarrollo y posterior aplicación de una metodología de análisis de riesgo semi-cuantitativa particular para sistemas de pozos.
- El análisis de riesgo abarcó la totalidad de sistemas de pozos, permitiendo determinar:
 - o Distribución de la probabilidad de falla.
 - o Ranking de probabilidad de falla; sistemas con elevada probabilidad.
 - o Mecanismos de daño de incidencia principal.
 - o Distribución de la consecuencia de falla.
 - o Ranking de consecuencia de falla; sistemas con elevada consecuencia.
 - o Distribución del riesgo.
 - o Sistemas de riesgo elevado y medio.

En base a la evaluación y los resultados del análisis de riesgo, se confeccionan los planes de integridad para la totalidad de los pozos, incluyendo las siguientes actividades principales:

- Monitoreo.
- Análisis de fallas.
- Mitigación de corrosión (principalmente tratamientos químicos).
- Inspección.
- Otras medidas de mitigación (por ejemplo, cambios de diseño, incluyendo selección de materiales).

De acuerdo con los criterios de aceptación del análisis de riesgo, las acciones se priorizaron sobre los pozos con niveles de riesgo elevado y medio, programando acciones de tipo general (a la totalidad o grupos de pozos), o particular según los requerimientos. ■

Bibliografía

API 6A, Especificación para componentes de cabeza de pozo y árbol de producción. API RP 11BR, Práctica recomendada para cuidado y manipuleo de varillas de bombeo. API RP 5C1, Práctica recomendada para cuidado y uso de *tubing* y *casing*.

API RP 580, Inspección basada en riesgo.

API RP 571, Mecanismos de daño que afectan a equipos estáticos en la industria de refinación. ASM Handbook, Volumen 13A, Corrosión: fundamentos, ensayos y protección.

ASM Handbook, Volumen 13C, Corrosión: industrias y ambientes. ASM Handbook, Volumen 11, Análisis de fallas y prevención.



Predicción de fracturas naturales en la Fm Vaca Muerta

Por **Victoria Lazzari, Damián Hryb, René Manceda** y **Martín Foster** (YPF S.A.)

Este trabajo ha sido galardonado con la 2ª Mención Compartida del Simposio de Recursos No Convencionales en el IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mendoza, 2014).

El presente trabajo pone de relieve la importancia de estudiar, caracterizar las unidades naturalmente fracturadas de la Fm. Vaca Muerta, y la interacción de estas fracturas preexistentes con las nuevas realizadas por fractura hidráulica.



En el desarrollo de reservorios no convencionales de tipo *shale*, el entendimiento de la propagación de las fracturas hidráulicas es de esencial importancia. Para ello, y en aquellas unidades naturalmente fracturadas como es el caso de la Fm. Vaca Muerta, la interacción entre el crecimiento de las fracturas hidráulicas y las fracturas preexistentes juega un rol primordial. Es por esta razón que las redes de fracturas naturales deben ser estudiadas y caracterizadas, identificando la intensidad, distribución y orientación asociada a cada evento tectónico a lo largo de la historia evolutiva de la cuenca neuquina.

En este estudio, la distribución de los esfuerzos fue calculada a partir de la interpretación estructural del área y de los esfuerzos remotos. Luego, los esfuerzos locales obtenidos fueron utilizados para construir mapas de probabilidad de fracturamiento. Posteriormente, y a partir de ensayos de laboratorio, se estableció un criterio de falla, a partir del cual las rocas de la Fm. Vaca Muerta se vuelven inestables y rompen de modo frágil; ya sea por cizallamiento

o por apertura tensional. Con estos datos se obtuvieron mapas probabilísticos para cada tipo de rotura a lo largo de la zona de estudio. La etapa final del flujo de trabajo consistió en efectuar la validación de los resultados con datos provenientes de imágenes de pozo.

Ubicación y marco geológico

La zona de estudio se encuentra ubicada en la porción central de la Cuenca Neuquina, dentro del ámbito conocido como Engolfamiento, a unos 100 km al NO de la ciudad de Neuquén (figura 1).

Desde el punto de vista estratigráfico, el intervalo de interés comprende la porción inferior del sistema Quintuco-Vaca Muerta. En el área de estudio, el mismo se encuentra representado por una sucesión mixta siliciclástica-carbonática depositada en un ambiente marino somero a profundo durante el Tithoniano-Valanginiano Inferior. El espesor total del sistema alcanza los 900 metros y su geometría se caracteriza por el desarrollo de clinofórmulas progredientes desde el SE hacia el NO.

Dentro de este sistema, la Fm. Quintuco representa los depósitos marinos someros, predominantemente carbonáticos y con bajo contenido orgánico y la Fm. Vaca Muerta incluye a las facies distales, equivalentes en tiempo, y con alto contenido orgánico. El contacto entre ambas unidades es diacrónico, por lo que no sigue un reflector sísmico sino que se hace más joven al ir avanzando el sistema hacia el NO. Frecuentemente, el límite entre ambas unidades se define a partir de un umbral de contenido orgánico total (COT) medido en muestras de roca y/o a partir del método de Passey (2010).

De acuerdo a los principios de la estratigrafía secuencial, el sistema deposicional Quintuco-Vaca Muerta puede ser subdividido en dos supersecuencias de segundo orden: SS1 y SS2 (Massaferró *et al.*, 2009).

El presente trabajo se centrará en la supersecuencia más antigua (SS1) que, en la zona de estudio, alcanza 400 m de espesor, e incluye enteramente a la Fm. Vaca Muerta y a la porción inferior de la Fm. Quintuco. Tal como se mencionara anteriormente, esta Supersecuencia se caracteriza por el desarrollo de clinofórmulas inclinadas al NO. El límite superior de la SS1 corresponde a un reflector sísmico continuo en el este y SE del campo. Hacia el NO este reflector pierde continuidad y da lugar al desarrollo de una discordancia caracterizada por terminaciones estratales tipo *toplap* y truncación erosiva. En concordancia con su variación en el carácter sísmico, la respuesta observada en perfiles eléctricos de pozos también cambia a lo largo del campo (figura 2).

A partir de su geometría sísmica y respuesta eléctrica, la Fm. Vaca Muerta puede ser subdividida en dos secciones distintivas: Vaca Muerta Inferior se caracteriza por lecturas máximas de rayos gamma (GR) y sónico (DT) y reflexiones planas subhorizontales. Por su parte, Vaca Muerta Superior presenta una tendencia decreciente hacia arriba en GR y DT y desarrollo de clinofórmulas de bajo ángulo. Litológicamente, Vaca Muerta Inferior se compone principalmente de pelitas orgánicas depositadas en un ambiente de cuenca, mientras que Vaca Muerta Superior comprende pelitas calcáreas, margas y calizas micríticas con un contenido

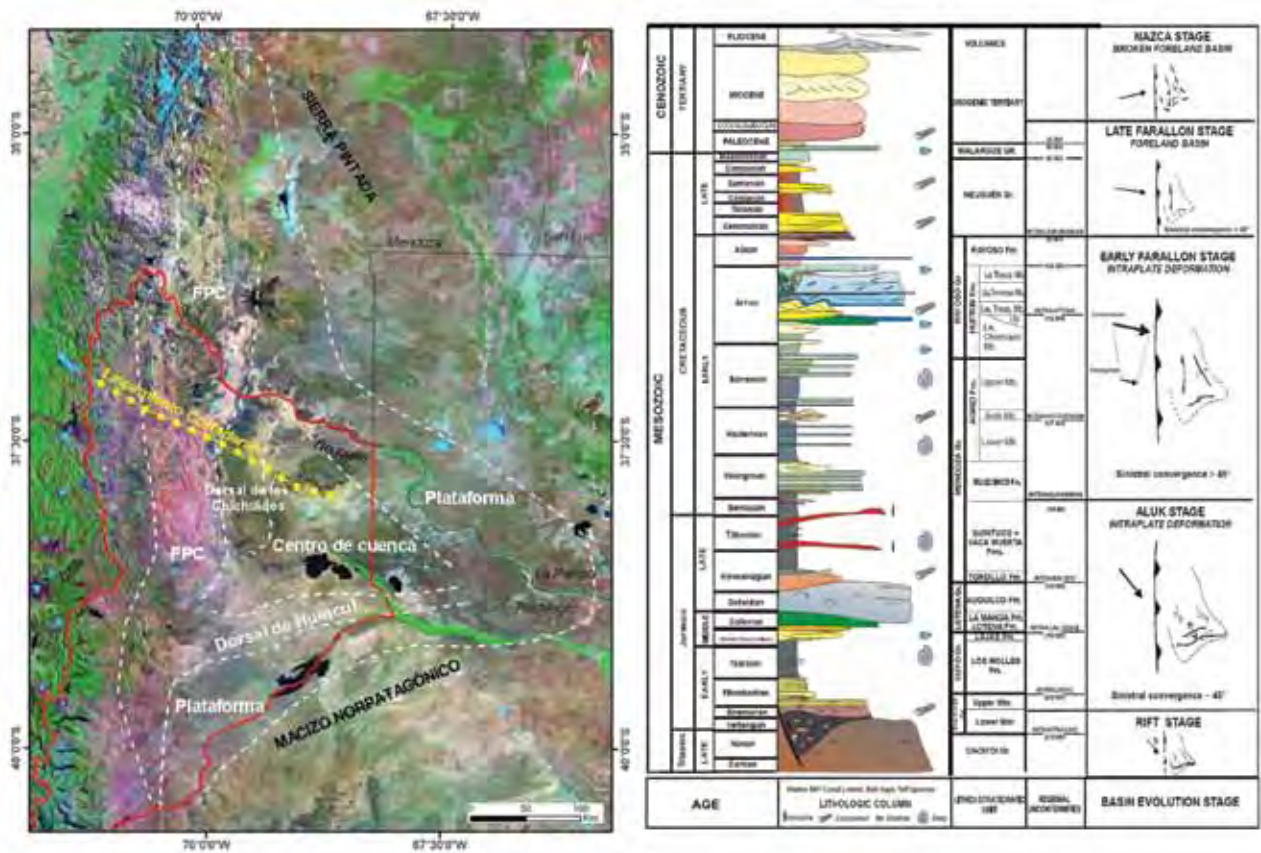


Figura 1. A la izquierda, mapa de ubicación de la zona de estudio. A la derecha, columna estratigráfica y evolución tectónica, mostrando la incidencia de la tectónica de placas en el margen Pacífico en los esfuerzos remotos del área en cuestión (Tomado de Mosquera y Ramos, 2005)

de COT variable, asociadas a un ambiente de rampa distal. Ocasionalmente, pueden encontrarse presentes capas de limo, areniscas muy finas y depósitos volcánoclasticos finos. La proporción y el patrón de apilamiento de estas facies varía desde el SE al NO, siguiendo la geometría del sistema deposicional.

Desde el punto de vista estratigráfico secuencial, Vaca Muerta Inferior representa la zona de máxima inundación, que incluye a la *Maximum Flooding Surface (MFS)*, y Vaca Muerta Superior corresponde al *Highstand System Tract (HST)*.

El análisis de detalle realizado en coronas y perfiles y las observaciones de campo (Sagasti *et al.*, 2014) sugieren variación de facies lateral y vertical en todo el intervalo de

la Fm. Vaca Muerta, lo cual se traduce en una gran heterogeneidad. El entendimiento de la heterogeneidad, tanto geográfica como estratigráfica, constituye un aspecto clave en la caracterización de este reservorio no convencional, dado que afecta a la calidad de reservorio tanto como a la calidad de completación.

Además de la heterogeneidad asociada a los cambios faciales, las discontinuidades geológicas tales como fracturas y fallas afectan de modo significativo la geometría y el tamaño de las fracturas hidráulicas (Warpinski y Teufel, 1987; Teufel y Clark, 1984). Es por ello que su entendimiento resulta clave para mejorar la capacidad predictiva de los modelos de propagación de fracturas hidráulicas y así optimizar el desarrollo de este tipo de reservorios.

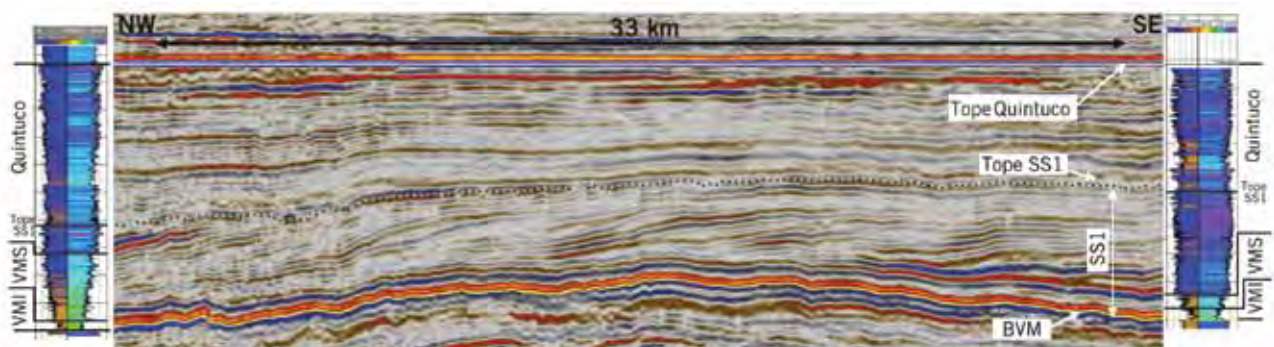


Figura 2. Sección sísmica de orientación NO-SE ilustrando la geometría y subdivisiones del sistema Quintuco-Vaca Muerta.



CONFERENCIA DE PETRÓLEO Y GAS
ARPEL 2015
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

7 al 9 de abril de 2015
Hotel Conrad
Punta del Este, Uruguay

COOPERACIÓN E INNOVACIÓN PARA
UN DESARROLLO ENERGÉTICO SOSTENIBLE

Foro de
Agencias de
Hidrocarburos



Encuentro de Presidentes
de Compañías de
Petróleo y Gas



Sesión de
Centros
de I+D

Algunos disertantes destacados:



Pierce Riemer
Director General - WPC



Pål Rasmussen
Secretario General - IGU



Miguel Galuccio
Presidente y CEO - YPF



Carlos Ormachea
CEO - Tecpetrol



Steve Crowell
Presidente y CEO -
Pluspetrol



Marcelo Tokman
CEO - ENAP

+ INFO

Por inscripciones, patrocinios o exhibición:
www.conferenciaarpel.org

infoconferencia@arpel.org.uy
(+598) 2410 6993 ext. 141
@ARPEL_Petroleo

Inscríbese
antes del
26 de marzo
para obtener
descuento

PATROCINADOR NACIONAL



PATROCINADORES PLATINO



Schlumberger



PATROCINADORES PLATA



Deloitte



KPMG

PATROCINADORES BRONCE

CAMERON

Petrel

Schuepbach Energy
International

Spectrum

DECLARADO DE
INTERÉS NACIONAL:



Contexto estructural

Desde un punto de vista estructural, la zona de estudio constituye para la Base de Vaca Muerta un homoclinal tendido que buza suavemente hacia el NE.

Hacia el este, se encuentra la zona menos compleja, representada por un sistema de fallas *en echelon* de rumbo predominante NNO. Por su parte, en la zona occidental el sistema de fallas NNO converge con otro, de orientación NNE y carácter predominantemente compresivo (figura 3). Ambas zonas se encuentran l mediante una zona de transferencia o acomodación submeridiana.

La evolución tectónica del área comenzó en el Triásico superior-Jurásico inferior con la generación de hemigrábenes desconectados, limitados por sistemas de fallas normales de basamento, cuya orientación es predominantemente ONO. Estos bajos estructurales controlaron la acumulación de los depósitos de *synrift* durante el Jurásico inferior y medio (Franzase y Spalletti, 2001). La interpretación sísmica llevada a cabo reveló que estos hemigrábenes se encuentran bien desarrollados en el este y centro del área, mientras que pierden expresión hacia el oeste, en donde Cristallini *et al.* (2005) y Cristallini y Bulher (2007) definen una zona de transferencia. Esta zona representa una franja de orientación NNE en donde las fallas precuyanas principales terminan o intercambian sus rechazos.

En el Jurásico inferior, y como producto de la oblicuidad resultante de un campo de esfuerzos de orientación NO y los lineamientos de basamento de rumbo ONO, las fallas profundas sufrieron reactivación e inversión oblicua. Es por esa razón que la deformación principal en la base de Vaca Muerta tuvo lugar como un sistema de rumbo dextral (Cristallini *et al.*, 2005, Silvestro y Zubiri, 2008). Consecuentemente, en la zona oriental se desarrolló un sistema de fallas escalonadas (*en echelon*) de orientación NO que se encuentra enraizado o nucleado sobre las fallas de basamento profundas (figuras 3b y c). El carácter y comportamiento de estas fallas es complejo, dado que las mismas presentan inflexiones a lo largo de su rumbo. Dichos cambios implican que una misma falla pueda comportarse como extensiva o contraccional de acuerdo a su orientación con respecto al esfuerzo máximo horizontal. Si bien se identificaron intervalos con desplazamiento inverso, a los efectos del presente trabajo se las consideró como un sistema de fallamiento de rumbo, de carácter convergente oblicuo. Se considera que estas fallas estuvieron activas hasta el Cretácico superior y afectaron la Fm. Vaca Muerta y, en algunos casos, a la Fm. Quintuco. Sin embargo, un análisis cinemático de detalle de las fallas se encuentra fuera del objetivo del presente trabajo; las mismas fueron analizadas mediante los diferentes campos de esfuerzo a las que fueron sometidas durante su evolución tectónica.

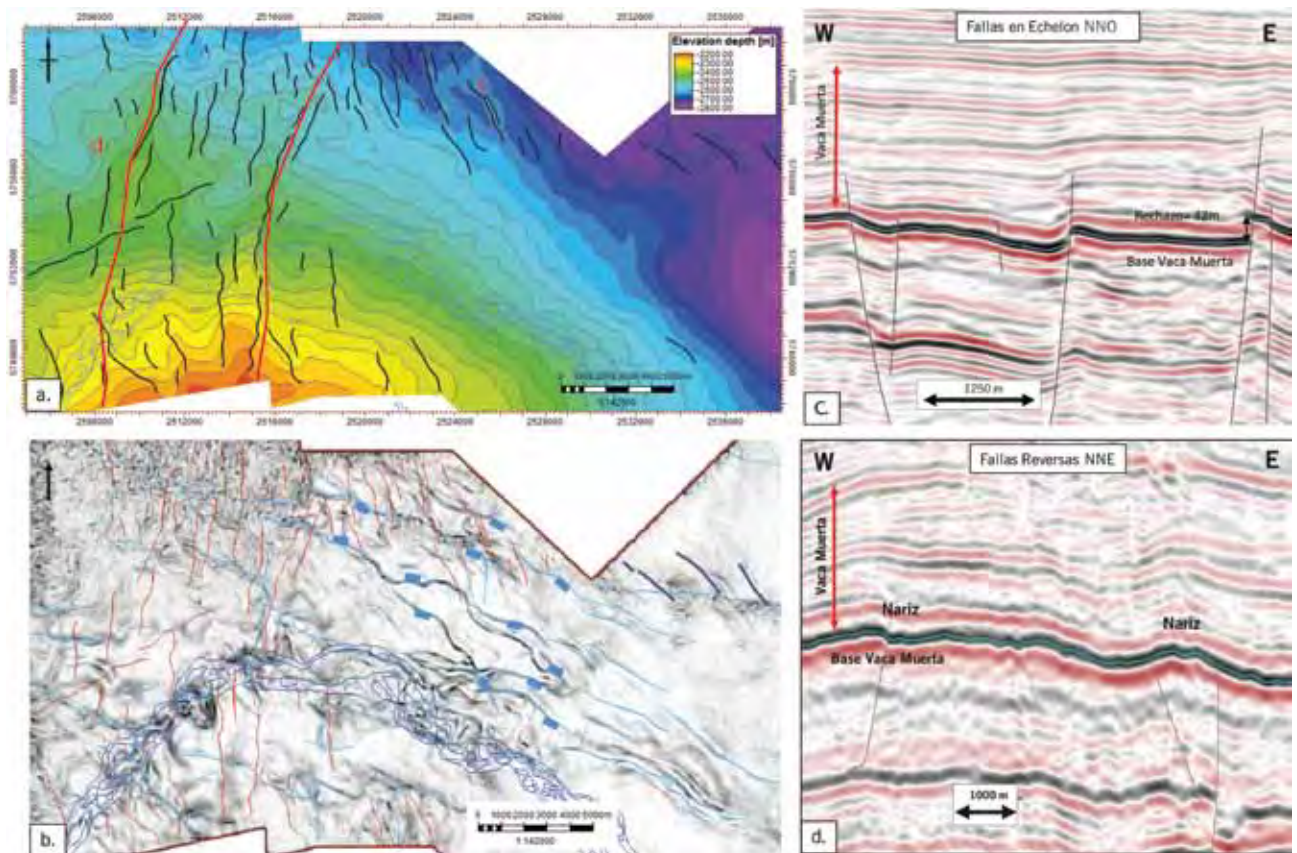


Figura 3. a) Mapa estructural a la base de la Fm. Vaca Muerta. Se indica en líneas puntuadas rojas los límites de la zona estructuralmente más compleja, limitada por la presencia de dos narices estructurales de orientación NNE. En rojo se ubican las secciones sísmicas; b) Depth slice de varianza a 4.500bnmm. Se indican en color celeste fallas de basamento de rumbo ONO. Superpuestas en azul se muestran las fallas en echelon cortando a la base de la Fm Vaca Muerta en el sector oriental y en rojo el sistema de orientación NNE, de carácter predominantemente compresivo, del área occidental. En verde se indica lineamiento de rumbo de orientación ENE. c) Sección sísmica de orientación O-E mostrando el carácter del sistema de fallas en echelon. d) Sección sísmica de detalle de orientación O-E en donde se pueden observar con una escala horizontal comprimida las narices estructurales de rumbo NNE asociadas al fallamiento compresivo del mismo rumbo.

Hacia el oeste de la zona de acomodación, en donde las fallas de basamento pierden rechazo y expresión, y por lo tanto también lo hacen los hemigrábenes precuianos, la deformación debió necesariamente acomodarse de otro modo. Es por esta razón que se interpreta se desarrolló un sistema de fallas de rumbo NNE de carácter predominantemente contraccional (figura 3d). Se trata de fallas sutiles, de escaso rechazo, frecuentemente por debajo de la resolución sísmica, o de simples flexuras. Los máximos rechazos se dan en la base misma de la Fm Vaca Muerta, alcanzando máximos de 40 m y decreciendo tanto hacia horizontes subyacentes como suprayacentes.

Un rasgo estructural importante a la base de Vaca Muerta se asocia con la presencia de dos “narices estructurales” de orientación NNE y genéticamente asociadas al sistema de fallas reverso de rumbo NNE (figura 3a). Dichos altos estructurales limitan la zona más compleja del área en donde se han interpretado, a partir de mediciones de *breakouts* en imágenes, variaciones en el máximo esfuerzo horizontal de hasta 30°. Estas variaciones de la orientación del máximo esfuerzo horizontal se deben a la interacción del esfuerzo remoto con las fallas descriptas, generando esfuerzos locales.

Finalmente, se reconoce en la zona occidental del área un lineamiento de rumbo ENE que puede ser seguido por varios kilómetros hacia el oeste de la zona de transferencia. La expresión de este rasgo en sección sísmica es una depresión o valle asociado con cambios en la inclinación de los reflectores y que puede ser asignado a una divergencia oblicua de una falla de rumbo del basamento de la cuenca. Fuera de la zona de estudio, este lineamiento fue reconocido como una falla de basamento normal y de alto ángulo. Algunos autores (Cristallini *et al.*, 2005 y Brinkworth *et al.*, 2011) describen a esta estructura como una falla de rumbo de desplazamiento dextral relacionada con el levantamiento de la Dorsal de Huinul.

Predicción de fracturas naturales

Las rocas han sufrido, a lo largo de su historia geológica, una serie de esfuerzos que han ido variando en intensidad y dirección durante la evolución de la cuenca. Cada uno de estos eventos tectónicos pudo haber contribuido de manera diferencial en la generación de fracturas naturales, y es necesario identificar la orientación y magnitud de este estrés remoto responsable de la generación de las fracturas identificables en los registros de pozos y/o coronas. El método utilizado consiste en calcular el campo de estrés responsable de la generación de las fracturas en la Fm. Vaca Muerta utilizando geomecánica. Cuando el campo de estrés supera la resistencia del material, representada por la envolvente de falla para un determinado material, la roca se romperá generando fracturas tensiles y fracturas por corte.

El modelo geomecánico utilizado calcula la distribución del campo de estrés a partir de la geometría de la estructura interpretada en la sísmica 3D del área y de las propiedades elásticas de las rocas. Este estrés local estimado, sumado a un criterio de fallamiento de roca utilizado, se usó para predecir fracturas.

El programa utilizado fue Poly-3D, que resuelve las ecuaciones lineales de elasticidad representando las super-

ficies de fallas y horizontes interpretados mediante una serie de elementos triangulares, cada uno de ellos de desplazamiento constante. El programa calcula el estrés, el tensor de esfuerzos y deformación en cada nodo de una grilla con elementos triangulares de la superficie de observación, que para el caso de estudio se trata de la Base de la Formación Vaca Muerta. Las propiedades elásticas asociadas al horizonte fueron la de un shale, asignándole valores consistentes con los obtenidos a partir de ensayos de laboratorio en coronas.

Metodología

Como se mencionó anteriormente, fue necesario correr las simulaciones del modelo para cada orientación de esfuerzo remoto que actuó sobre la Formación Vaca Muerta desde su depositación hasta la actualidad. Para ello, y como punto de partida, se recurrió a bibliografía específica; la cinemática de la tectónica de placas descrita por Zonenshayn *et al.* (1984, 1987), Jaillard *et al.* (1990), y Scheuber *et al.* (1994), demuestra importantes cambios en la orientación del vector convergente entre las placas oceánicas adyacentes y la placa Sudamericana, la cual es sintetizada en el trabajo de Mosquera y Ramos (2005) (ver figura 1).

Hace alrededor de 160 Ma, en el Jurásico inferior a medio, las placas sudamericana y norteamericana comenzaron a separarse, y tuvo lugar la formación de la placa Caribe. En este período, la convergencia relativa entre la placa Sudamericana y la de Aluk tenía una fuerte orientación oblicua NNO (N320°). Posteriormente, y durante gran parte del Cretácico, la convergencia de la nueva placa, denominada Farallón, produjo un vector casi ortogonal al margen oeste (N285°). La reconstrucción de Pardo-Casas y Molnar (1987) y Somoza (1998), permite detallar la convergencia de las Placas Nazca y sudamericana en el Terciario. Durante el Paleógeno, esta convergencia se caracterizó por su alta oblicuidad que fue disminuyendo progresivamente hacia el Neógeno. En el presente trabajo se utilizó para este período un esfuerzo horizontal de orientación N255°.

La dirección de convergencia actual está siendo estudiada, debido a que la cinemática de los eventos post-sísmicos registrados luego del terremoto de Chile en 2010, indican una dirección contraria a la dirección de los vectores del campo de velocidad de la placa previa al terremoto. Sin embargo, en la zona de estudio, la dirección de máximo esfuerzo pudo calibrarse con direcciones calculadas a partir de los *breakouts* interpretados en imágenes (N270°) en decenas de pozos perforados desde el 2011 en adelante.

A partir de esta información, se decidió generar simulaciones para cuatro estadios de deformación, representados por los siguientes eventos: un evento Jurásico cuyo campo de esfuerzo principal fue un S1 vertical, una dirección de máximo estrés horizontal S2 de N320° y un S3 perpendicular a ambos; un evento de edad cretácica de *strike slip* con un S1 horizontal de orientación N285°, un S2 vertical y un S3 perpendicular a ambos; un evento Terciario, también de *strike slip*, cuyo campo de esfuerzo principal se compone de un S1 en la dirección del máximo esfuerzo horizontal y de orientación N255°; y por último un estadio reciente, donde el S1 es vertical, el máximo esfuerzo horizontal, en este caso S2, de orientación N270° y el S3 perpendicular a ambos.

Para cada una de las simulaciones realizadas se seleccionaron únicamente las fallas interpretadas que estaban presentes para los estadios tectónicos mencionados. Asimismo, se adaptaron las propiedades elásticas obtenidas de laboratorio para Vaca Muerta (módulo de Young y relación de Poisson), a las condiciones de confinamiento supuestas para cada caso.

Como resultado de las simulaciones generadas con el modelo geomecánico propuesto, se obtuvieron mapas de probabilidad de ocurrencia de fracturas naturales en la Formación Vaca Muerta para cada uno de los 4 eventos, Jurásico, Cretácico, Terciario y Reciente. Estos mapas muestran en forma cualitativa, las variaciones en magnitud y orientación de los esfuerzos principales generados por las fallas. Se utilizó el máximo esfuerzo de cizalla de Coulomb (MCSS), como un indicador de la intensidad de fracturación, cuyo valor es determinado por:

$$MCSS = \left(\frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \sqrt{1 + \mu^2} \right) - \mu \left(\frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \right)$$

Donde σ_1 y σ_3 son los máximos y mínimos esfuerzos efectivos principales y μ es el coeficiente de fricción interna. La orientación de las fracturas es estimada al encontrarse en el plano $\sigma_1 - \sigma_2$, el esfuerzo efectivo compresivo

principal y el intermedio correspondientemente. El criterio de Coulomb también puede ser descrito por el círculo de Mohr, definido por:

$$\chi_{\text{shear}} = \tau_m - \sigma_m \sin \phi \quad \text{y} \quad \chi_{\text{tensile}} = \tau_m - \sigma_m$$

Donde ϕ es el ángulo de fricción interna,

$$\sigma_m = \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \quad \text{y} \quad \tau_m = \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2}$$

La distribución de intensidad de cizalla máxima de Coulomb (figura 4) está asociada en general a las fallas que afectan a Vaca Muerta; los valores intermedios a altos se encuentran cercanos a los tips de las fallas, debido al carácter de desplazamiento lateral de las mismas.

En una segunda etapa, se procedió a un análisis semi-cuantitativo a fin de determinar si las fracturas generadas serían tensionales o de cizalla; se utilizó el criterio de fractura de Griffith para las primeras y el criterio de fallamiento de Coulomb para las fracturas de corte. Se graficaron los puntos de esfuerzos efectivos resultantes de las simulaciones generadas para cada evento, donde en el eje de las abscisas se graficaron los valores de esfuerzo efectivo promedio $(\sigma_1 + \sigma_3)/2$, y en el eje de las ordenadas el máximo esfuerzo efectivo de corte $(\sigma_1 - \sigma_3)/2$. Con los resultados de ensayos de tensión-deformación llevados a cabo en

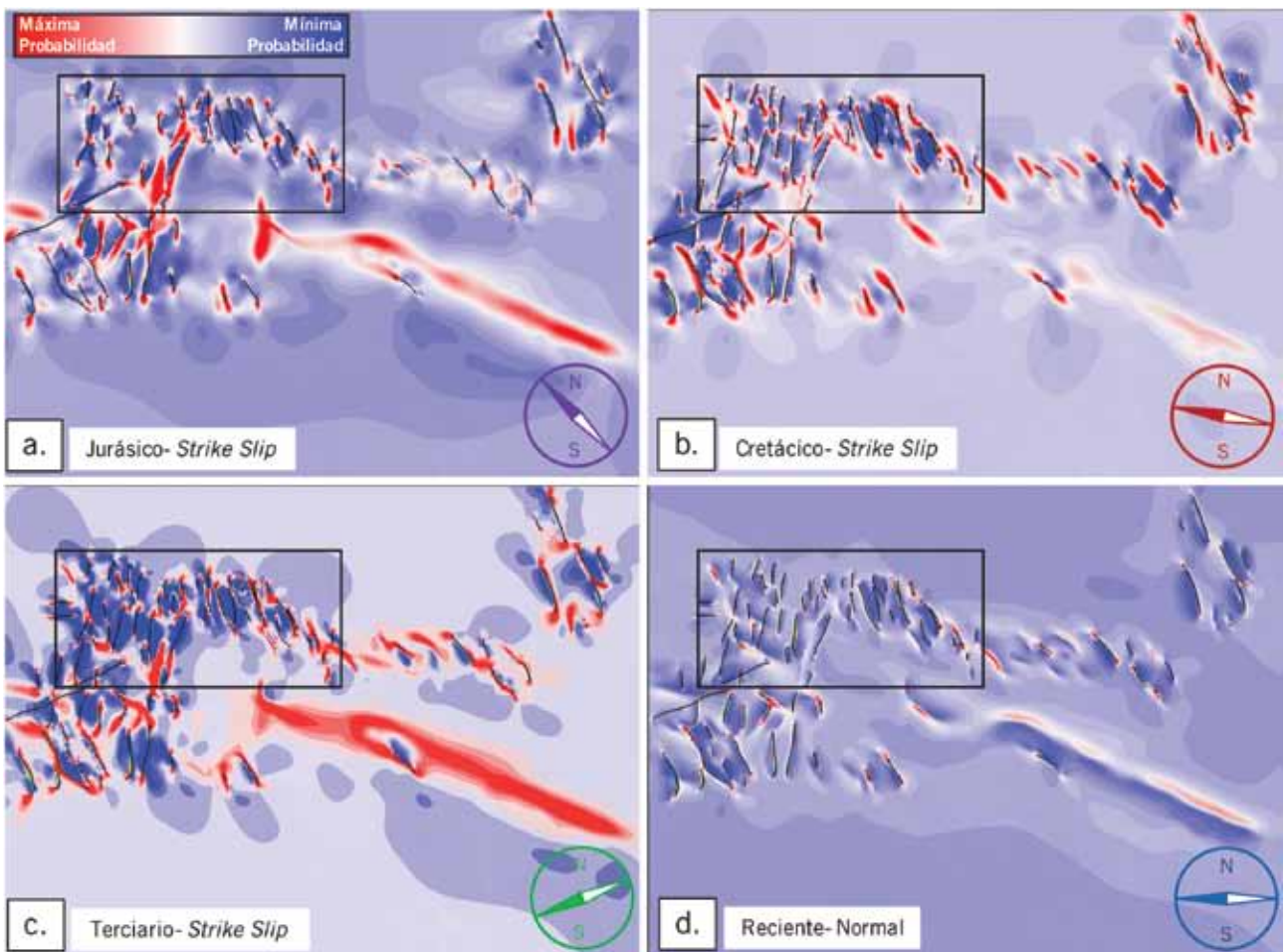


Figura 4. Mapas regionales de Cizalla Máxima de Coulomb, utilizada en el presente trabajo como un indicador de probabilidad de fracturamiento, para la Base de Vaca Muerta. a) Evento de deformación Jurásico N320°; b) Evento Cretácico N285°; c) deformación Terciaria N255° y d) Evento de deformación reciente N270°. En rectángulo negro se indica la zona en la cual se efectuaron corridas con mayor detalle (ver figura 6).

Digesto de Legislación Ambiental on line

Nuevo Digesto de Legislación Ambiental Argentina del IAPG

- La más completa recopilación, permanentemente actualizada, de todas las normas ambientales a nivel nacional, provincial y municipal aplicables a la actividad industrial. Incluye su interacción con las normas sobre Higiene y Seguridad.
- Todos los artículos de la Constitución Nacional y de las Constituciones Provinciales y de los Códigos Civil y Penal referidos a temas ambientales.
- Leyes y Decretos Nacionales, tratados internacionales, resoluciones, disposiciones, estatutos y convenios de Ministerios, Secretarías y Subsecretarías del Estado y de Direcciones Nacionales.
- Resoluciones y Disposiciones del ente Tripartito de ETOSS, ENHDS, Prefectura Naval Argentina, Administración de Parques Nacionales, CNTA y otros organismos reguladores.

La información se puede consultar por orden cronológico, materia o jurisdicción. El sistema permite búsquedas por tipo y número de norma, temática, palabras claves, etc.

Sistema de favoritos que permite al suscriptor seleccionar su conjunto de normas de uso frecuente.

La recopilación se actualiza **diariamente** con las últimas novedades que se produzcan en las distintas jurisdicciones y por email se **avisa** a los suscriptores de la inclusión de las normas en el Digesto.

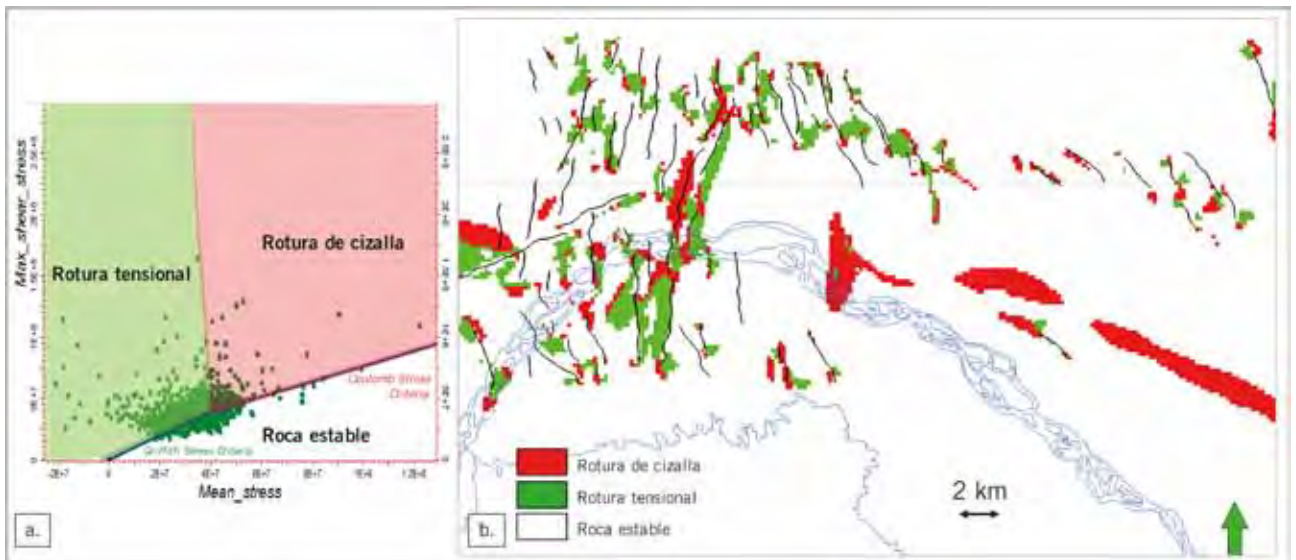


Figura 5. a) Criterio de falla extraído de ensayos de laboratorio para rocas de la Fm. Vaca Muerta. b) Mapa probabilístico de rotura de tipo tensional vs. de cizalla para el Cretácico.

laboratorio sobre coronas de Vaca Muerta, se extrajo la envolvente de falla. Aquellos puntos que quedan por sobre la recta pertenecen a rocas que se rompen, y los puntos que quedan por debajo de la recta pertenecen a roca estable. De este modo, se obtuvo un mapa probabilístico de cada tipo de rotura para cada evento simulado. En la figura 5 se muestra a modo de ejemplo el mapa correspondiente al evento cretácico N285°.

Es necesario aclarar que cualquiera sea el criterio de falla utilizado, la extensión lateral de las áreas fracturadas es difícil de predecir, debido a la incertidumbre existente tanto en la resistencia de la roca relativa al esfuerzo remoto como a las magnitudes de dichos esfuerzos. Cuanto mayor sea la resistencia de la roca menor será el área fracturada

y más restringida a las cercanías de las fallas. Sin embargo, la forma y la orientación que tienen los agrupamientos de fracturas es mucho menos incierta, ya que depende de factores conocidos como son la geometría de las fallas y la orientación del estrés remoto.

Calibración del modelo con datos de pozo

Calibración de las orientaciones

Para este trabajo se utilizaron 9 pozos verticales con imágenes acústicas o resistivas, que fueron interpretadas por el mismo operador a fin de eliminar el sesgo debido a diferentes criterios de interpretación.

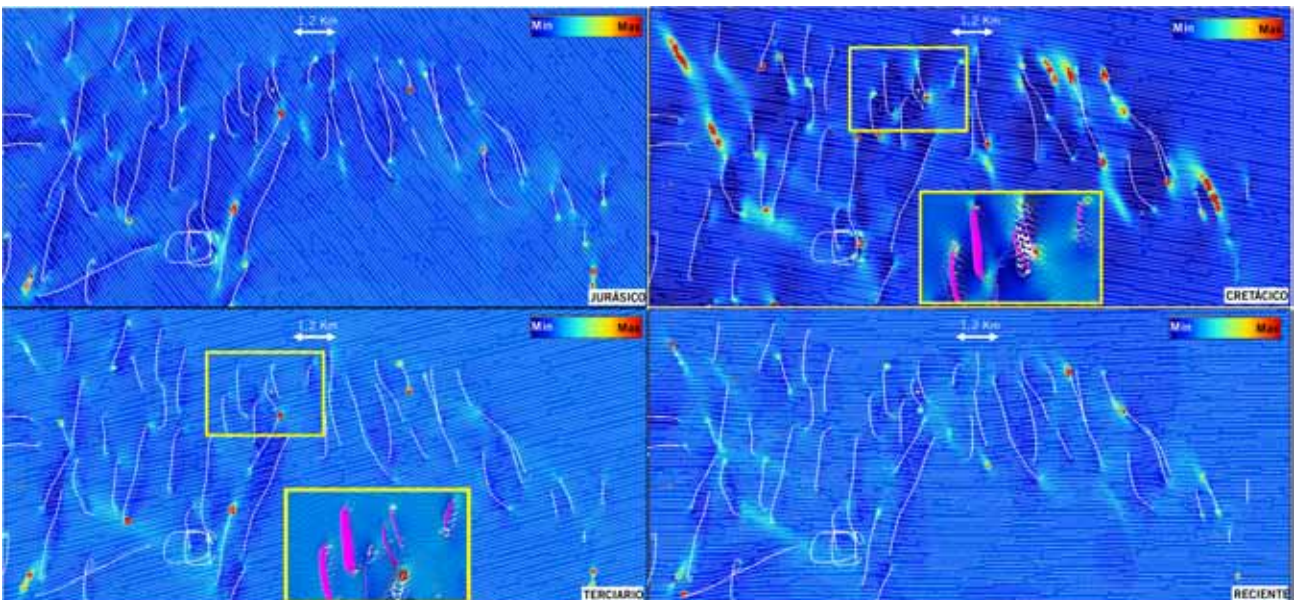


Figura 6. Cada cuadro representa un evento tectónico sobre la superficie de observación Base de Vaca Muerta. Los colores cálidos indican zonas de máxima densidad de fracturas. Nótese que las mismas se encuentran fundamentalmente en las terminaciones de las fallas, representadas por las líneas blancas de trazos gruesos. En líneas blancas de trazo fino se indica la orientación de las fracturas teóricas de tipo tensional (diaclasas). Los recuadros amarillos representan áreas magnificadas en las cuales se muestran los planos de falla (color fucsia) y las orientaciones de los pequeños planos de fracturas de cizalla, los cuales pueden rotar de manera drástica en cercanía a las fallas.

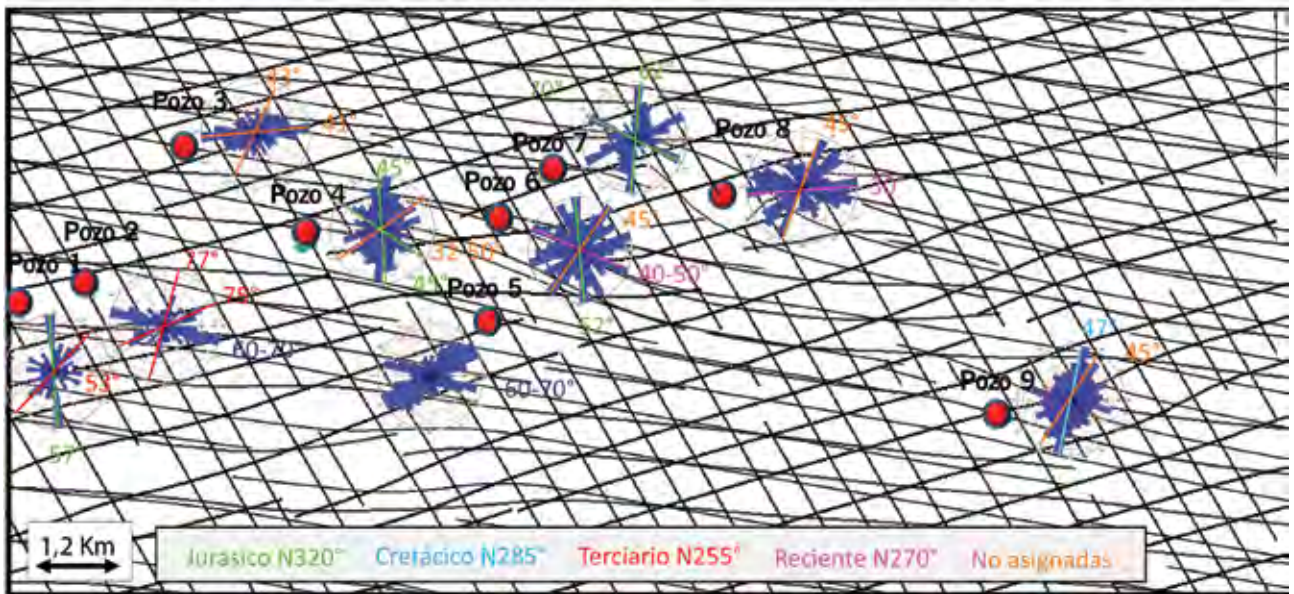


Figura 7. En trazos color negro se superponen las direcciones de rotura tensional (diaclasas) para cada evento tectónico, y los diagramas de rosa con las fracturas naturales interpretadas en imágenes para cada pozo analizado. Se observa coincidencia en las orientaciones de los planos de diaclasas, mientras que las orientaciones coloreadas se interpretan como planos de fallas (cizalla) correspondiente a distintas corridas según el siguiente esquema de colores: Verde-Jurásico; celeste-cretácico; rojo-Terciario y Fucsia-Reciente. En naranja se resaltan aquellas familias que podrían asignarse a pequeñas fallas con desplazamiento de rumbo. Se indican además los ángulos de buzamiento promedio para cada familia.

En este trabajo no se diferenciarán las fracturas abiertas de las cerradas, ya que no se cuenta con un método efectivo para hacerlo. Algunas publicaciones recientes (Astesiano *et al.*, 2013), mencionan formas de detectar fracturas naturales abiertas a través de perfiles sísmicos y de temperatura, y comprueban con mediciones de perfiles de producción o PLT que dichas fracturas aportan hidrocarburo, aunque no se menciona el impacto en el volumen total producido.

En una primera instancia se realizó la calibración de las orientaciones de las fracturas a fin de identificar qué evento tectónico resultaría responsable de cada orientación, tanto de fallas como de diaclasas. Para esto, se buscó correlacionar en cada uno de los cuatro mapas de probabilidad de fracturas calculados, la orientación de los planos de fallas por corte y por tensión en los nodos de la grilla atravesados por los pozos utilizados.

En la figura 6 se observan las orientaciones de fracturas y fallas sobreimpuestas a los mapas de densidad de fracturas para cada evento tectónico. En este caso, se extrajo un área del total para visualizar mejor la complejidad de la red de fracturas naturales en Vaca Muerta. La grilla utilizada fue de 150 metros, lo que permitió una optimización del tiempo máquina para cada modelo. Obviamente, modelos más detallados requieren una grilla menor aunque los tiempos de procesamiento son enormes.

En la figura 7 se sobreimpusieron las orientaciones de cada evento y los sondeos que tienen información de imágenes de pozos para la unidad Vaca Muerta. Cada roseta incluye todas las orientaciones de fracturas y fallas de cada sondeo. Como se observa en el gráfico, la red teórica de fracturas naturales es compleja y, aun así, se observa gran coincidencia con los datos de imágenes de pozos. En algunos casos, las desviaciones se asignan a las pequeñas fallas de corte o cizalla que se visualizan en la figura 6. Las mismas fueron asociadas a distintos eventos mediante el uso

de un código colorimétrico. En el caso de los planos de falla asociados al evento reciente, y dado que el S1 es vertical y el S2 de orientación N270°, el rumbo de las diaclasas es coincidente con el rumbo de las fallas normales asociadas a este régimen. El único elemento que permite discriminar un tipo de plano de otro es el ángulo de buzamiento. Sin embargo, el sesgo natural en pozos verticales será la ausencia o escasez de fracturas subverticales, por lo cual la separación resulta aún más compleja. Las orientaciones con color naranja de los Pozos 3, 6 y 9 que tienen valores de N20° y una orientación en el pozo 3 de N85°, podrían asignarse a pequeñas fallas, y en el caso particular del pozo 3 a un sistema conjugado, con desplazamiento de rumbo.

Asimismo, a partir de algunas microsísmicas registradas en la zona de estudio, se observan fundamentalmente tres direcciones predominantes de crecimiento de las fracturas. La más conspicua (N280°-290°) coincide con la dirección esperable de crecimiento de la fractura hidráulica correspondiente a la dirección del máximo esfuerzo horizontal. Las direcciones restantes (N210° y N240°) pueden ser explicadas por algunas de las familias de fracturas naturales observadas en las imágenes de pozos cercanos (figura 8). Otro dato relevante consiste en reiteradas conexiones de pozos observadas, tanto durante la estimulación como la producción, coincidentes con esas mismas direcciones. Es decir que se comprueba la existencia de una red de fracturas.

Un último elemento de calibración fueron las direcciones de máximo esfuerzo horizontal, calculadas en decenas de pozos a partir de los *breakouts* interpretados en imágenes. Las perturbaciones generadas en los esfuerzos principales debido a la presencia de fallas han sido identificadas en los *breakouts* con rotaciones de hasta 30° en SHmax y se han podido reproducir en la corrida para tiempos recientes efectuada en Poly3D. Este hecho le confiere confiabilidad a los resultados obtenidos (figura 9).

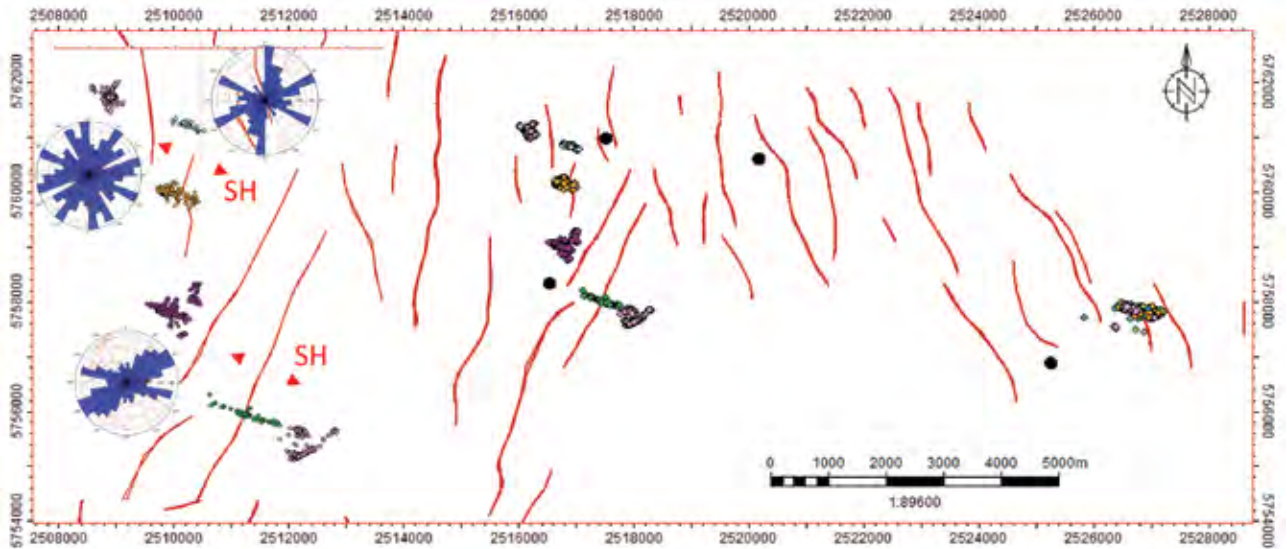


Figura 8. Direcciones de crecimiento de fracturas hidráulicas a partir de microsísmica. Se observa coincidencia en las orientaciones con fracturas interpretadas en imágenes de pozo y la dirección del esfuerzo máximo horizontal local.

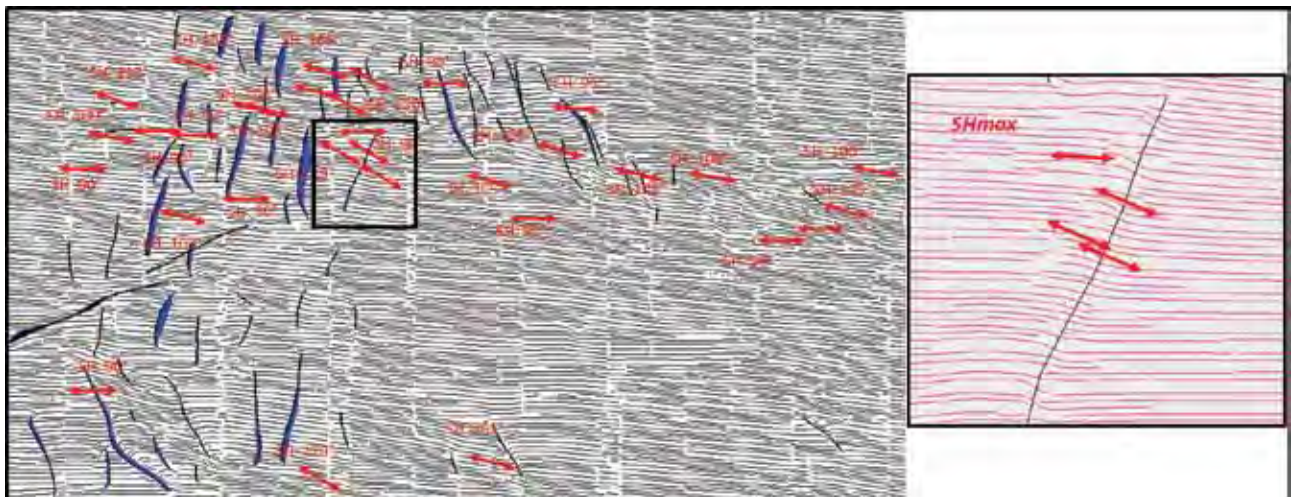


Figura 9. Mapa de Máximo esfuerzo horizontal para la simulación de evento reciente con sobreimposición de direcciones de *breakouts* extraídas de imágenes de pozos a lo largo de la zona de estudio.

Calibración de las intensidades de fracturamiento

En la figura 10 se observa la misma zona reducida que en las figuras 6 y 7. En la misma, se ve con claridad qué zonas fueron afectadas por un mayor cizallamiento y, en consecuencia, se consideran zonas de mayor probabilidad de fracturación, generalmente asociadas a las terminaciones de fallas. Esto indicaría procesos de desplazamiento lateral en la mayor parte de la evolución tectónica. Los colores cálidos implican zonas máximas de acuerdo al código de colores.

Evidentemente, las áreas de mayor intensidad de fracturas están asociadas a la geometría de las fallas y a la interacción de las mismas, lo que produce una rotación de los esfuerzos y la modificación de los planos de fallas y diaclasas. Las densidades de fracturas de los sondeos están relacionadas a la magnitud de la reactivación de cada falla y a la interacción entre las mismas.

Futuras calibraciones involucrarán la relación entre productividad de los pozos y zonas de mayor o menor in-

tensidad de fracturamiento. Esta relación es muy compleja debido a los distintos factores que controlan el comportamiento dinámico de los pozos, como ser:

- 1) Número de etapas de fracturas hidráulicas en cada sondeo.
- 2) Interacción entre las fracturas naturales e hidráulicas.
- 3) Distribución y tipo de cementos en las fracturas naturales.
- 4) Orientación de las fracturas naturales respecto del esfuerzo "in situ" que controla la orientación de las fracturas hidráulicas.
- 5) Variaciones estratigráficas y geomecánicas, variaciones en espesor útil, propiedades petrofísicas, distribución de facies y patrones de apilamiento.
- 6) Variaciones en la complejidad estructural.
- 7) Distribución de zonas sobrepresurizadas.
- 8) Problemas operativos y gerenciamiento de la producción.

Capacitación técnica
profesional para
la industria del
petróleo y del gas

PROGRAMA

ESPECIALIZADO

EN SUPPLY CHAIN

MANAGEMENT



El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas conjuntamente con Aden International Business School han desarrollado este nuevo Programa Especializado de Supply Chain Management. Con innovadores sistemas de transferencias

de conocimiento, este Programa se enfoca en la formación de profesionales y directivos, para que comprendan y planifiquen los procesos logísticos inherentes a la Industria del Petróleo y del Gas, utilizándolos para aumentar la competitividad de la empresa.

Vacantes limitadas. Para más información: cursos@iapg.org.ar

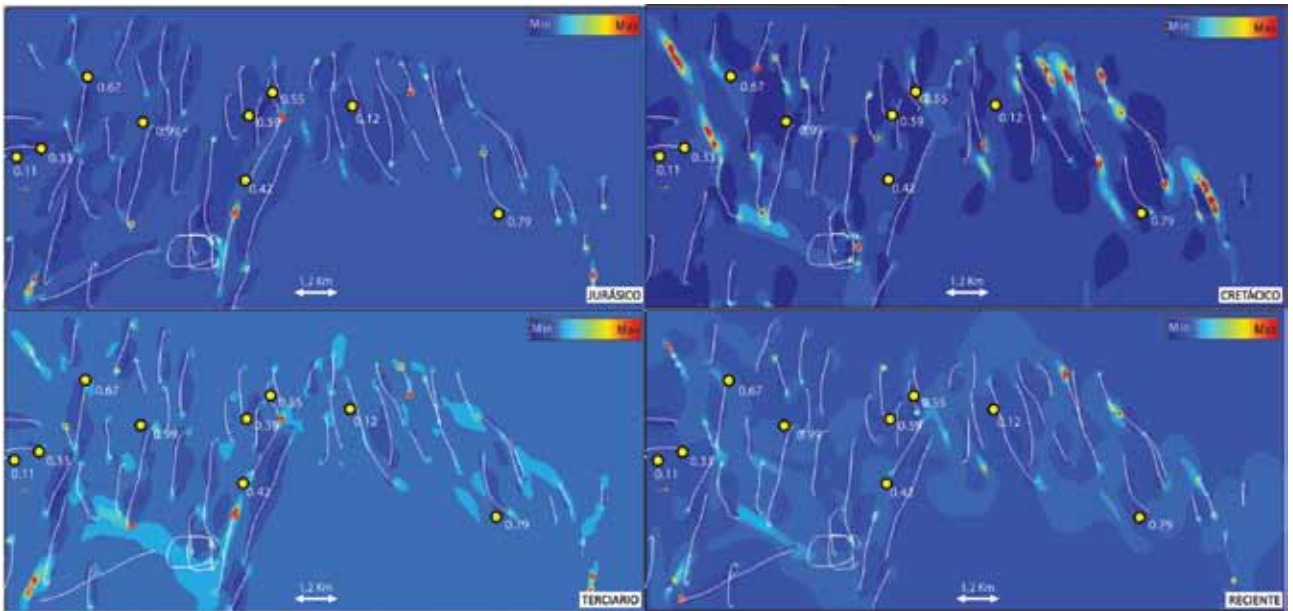


Figura 10. Zonas de máxima cizalla de Coulomb para cada evento tectónico. Los máximos esfuerzos se indican en colores cálidos. Los puntos rojos representan sondeos y los números indican densidad de fracturas (fracturas/metro).

Discusión

La metodología descrita implica que se deban realizar hipótesis sobre ciertos parámetros de entrada. Las propiedades elásticas de las rocas a lo largo de su historia geológica, el régimen de esfuerzos remoto y su magnitud para cada régimen de deformación son algunos de ellos, siendo los últimos los que más impacto generan en los resultados de cada simulación.

La orientación de los esfuerzos que sirvieron de entrada a cada corrida, con la excepción del campo de esfuerzos reciente que pudo ser calibrada con datos de imágenes de pozo, fue inferida a partir de la bibliografía consultada.

Las orientaciones del esfuerzo remoto tomadas para los diferentes eventos tectónicos pueden generar reactivaciones de las fallas y fracturas generadas, de manera que las mismas se pueden reactivar con procesos de cizallamiento o de compresión simple.

La interpretación de las fallas y la orientación del esfuerzo remoto seleccionado pueden generar una dispersión del dato entre 10-15°, con el cual se asigna una determinada familia de fracturas o fallas a cada evento. Una de las metodologías para determinar fehacientemente las familias de fracturas y fallas subsísmicas es el análisis de diagénesis estructural, es decir cuáles son los tipos de cementos de cada una de esas familias, complementado con el análisis de inclusión de fluidos en los cementos de las fracturas para determinar la edad de las mismas (Fall *et al.* 2012).

La interacción de fracturas hidráulicas con fracturas naturales puede involucrar una reactivación de las fracturas naturales dependiendo de la relación de las orientaciones y los tipos de cementos que se encuentran en las fracturas naturales, debido a que, por ejemplo, los cementos carbonáticos son más fáciles de reactivar que los cementos cuarzosos.

Para todos los eventos simulados se constata que, en cercanía de las fallas, los planos de rotura, tanto tensiles como de cizalla, rotan en forma compleja, pudiendo afectar la propagación de las fracturas hidráulicas.

Conclusiones

1. El análisis de la red de fracturas naturales y las zonas de intensidad de fracturas es un elemento de primer orden en la caracterización de reservorios no convencionales.
2. La metodología geomecánica, aun con sus limitaciones, es la más indicada para caracterizar la red de fracturas naturales en reservorios no convencionales.
3. En los sondeos analizados se identificaron fracturas naturales que podrían asociarse a los distintos eventos tectónicos que actuaron en la zona de edad Jurásico, Cretácico, Terciario y Reciente o Cuaternario, comprobándose la existencia de una red discreta de fracturas de gran complejidad.
4. Fue posible identificar zonas de máxima probabilidad de encontrarse fracturadas y las mismas mostraron una calibración aceptable con los datos de pozo utilizados.
5. A partir de direcciones de propagación de fracturas hidráulicas evidenciadas en microsísmica y de conexiones de pozos durante la estimulación y producción, se constató la existencia de orientaciones preferenciales coincidentes con las fracturas naturales modeladas.
6. A partir de los resultados obtenidos en las distintas simulaciones numéricas llevadas a cabo, se observa que el área de estudio es estructuralmente muy compleja debido a una evolución tectónica con una rotación del esfuerzo máximo horizontal de aproximadamente 90 grados desde el Jurásico hasta el presente. Uno de los efectos preponderantes es la rotación de esfuerzos locales que, junto a los cambios de magnitud, afectan la eficiencia de la estimulación hidráulica.
7. El modelado geomecánico de fracturas naturales, sumado a otras técnicas como la diagénesis estructural, permitiría definir mejor la extensión y la optimización del volumen de roca estimulado de pozos horizontales de producción. ■

Agradecimientos

Los autores agradecen a las autoridades de YPF S.A. por permitir la publicación de este trabajo, y a Sebastián Galeazzi por los aportes y lectura crítica del manuscrito.

Referencias citadas

1. Astesiano, D., A. Ortiz y M. C. Rodríguez, 2013. *An unconventional approach to determine the presence of natural open fractures from openhole logs in the Quintuco-Vaca Muerta unconventional play, Loma La Lata field, Neuquén Basin, Argentina*. Paper presented at the SPWLA 54th Annual Logging Symposium, junio 22-26, 2013.
2. Bourne, S.J., F. Brauckmann, L. Rijkels, B. J. Stephenson, A. Weber y E. J. M. Willemse, 2000. *Predictive modelling of naturally fractured reservoirs using geomechanics and flow simulation*. Presentado en la 9ª Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. ADIPEC 0911.
3. Brinkworth, W., F. A. Pose y A. Gangui, 2011. *Rasgos Estructurales del subsuelo en el área Aguda Pichana, provincia de Neuquén, Argentina*. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas Digitales. Mar del Plata, Buenos Aires.
4. Cristallini, E. O., J. M. Martínez, E. Sánchez, S. Periale Gómez, y A. Loncarich, 2005. Evaluación estructural del bloque Bandurria (Provincia de Neuquén, Argentina). YPF, (inédito), 73 págs., Buenos Aires.
5. Cristallini, E. y M. Buhler, 2007. Revisión del esquema estructural del área Loma La Lata. Informe interno YPF.
6. Fall, P., P. Eichhubl, S. P. Cumella, R. J. Bodnar, S. E. Laubach, y S. P. Becker, 2012. *Testing the basin-centered gas accumulation model using fluid-inclusion observations: Southern Piceance Basin, Colorado*. AAPG Bulletin, v. 96, nro. 12 (diciembre de 2012), págs. 2297–2318.
7. Franzese J. y L. A. Spalletti, 2001. *Late Triassic – Early Jurassic continental extension in southwestern Gondwana: Tectonic segmentation and break-up rifting*. En: El Sevier (Eds.) Journal of South American Earth Sciences, 14: 257-270. ISSN 0895-9811.
8. Jaillard, E., P. Soler, C. Carlier y T. Mourier, 1990. *Geodynamic Evolution of the northern and central Andes during the middle Mesozoic times; a Tethyan model*. Journal of the Geological Society, v. 147, págs. 1009-1022, Londres.
9. Jorgensen, L., R. Coppo, F. Raggio y V. Martínez Cal, 2012. Caracterización de las fracturas naturales de la Formación Lajas en el ámbito de Cupén Mahuida, Cuenca Neuquina, Argentina. Informe interno YPF.
10. Leanza, H., F. Sattler, R. Martínez y O. Carbone, 2011. La formación Vaca Muerta y equivalentes (Jurásico Tardío – Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. En: Leanza, H., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J. C. y Valles, J.M., Geología y recursos naturales de la provincia de Neuquén: Relatorio del XVII Congreso Geológico Argentino, págs. 113-130.
11. Massafarro, J. L., E. Morettini, G. Sagasti, R. Weger, M. Bonora, B. Dros, y J. Pozo, 2009. *Multidisciplinary study for prediction, characterization and modeling of carbonate reservoirs: Quintuco Formation, Loma La Lata field, Neuquén basin, Onshore Argentina*. YPF (inédito), 258 páginas, Buenos Aires.
12. Maretto, H. y F. Pángaro, 2005. Edad de formación de algunas de las grandes estructuras del engolfamiento de la Cuenca Neuquina: Actividad tectónica durante la depositación de la Fm. Quintuco. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas.
13. Mitchum, R. M y M. A. Uliana, 1985. *Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Upper Jurassic - Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina*, en: Bero, B.R., y Woolverton, D.G. (eds), *Seismic Stratigraphy: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration*. AAPG Memoir 39, págs. 255–275.
14. Mosquera, A., y V.A. Ramos, 2005. *Intraplate deformation in the Neuquén embayment*. XVI Congreso Geológico Argentino II, págs. 193-202.
15. Pardo-Casas, F. y P. Molnar, 1987. *Relative motion of the Nazca (Farallon) and South American plates since Late Cretaceous time*. Tectonics, 6, págs. 233–248.
16. Passey, Q. R., K. Bohacs, W. L. Esch, R., Klimentidis, y S. Sinha, 2010. *From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir - Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoirs*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/131350-MS.
17. Sagasti, G., A. Ortiz, D. Hryb, M. Foster y V. Lazzari, 2014. *Understanding Geological Heterogeneity to Customize Field Development: An example from the Vaca Muerta Unconventional Play, Argentina*. Unconventional Resources Technology Conference held in Denver, Colorado, USA, 25-27 de agosto de 2014. URTEC: 1923357.
18. Scheuber, E., T. Bogdanic, A. Jensen y K.-J. Reutter, 1994. *Tectonic development of the North Chilean Andes in relation to plate convergence and magmatism since the Jurassic*. En Reutter, K.-J., Scheuber, E., Wigger, P.J. (eds.), *Tectonics of the Southern Central Andes, Structure and evolution of an active continental margin*, págs. 121-139, Springer-Verlag.
19. Somoza, R., 1998. *Updated Nazca (Farallon)-South America relative motions during the last 40 My: implications for mountain building in the central Andean region*. Journal of South American Earth Sciences, 11, págs. 211–215.
20. Teufel, L. W., & J. A. Clark, 1984. *Hydraulic Fracture Propagation in Layered Rock: Experimental Studies of Fracture Containment*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/9878-PA.
21. Vergani, G. D., A. J. Tankard, H. J. Belotti & H. J., Welsink, 1995. *Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina*. En: Tankard, A. J., Suárez, S., Welsink, H. J., *Petroleum basin of South America*, AAPG Memoir, N° 62, 1995, págs. 383-402.
22. Warpinski, N. R., y L. W. Teufel, 1987. *Influence of Geologic Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation* (includes associated papers 17011 and 17074). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/13224-PA.
23. Zonenshayn, L.P., L.A. Savostin y A.P. Sedov, 1984. *Global paleogeodynamic reconstructions for the last 160 Million Years*. Geotectonics v. 18(3), págs. 181-195.

Estratigrafía y análisis de facies de la Formación Vaca Muerta en el área de El Trapial

Por **Federico González Tomassini** (UBA), **Diego A. Kietzmann** (UBA y Conicet), **Manuel A. Fantín** y **Luisa C. Crousse** (Chevron Argentina); y **Hernán M. Reijenstein** (Chevron LABU)

Este trabajo ha sido galardonado con la 2ª Mención Compartida del Simposio de Recursos No Convencionales en el IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mendoza, 2014).

La importancia de los análisis estratigráficos, de facies y sedimentológicos para evaluar el potencial de un reservorio no convencional para identificar las zonas más favorables para la prospección y explotación de hidrocarburos.

Los análisis estratigráficos, de facies y sedimentológicos, son métodos de fundamental importancia para evaluar el potencial de un reservorio no convencional. Estos estudios permiten predecir la distribución espacial de facies, identificar las zonas con las propiedades petrofísicas más favorables para la prospección y explotación de hidrocarburos, además de poder estimar con un mayor grado de certeza el volumen de hidrocarburos *in situ* y la óptima terminación de un pozo.

A tal efecto, se trabajó en forma conjunta con sísmica 3D, perfiles de pozo y testigos-corona, los que permitieron el reconocimiento de secuencias sedimentarias transgresivo-regresivas, asociación de facies sedimentarias, microfacies y ambientes de sedimentación del intervalo en cuestión. A su vez, a escala microscópica y mesoscópica, se realizó un estudio pormenorizado de la textura, fábrica, mineralogía y etapas de diagénesis del intervalo de interés prospectable, el cual en la zona de estudio tiene un espesor aproximado de 350 metros. Los estudios de detalle apuntan a una mejor comprensión de la relación entre las distintas litofacies con la porosidad, permeabilidad, fragilidad de la roca y en última instancia su respuesta a la fracturación hidráulica y los caudales de producción de hidrocarburo.

También se efectuó una correlación entre la información de subsuelo y afloramientos de la Formación Vaca Muerta ubicados en las zonas más cercanas al área de estudio. El análisis lito y bioestratigráfico de afloramientos y del subsuelo de la zona de El Trapial permitió ajustar correlaciones y enmarcar al intervalo Tithoniano-Valanginiano dentro de un contexto regional.

Ubicación del área de estudio

El bloque El Trapial se sitúa en los 37° de latitud sur y 69° de longitud oeste, en el noroeste de la provincia del Neuquén, al sur del río Colorado (figura 1). La formación de estudio, dentro del bloque, presenta un espesor de 450 m y profundidades variables entre los 2.300 y 4.000 m desde la cota topográfica (figura 2).

La Formación Vaca Muerta abarca en esta área el intervalo Tithoniano temprano tardío a Valanginiano temprano sobre la base de biozonas de amonoideos, calciesferas y calpionéllidos (Kietzmann 2013b; Aguirre Urreta y Vennari 2013; Kietzmann *et al.* 2014b).

Antecedentes

La Formación Vaca Muerta (Weaver 1931) es una de las unidades litoestratigráficas con mayor extensión areal de la Cuenca Neuquina, reconociéndose desde el sur de la provincia del Neuquén hasta el norte de la provincia de Mendoza y hacia el este, por información de subsuelo, en la provincia de Río Negro.

Se han empleado diversas terminologías para la descripción macroscópica de esta formación, siendo las más utilizadas las de pelita/lutitas, margas y calizas (Weaver 1931; Groeber 1946; Groeber *et al.* 1953; Leanza 1973; Leanza *et al.* 1977; Kietzmann *et al.* 2014a).

Asimismo, en lo referente a los ambientes depositacionales de esta formación, han habido diversas interpre-

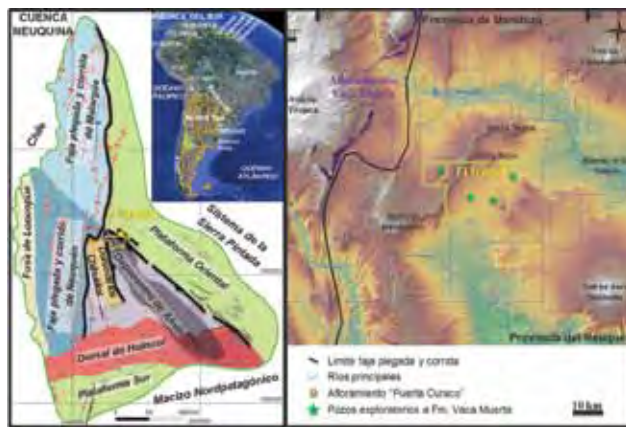


Figura 1. Mapa de ubicación del bloque El Trapial en el contexto regional de la Cuenca Neuquina.

taciones tanto en subsuelo como en afloramientos, y los mismos han sido recopilados recientemente por Leanza *et al.* (2011).

En cuanto al estudio de la estratigrafía secuencial, uno de los trabajos más relevantes en la Cuenca Neuquina es el realizado por Mitchum y Uliana (1985). Estos autores, sobre un análisis sismoestratigráfico y de campo, definieron nueve secuencias depositacionales (A-I) para el intervalo Tithoniano-Valanginiano. En tanto, Legarreta y Gulisano

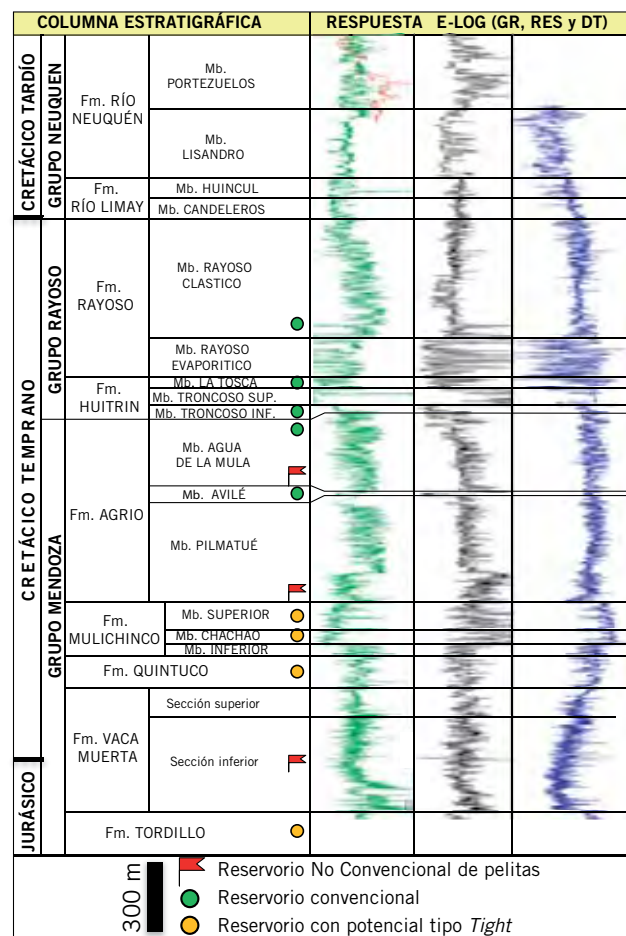


Figura 2. Columna estratigráfica tipo para el área de estudio (modificado de Howell *et al.* 2005).

			FACIES				
			1: rampa externa restringida a cuenca	2: rampa externa	3: offshore zona de transición		
LITOFACIES	alta energía	<i>Packstones</i> intraclásticos laminados	P _i h	R	MR		
		<i>Grainstones</i> intraclásticos laminados	G _i h		S		
		<i>Grainstones</i> bioclasticos	G _b m		S		
		Areniscas con laminación horizontal	Sh			MR	
	baja energía	<i>Bindstones</i> microbianos	B _m l	R			
		<i>Wackestones</i> laminados	W _i h/ W _e h		R		
		<i>Wackestones</i> dolomitizados	W _D			S	
		Margas bioclasticas	Mr _b h	MR	MR		
		Margas laminadas	Mrh	MR	MR		
		Pelitas laminadas	Fl	MR	S	MR	
		Volcaniclasticas	Tobas reemplazadas por carbonatos	T _m /g	R	R	

Figura 3. Tabla de facies y asociaciones de facies para coronas de El Trapial. Referencias: (MR) facies más representativas, (R) facies representativas, (S) facies subordinadas.

(1989) incluyeron estas nueve secuencias dentro de la Mesosecuencia Mendoza Inferior y las denominaron Mi₁ a Mi₉, respectivamente.

Recientemente, Kietzmann *et al.* (2014a,b) dividieron la Formación Vaca Muerta en 15 secuencias depositacionales de alta frecuencia, las que se agrupan en 5 secuencias transgresivos-regresivos (Embry y Johannessen 1992), o secuencias compuestas para afloramientos en el área de Mendoza y norte de Neuquén. Por otro lado, Sales *et al.* (2014) reconocieron por lo menos 12 ciclos transgresivos – regresivos (T-R) en el ámbito del engolfamiento.

Metodología de trabajo y datos disponibles

Con el fin de evaluar el potencial de la Formación Vaca Muerta como reservorio no convencional de hidrocarburos, se perforaron 4 pozos exploratorios en el bloque El Trapial. Durante estas perforaciones, se adquirieron cerca de 120 testigos laterales y 423 metros de coronas, obteniendo así una densa cobertura de la zona de interés que permitiese caracterizarla.

Las características litológicas y texturales, como así también las estructuras sedimentarias, relaciones de contacto y contenido fósil observado en los testigos-corona, permitió definir litofacies, facies sedimentarias y asociaciones de facies. Con este conjunto de datos e interpretaciones, se elaboraron perfiles tipo Selley a escala 1:40 y 1:100. (Marlats *et al.* 2014). También, se realizó un estudio de microfacies en 200 cortes delgados. Para ello, se utilizó el código de litofacies modificado del propuesto por Kietzmann *et al.* (2014a). El mismo consiste en tres letras, en donde la primera indica la textura, la segunda el componente principal (como subíndice), y la tercera la estructura sedimentaria dominante. Las litofacies fueron utilizadas para interpretar procesos; la agrupación de estas define, en esta contribución, facies interpretando subambientes de

deposición, y las asociaciones de facies indican ambientes sedimentarios dominantes.

Además, se realizaron estudios de difracción de rayos X (DRX) sobre roca total en 70 de los cortes antes mencionados. Estos se llevaron a cabo en un mismo laboratorio para resultados consistentes y comparables entre sí.

Para la división de sub-ambientes en rampas carbonáticas se utilizó el esquema propuesto por Burchette y Wright (1992).

La uniformidad de las facies y la clara dificultad para establecer superficies de valor estratigráfico secuencial inequívocas, vuelve complejo el análisis secuencial en las coronas estudiadas y su extrapolación a los perfiles eléctricos. Sin embargo, las superficies de inundación son superficies de fácil identificación y las tendencias en las facies permiten entender el patrón de apilamiento, por lo que en primera instancia se utiliza el modelo de Embry y Johannessen (1992), con el objetivo de subdividir a la Formación Vaca Muerta desde un punto de vista genético.

Análisis de facies en coronas

A partir de descripciones de afloramientos y de coronas se reconocieron 8 microfacies, 12 litofacies subdivididas a su vez en alta energía, baja energía y volcaniclasticas. Las mismas fueron agrupadas en 3 facies y 2 asociaciones de facies dentro del área de estudio (figura 3).

A continuación, se describe cada una de las facies y la interpretación de su ambiente sedimentario. Asimismo, se mencionan y correlacionan algunas facies diagenéticas con las subsiguientes microfacies.

Facies 1: Rampa externa restringida a cuenca

Descripción

La facies 1 consiste de una alternancia de pelitas (Fl) y

margas (Mrh), entre las que se intercalan de manera subordinada *packstones* intraclásticos laminados (Pih), *bindstones* microbianos (Bml) y tobas (Tm/g). La relación pelitas/carbonatos (P/C) es de ~9:1.

Las pelitas (Fl) y margas (Mrh) son laminadas de color negro a gris oscuro, con espesores de 5 a 80 centímetros. Contienen radiolarios, escamas de peces y fragmentos óseos. En forma subordinada aparecen amonites, bivalvos articulados y desarticulados (en ocasiones fragmentados y bioturbados), microcrinoideos y foraminíferos epistomínidos con orientación aleatoria. En estas litofacies se reconocen 2 microfacies. La microfacies 1 (fangolitas intraclásticas) es clasto-sostén, y está constituida por abundantes intraclastos pelíticos tamaño limo grueso a arena fina, junto con clastos de cuarzo, plagioclasa y micas tamaño limo, así como escasas partículas esqueléticas (radiolarios, escamas, bivalvos, microcrinoideos, entre otros). La microfacies 2 (fangolitas con laminación lenticular microbiana) es matriz-sostén, y se caracteriza por la alternancia de láminas microbianas con láminas fango sostén, con terrígenos tamaño limo y partículas esqueléticas similares a la microfacies 1 (figuras 4-A, B y C).

Los *packstones* intraclásticos laminados (Pih) son de color gris oscuro a negro, con espesores de 5 a 30 centímetros. Los límites son netos y planos y la bioturbación está generalmente ausente. Contienen partículas esqueléticas dispersas o como delgadas concentraciones bioclásticas.

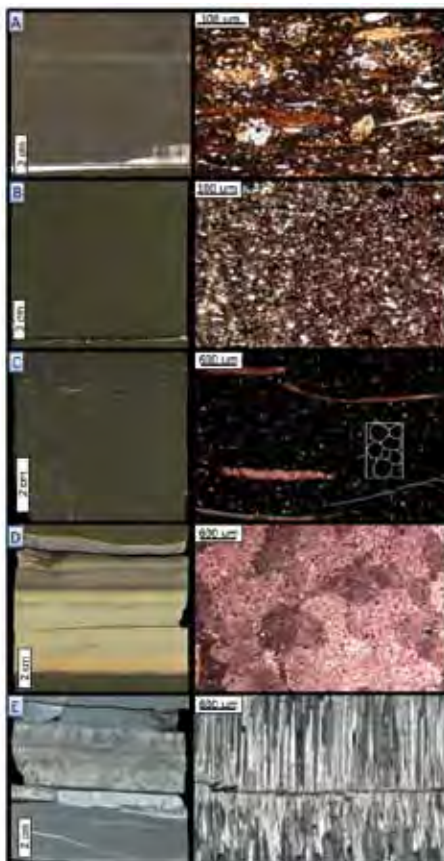


Figura 4. Muestras de mano y cortes delgados de las principales microfacies identificadas en las coronas de la Formación Vaca Muerta. A) Fangolita con fábrica lenticular microbiana, B) Fangolita, C) Fangolita intraclástica (en el recuadro blanco del corte delgado se indican los intraclastos), D) Toba reemplazada por carbonatos, E) calcita fibrosa o "beef".

Los bioclastos incluyen escamas y fragmentos óseos de peces, amonites y pequeños bivalvos. La disposición de los bioclastos es concordante con la laminación. Los bivalvos aparecen articulados o desarticulados, pero bien preservados. Constituyen la microfacies 3 (*packstones* intraclásticos) y contienen abundantes intraclastos micríticos y radiolarios (figura 5-B). La naturaleza micrítica de las partículas lleva a la formación de pseudomatrix carbonática, y macroscópicamente pueden confundirse con *mudstones* y *wackestones* (Kietzmann y Palma 2011).

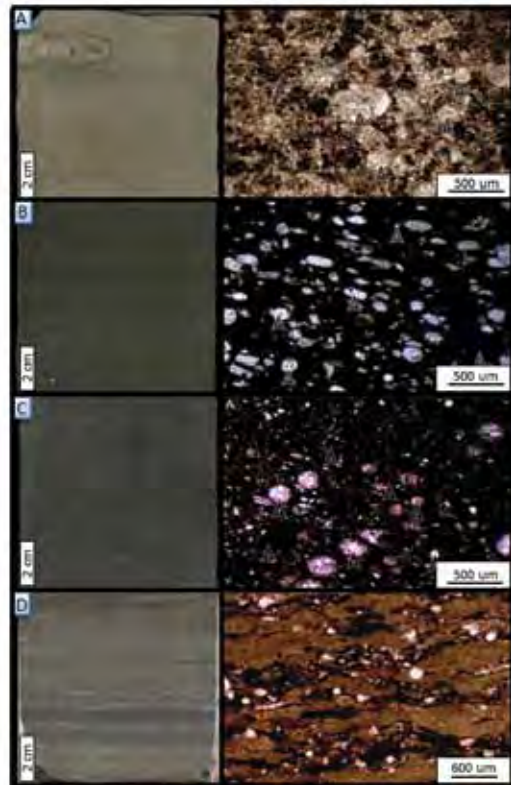


Figura 5. Muestras de mano y cortes delgados de las principales microfacies carbonáticas identificadas en las coronas de la Formación Vaca Muerta. A) Grainstone bioclástico, B) Packstone intraclástico, C) Wackestone, D) Bindstone microbiano.

Los *bindstones* microbianos (Bml) presentan una fina laminación de aspecto irregular, que consiste en la alternancia de láminas micríticas y láminas de calcita granular. Las láminas micríticas contienen radiolarios y foraminíferos epistomínidos. La morfología de crecimiento es laminar. En planta se observan acumulaciones de intraclastos de las mismas láminas microbianas. Contiene amonites, fragmentos aislados de ostreoides, lucínidos y a veces fragmentos óseos. Estos depósitos constituyen la microfacies 4: *bindstones* microbianos (figura 5-D).

Las tobas (Tm/g) están reemplazadas por carbonato de calcio mostrando un aspecto cristalino. Consisten en capas de carbonatos de color gris verdoso a gris parduzco. Presenta contactos netos y planos, comúnmente estructuras de deformación por carga, estructuras tractivas y de escape de fluidos. El espesor varía de 2 a 15 centímetros. A nivel macroscópico y a luz reflejada se identifica un mosaico de cristales de calcita poikilotópica que contienen trizas y/o fragmentos pumíceos, y en muchos casos

bivalvos fragmentados y radiolarios. En menor medida, se reconocieron tobas (Tm/g) alteradas a arcillas. Las mismas corresponden a bancos gris blanquecino de menor potencia que las tobas reemplazadas por carbonato. En muestra de mano son friables y sus contactos son netos y planos. Los depósitos antes descriptos corresponden a la microfacies 5: tobas reemplazadas o alteradas (figura 4-D).

Interpretación

Estas facies son atribuidas a una rampa externa restringida a cuenca, en donde la depositación principal ocurrió por debajo del nivel de olas de tormenta y en condiciones anóxicas (figura 6).

Los procesos de transporte y sedimentación interpretados fueron eventos de tormenta que pusieron en suspensión partículas, procesos de floculación y posterior decantación y productividad de organismos.

La laminación horizontal se desarrolló a partir de la decantación y floculación de partículas en condiciones de baja energía. La deficiencia de oxígeno queda evidenciada por la ausencia de bioturbación y el color negro a gris oscuro en estos depósitos.

La abundancia de intraclastos, la fábrica lenticular microbiana y los bioclastos asociados a las tobas indicarían que la depositación ocurrió a partir de la erosión de zonas más someras debido a la acción de tormentas, con el consiguiente transporte del material sedimentario a zonas más distales de la rampa como flujos de tipo turbidíticos o corrientes de fondo.

Los *bindstones* microbianos sugieren una baja tasa de sedimentación, una muy baja energía y un medio pobremente oxigenado.

Facies 2: Rampa externa

Descripción

La facies 2 está constituida por la intercalación de margas (Mrh, Mrbh) con *packstones* y *grainstones* intraclásticos (Pih, Gih). En forma subordinada, aparecen *grainstones* bioclásticos (Gbm), *wackestones* laminados (Wrh, Weh), tobas reemplazadas (Tm/g) y pelitas grisáceas (Fl). La relación pelitas/carbonatos es ~3:1.

Al igual que en la facies anterior, las margas (Mrh, Mrbh) son laminadas, de color negro a gris oscuro, con espesores de 5 y 40 cm. Contienen amonites, bivalvos articulados y desarticulados, en ocasiones fragmentados, y foraminíferos epistominidos con orientación aleatoria. Estas litofacies contienen las mismas 2 microfacies que en la facies 1: microfacies 1 (fangolitas intraclásticas) y microfacies 2 (fangolitas con laminación lenticular microbiana).

Los *packstones/grainstones* intraclásticos (Pih, Gih) son similares a los de la facies anterior (Microfacies 3: *packstones* intraclásticos), pero aparecen en mayores proporciones y con espesores de 15 a 30 centímetros. Contienen partículas esqueléticas dispersas incluyendo amonites y bivalvos. La disposición de los bivalvos es concordante con la laminación, pudiendo aparecer articulados o desarticulados.

Los *grainstones* bioclásticos (Gbm) se presentan en capas tabulares de 5 a 15 cm de espesor. El límite basal es neto, irregular y erosivo. Consisten en concentraciones

bioclásticas de empaquetamiento denso. Los bioclastos están conformados principalmente por ostreidos, aunque en menor medida aparecen bivalvos recristalizados y amonites. Los bancos son masivos, aunque ocasionalmente presentan gradación inversa. Las valvas aparecen desarticuladas y fragmentadas. La matriz es peloidal y contiene además foraminíferos bentónicos y escasos terrígenos (Microfacies 6: *grainstones* bioclásticos) (figura 5-A).

Los *wackestones* (Wrh, Weh) son tabulares, con contactos netos y planos; tienen espesores de 15 a 35 centímetros. La bioturbación, cuando está presente, contiene *Chondrites* o trazas horizontales mal preservadas (*Thalassinoides?*). También contiene bivalvos y radiolarios recristalizados y abundantes amoniteos. Estos depósitos corresponden a las microfacies 7 (*wackestones* radiolaríticos) y 8 (*wackestones* con *epistomina*).

Las tobas reemplazadas son similares a las de la facies 1 (Microfacies 5: tobas reemplazadas), pero se presentan en bancos de mayor espesor, hasta unos 25 centímetros.

En lo referente a facies diagenéticas, se observan concreciones esféricas a subesféricas carbonáticas de 2 cm a más de 40 centímetros de espesor. Las capas supra y subyacentes suelen aparecer deformadas debido a la compactación diferencial. Es común que contengan pirita o fragmentos bioclásticos en su interior, así como fracturas asociadas. Asimismo, abundan niveles de calcita fibrosa ("beef") de tamaño milimétrico hasta unos 10 cm de potencia. En algunos *beef* de mayor espesor se reconoce porosidad intergranular por disolución, mientras que en los más delgados es frecuente la asociación con concreciones (figura 4-E).

Interpretación

Esta facies y sus asociaciones son interpretadas como un ambiente de rampa externa, donde imperaron en forma alternada períodos de tormenta y buen tiempo (figura 6).

Las margas y pelitas reconocidas sugieren una sedimentación producto de la decantación de material transportado en suspensión o como flujos de tipo turbidíticos.

Los *packstones* intraclásticos y peloidales indicarían sedimentación asociada a procesos de tormentas, mientras que los *wackestones* con epistominas o abundantes radiolarios, y las tobas reemplazadas se podrían asociar a sedimentación a partir de flujos densos o a la acción de corrientes de fondo.

La presencia de concreciones indicaría la recirculación de carbonatos durante períodos de baja tasa de sedimentación y en etapas de diagénesis temprana. En cuanto a la abundancia de *beef*, su presencia estaría asociada a la sobrepresión producto de la generación y expulsión de hidrocarburos (Rodrigues *et al.* 2009).

Facies 3: Offshore – zona de transición

Descripción

La facies 3 está integrada por bancos de pelitas laminadas (Fl) de color gris oscuro con intercalaciones de limos y arenas muy finas laminadas (Sh), de color gris oscuro. Subordinadamente aparecen *wackestones* dolomitizados (WD) y *wackestones* con terrígenos. La relación pelita/arena es de ~6:1.

Las pelitas son laminadas (Fl) de color gris oscuro, contienen escasas escamas de peces y subordinadamente aparecen bivalvos articulados (*Eriphyla* sp.) con orientación aleatoria.

Las limolitas y areniscas están laminadas (Sh). Son de color gris oscuro y no presentan signos de bioturbación a nivel microfacies.

Interpretación

Esta facies pertenecería a depósitos de la zona de *offshore* a transición, con depósitos por debajo del nivel de olas de tormenta (figura 6).

El color oscuro y la laminación horizontal sugieren un depositación por decantación en un ambiente de baja energía y anóxico.

La presencia de limolitas y areniscas laminadas con ausencia de bioturbación sugeriría una depositación producto de la acción de tormentas en áreas adyacentes que promovieron la removilización de material sedimentario como flujos de tipo turbidíticos o corrientes de fondo.

Asociaciones de facies

Asociación de facies A:

Esta asociación incluye a las facies 1 (rampa externa restringida a cuenca) y 2 (rampa externa), y es interpretada como un ambiente de rampa mixta (carbonática - silico-

clástica) con una importante influencia de flujos densos y la acción de corrientes de fondo (figura 6). Su espesor para la zona de El Trapial es de alrededor de 400 metros.

Las tobas reemplazadas y el alto contenido de material volcánico asociado a otras microfacies indicarían actividad del arco volcánico y un sistema con importante cantidad de flujos turbidíticos asociados que queda evidenciado en las facies 1 y 2.

La importante cantidad de concreciones, la evidencia de bioturbación, las microfacies asociadas a sedimentación por decantación, sugieren un ambiente con baja energía sometido periódicamente a la acción de flujos distales.

Asimismo, y siguiendo la propuesta de Rodrigues *et al.* (2009), la existencia de calcita fibrosa o *beef* indicaría en forma indirecta una abundancia de materia orgánica para esta asociación de facies, la cual es concordante con los altos valores de carbono orgánico total (COT) medidos y calculados (Fantín *et al.* 2014).

Asociación de facies B:

Esta asociación de facies solo incluye a la facies 3 según lo que se ha podido analizar en recortes de roca, testigos rotados y comparaciones con las asociaciones de facies realizadas en afloramientos. En base a esto, se la interpreta como parte de una plataforma mixta predominantemente silicoclástica (figura 6).

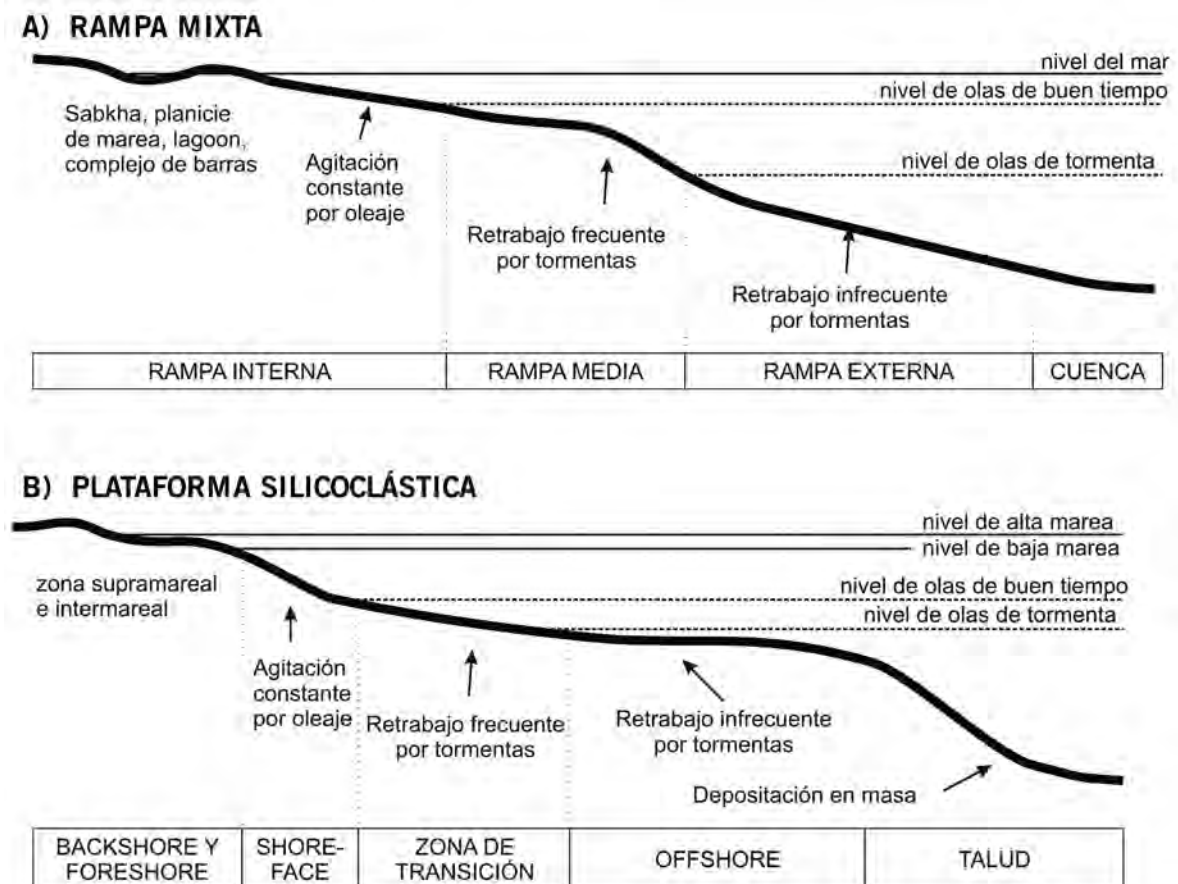


Figura 6. Sección esquemática indicando los subambientes de los dos ambientes sedimentarios interpretados. A) Rampa mixta. B) Plataforma silicoclástica.

En general, esta asociación de facies, representada por un sub-ambiente de *offshore* a zona de transición depositada por debajo del nivel de olas de tormenta, responde a la progradación de facies asignadas a las Formación Quintuco.

Mineralogía y diagramas ternarios

Con el fin de caracterizar y comparar las principales microfacies identificadas en cortes delgados, se realizaron estudios de difracción de rayos X sobre roca total (DRX) en 70 de las 200 muestras descritas. El uso final de estas caracterizaciones es la utilización de perfiles eléctricos especiales (ej.: mineralógicos) como un *proxy* más para la interpretación de facies en donde no se cuenta con testigos-corona.

Siendo un determinado grupo de minerales los más representativos de estas rocas, se procedió a recalcular las muestras al 100% para arcillas, carbonatos y cuarzo, feldespato y plagioclasas (QFP). Finalmente, se graficó un diagrama ternario mostrando las microfacies identificadas en microscopio (figura 7).

Si bien las muestras analizadas arrojan diversos porcentajes de minerales para las mismas microfacies descritas, y los procesos diagenéticos y la abundante presencia de material volcánico modifican la impronta original al realizar el análisis de rayos X sobre roca total, fue posible reconocer agrupaciones de facies sobre estas muestras.

Las microfacies de fangolita con fábrica lenticular microbiana y fangolita intraclástica son las que mayores valores de QFP presentan (promedio 45%); le siguen en abundancia los carbonatos (de 20 a 45%); y, finalmente, las arcillas (de 15 a 35%) representadas por illita e illita-smectita en su mayoría. Algunas de las fangolitas analizadas en microscopio muestran evidencias de neomorfismo a micrita y fracturas rellenas con calcita, lo que eleva notablemente los valores de carbonato total en estas muestras.

Las microfacies 3 (*packstone* intraclástico), 7 y 8 (*wackestone* radiolarítico y con epistominas) presentan altos valores de carbonatos (promedio 48%), seguidos por QFP (promedio 28%) y en menor medida de arcillas (de 10 a 24%). Las muestras que tienen mayores contenidos de

QFP que el promedio, se vinculan a la presencia de niveles de terrígenos intercalados, mayormente plagioclasas, o a relleno de sílice en fracturas.

En lo que respecta a las microfacies 4 (*bindstone* microbiano) y 6 (*grainstones* bioclásticos), las mismas arrojan altos valores de carbonatos (entre 60 y 80%) y moderados a bajos valores de QFP (promedio 18%) y arcillas (promedio 18%). En estas microfacies se observa que uno de los cortes delgados presenta niveles de terrígenos intercalados, los cuales aumentan el contenido de QFP en esta muestra.

Finalmente, las tobas (microfacies 5) exhiben un patrón muy variable dentro del diagrama ternario. El mismo es dependiente de los reemplazos por carbonato, concentraciones de terrígenos o a las alteraciones a arcillas presentes en estas facies.

Análisis estratigráfico

El intervalo Tithoniano – Valanginiano está representado en el ámbito de El Trapial por las formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Mulichinco. La Formación Vaca Muerta se extiende desde el Tithoniano temprano tardío hasta el inicio del Valanginiano temprano (Aguirre-Urreta y Vennari 2013; Kietzmann 2013b) y sobreyace en contacto neto y paraconcordante a los depósitos continentales de la Formación Tordillo. El contacto con la Formación Quintuco es transicional y se interpreta a partir del aumento en la frecuencia y el espesor de niveles de limolitas, de carbonatos y de pelitas grises, lo cual difiere de la homogénea litología de lutitas negras, margas y calizas que caracterizan a la Formación Vaca Muerta. El contacto entre la Formación Quintuco y la Formación Mulichinco es neto, y está marcado por una dislocación de facies con un nuevo salto granulométrico a areniscas grises finas a muy finas.

Estratigrafía secuencial

El análisis estratigráfico secuencial para el área de estudio fue realizado a partir del modelo propuesto por Embry y Johannessen (1992), con el objetivo de subdividir a la Formación Vaca Muerta desde un punto de vista genético. En dicho modelo, la secuencia está compuesta por 2 cortejos sedimentarios, uno regresivo y otro transgresivo, mientras que el límite de secuencia lo ubican en el inicio del ciclo transgresivo, o dicho de otra manera, en la superficie de inundación. El temperamento adoptado se cree el más apropiado para la zona de estudio debido a que se encuentra en una posición distal de la cuenca donde las superficies erosivas son escasas y difíciles de reconocer en afloramiento y/o corona. Mientras que, las superficies de inundación que limitan ciclos de diferentes escalas son fácilmente reconocibles en testigo coronas.

Para definir estos cortejos sedimentarios, se valió de la identificación de parasecuencias de pequeña y mediana escala en coronas, las facies antes mencionadas con sus tendencias, la composición mineralógica, y posteriormente se compararon con los perfiles eléctricos registrados en los pozos exploratorios (figura 8). Cabe destacar que la respuesta de estos últimos perfiles se agruparon en 8 electrofacies siguiendo la metodología de análisis de *clusters* (*cluster analysis*), los cuales fueron también utilizados para reconocer cambios verticales recurrentes dentro del

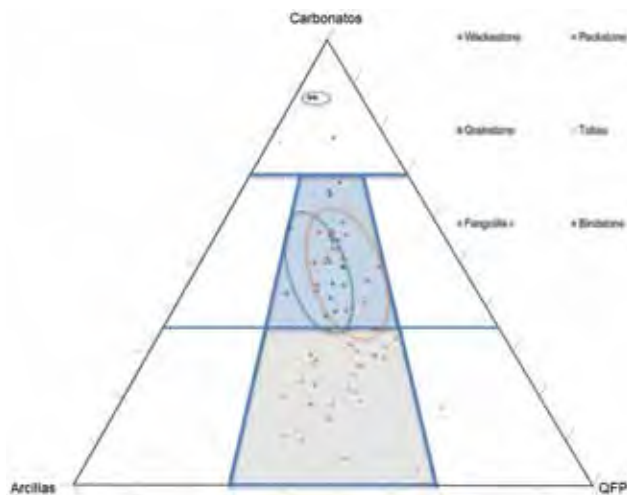


Figura 7. Diagrama ternario carbonatos –arcillas– cuarzo, feldespato y plagioclasas (QFP), en donde se indican las microfacies identificadas y las agrupaciones propuestas sobre 70 muestras analizadas. El óvalo verde agrupa wackestones, el naranja packstones y el azul grainstones.

intervalo de la Formación Vaca Muerta (Cuervo *et al.* 2014; Fantín *et al.* 2014), y así incluidos en este análisis.

Además, se tuvo en consideración las variaciones del contenido de materia orgánica, carbonato de calcio y elementos terrígenos, todos datos que proceden del análisis de perfiles eléctricos como de laboratorio. Según las observaciones hechas en afloramientos del sector sur-mendocino de la Cuenca Neuquina por Kietzmann *et al.* (2014a), y los estudios de subsuelo realizados en el presente trabajo, se nota un incremento de terrígenos (cuarzo, plagioclasas y fragmentos líticos), al comienzo del cortejo sedimentario transgresivo, y un pico de contenido de materia orgánica cerca de la superficie de máxima inundación, mientras que el contenido de carbonato de calcio se incrementa en la parte regresiva del ciclo y decrece en el transgresivo.

Estas secuencias fueron correlacionadas lito y bioestratigráficamente con las identificadas en superficie por Kietzmann *et al.* (2014a y b) en el sector norte de la Cuenca Neuquina. En efecto, la identificación taxonómica de 90 muestras de amonites encontrados en las coronas de los pozos perforados en el área de El Trapial permitió identificar la asociación de biozonas, de acuerdo al esquema bioestratigráfico propuesto para la Cuenca Neuquina para el intervalo Tithoniano-Valanginiano (Aguirre-Urreta y Vennari 2013). Adicionalmente, el estudio taxonómico de microfósiles calcáreos de los grupos de calciesferas y calpionéllidos observados en láminas delgadas de las coronas, testigos laterales y recortes de perforación, permitió refinar aún más la datación bioestratigráfica.

Finalmente, estos estudios permitieron definir informalmente 5 secuencias transgresivo-regresivas dentro del intervalo Quintuco-Vaca Muerta para el área de estudio. También fueron reconocidas en coronas y perfiles eléctricos secuencias de menor orden, denominadas secuencias depositacionales de alta frecuencia. Los resultados preliminares muestran 16 secuencias depositacionales de alta frecuencia en los pozos de El Trapial.

Las cinco secuencias transgresivo-regresivas antes mencionadas fueron denominadas como Tannat, Cabernet, Malbec, Bonarda-Sirah y Torrontés-Quintuco (figuras 8 y 9). A continuación, se destacan los rasgos y características observadas en el subsuelo del área El Trapial, sus interpretaciones y su correlación con los afloramientos de la zona de Chos Malal. La caracterización y respuestas en registros eléctricos y sísmica son descriptas en otro trabajo por Fantín *et al.* (2014).

Secuencia Tannat:

Este intervalo presenta aproximadamente 40 metros de potencia, los cuales se mantienen casi constantes a través de toda el área de El Trapial. Los primeros 4 metros corresponden a la parte basal de la Formación Vaca Muerta. Se trata de bancos con un alto contenido en carbonatos, que de acuerdo a la correlación con afloramientos cercanos corresponderían a *bindstones* microbianos asociados a facies de rampa externa (facies 2). En forma progresiva, el sistema se profundiza evolucionando a facies de rampa externa restringida a cuenca (facies 1) en el denominado Tannat medio.

Entre el Tannat medio y el superior se observa un aumento en la cantidad de concreciones, fósiles y niveles de tobas, los cuales disminuyen hacia el final de este ciclo. La

sección superior de este intervalo muestra un incremento de las facies carbonáticas, hecho que sugiere nuevamente la instalación de un medio de rampa externa (facies 2).

De acuerdo a las biozonas observadas en coronas, esta secuencia se encuentra entre la zona de *Pseudolissoceras zitelli* a la parte basal de la zona de *Windhauseniceas internispinosum* (Aguirre-Urreta y Vennari 2013). Si bien no se poseen coronas de los primeros 5 metros de la formación, probablemente el ciclo se inicie en la zona de *Virgatosphinctes mendozanus*, tal como sucede prácticamente en toda la cuenca. Dentro de las biozonas de calciesferas, este ciclo abarca las zonas de *Malmica* a la parte media de *Tenuis*. Así descripto, el ciclo Tannat comprende al intervalo Tithoniano temprano tardío a Tithoniano medio.

Secuencia Cabernet:

La segunda secuencia transgresivo-regresiva tiene cerca de 60 metros de espesor y, al igual que el intervalo anterior, no muestra variaciones laterales de importancia. Los primeros 15 metros del Cabernet inferior muestran un aumento en cuarzo y arcillas y una merma en el contenido de carbonatos. El predominio de litofacies de margas y pelitas permite caracterizar a la misma como rampa externa restringida a cuenca (facies 1). En forma progresiva, las facies descriptas precedentemente se somerizan pasando a depósitos de rampa externa (facies 2), en donde los contenidos relativos de arcilla disminuyen notablemente, baja la relación pelita/carbonato y se observa la aparición de abundantes niveles de tobas, estructuras de escape de fluidos, evidencias de bioturbación y concreciones de diversos tamaños.

El Cabernet superior presenta bajo contenido de carbonatos, altos valores de terrígenos, uno de los contenidos más altos de carbono orgánico total para el intervalo y aumento en la porosidad total y la permeabilidad de matriz. Asimismo, esta sección es fácil de identificar en perfiles de pozo a lo largo de todo El Trapial. Este intervalo presenta una dualidad en su asignación a un subambiente. En primera instancia, se cree que el aumento de terrígenos es relativo y podría asociarse a una interrupción de la fábrica carbonática. Si bien la imposibilidad de reconocer estratificaciones entrecruzada *hummocky* (HCS), como estructura diagnóstica para una zona con influencia de olas de tormenta, se interpreta a este intervalo como facies de rampa externa (facies 2) proximal hacia facies de rampa media distal.

Este intervalo abarca las biozonas de *Windhauseniceas internispinosum* y se extiende hasta la base de la zona de *Substeueroceras koeneni* (Aguirre-Urreta y Vennari 2013). También se remarca, como de importante valor estratigráfico, la presencia de microcrinoideos observados en corte delgado, que incluyen *Saccocoma sp.*, indicando una edad tithoniana, y *Roveacrinidae gen. et sp. indet.*, que son típicamente cretácicos (Kietzmann y Palma 2009). En cuanto a las calciesferas del ciclo Cabernet, se encuentran dentro de la biozona de *Tenuis* a la base de la zona de *Proxima* y los calpionéllidos corresponderían a la zona de *Chitinoidella* a *Crassicollaria*. Este ciclo abarca principalmente el Tithoniano tardío.

Secuencia Malbec:

El Malbec es el que mayor variabilidad de espesores presenta a lo largo del área de estudio, excepto los primeros 40 metros. El Malbec inferior está representado nuevamente

Análisis Sedimentológico			Análisis Estratigráfico		
Asociaciones de facies	Facies	Litofacies	Unidades estratigráficas	Facies correlacionadas	Secuencias transgresivo-regresivas
B: Plataforma mixta predominantemente silicoclástica	3: Offshore zona de transición	pelita/arena ~6:1	Fm. Quintuco	3	5. Torrontés y Fm. Quintuco
			Torrontés superior	3	
			Torrontés inferior	1 a 3 distal	
A: Rampa mixta (carbonática-silicoclástica)	2: Rampa externa	pelita/carbonatos ~3:1	Sirah	2 proximal	4. Bonarda y Sirah
			Bonarda superior	2	
			Bonarda inferior	1 a 2	
			Malbec superior	2	3. Malbec
	Malbec inferior	1			
	1: Rampa externa restringida a cuenca	pelita/carbonatos ~9:1	Cabernet superior	2 a 2 proximal	2. Cabernet
			Cabernet inferior	1	
			Tannat superior	1 a 2	1. Tannat
			Tannat medio	1	
	Tannat inferior	2			

Figura 8. Resumen del análisis sedimentológico propuesto y su relación con el análisis estratigráfico secuencial interpretado para el área de El Trapial.

por abundantes margas y pelitas y en menor medida por carbonatos. En los primeros metros de esta sección se han descripto *bindstones* microbianos, por lo que se caracteriza a los mismos como facies de rampa externa (facies 2), las que progresivamente pasan a facies de rampa externa restringida a cuenca (facies 1).

La sección superior presenta un espesor que varía entre los 100 y 130 metros a lo largo de El Trapial. En general, es rica en terrígenos y niveles con materia orgánica. Asimismo, el contenido de carbonatos aumenta considerablemente hacia el techo de este ciclo. Esta sección presenta abundantes niveles de calcita fibrosa ("beef") entre el pase del Malbec inferior al superior. También se observa un aumento en la presencia de fósiles, representados por radiolarios, bivalvos desarticulados y gastrópodos. Se interpreta a esta sección como facies de rampa externa (facies 2).

Bioestratigráficamente, esta secuencia se encuentra entre las biozonas de *Substeueroceras koeneni* y *Spiticeras damesi* (Aguirre-Urreta y Vennari 2013). En cuanto a las biozonas de calciesferas y calpionéllidos, el ciclo Malbec se encuentra entre las zonas de *Proxima* a *Wanneri* y la de *Calpionella* a *Calpionellopsis*. Estas biozonas se encuentran entre el Tithoniano superior alto al Berriasiano superior.

Secuencia Bonarda-Sirah:

La cuarta secuencia transgresivo-regresiva está compuesta por dos partes distintivas según la respuesta de los perfiles eléctricos, por lo que se lo ha dividido en dos nombres informales distintos.

Bonarda presenta un espesor de 80 metros y es continuo lateralmente. En este intervalo se intercalan las fangolitas intraclásticas y con fábrica lenticular microbiana con los *wackestones* radiolaríticos y *packstones* intraclásticos. En la sección inferior se reconocen niveles de tobas que hacia la parte superior presentan mayor potencia y muestran evidencias de bioturbación y/o calcos de carga. En este ci-

clo es muy bajo el contenido de niveles de calcita fibrosa ("beef"), y los pocos observados muestran un desarrollo menor al centímetro. Esta sección se interpreta como facies de rampa externa (facies 2), con algunas evidencias de rampa externa restringida a cuenca (facies 1).

La sección superior corresponde a Sirah, y presenta una potencia variable en el área de estudio de 25 a 40 metros en sentido este-oeste. Si bien solo se obtuvieron unos pocos metros de corona para este intervalo, el estudio de 7 cortes delgados y el análisis de rayos X muestran a esta sección con altos valores de carbonatos y predominio de microfacies 7 (*wackestones* radiolaríticos) y 3 (*packstones* intraclásticos). En base a estos datos, se interpreta a esta sección como facies de rampa externa (facies 2) proximal a posible facies de rampa media.

En lo que respecta al estudio de amonoideos, se extiende desde la biozona de *Spiticeras damesi* a la de *Neocomites wichmanni* (Aguirre-Urreta y Vennari 2013). En cuanto a las calciesferas y calpionéllidos identificados, este ciclo se comprende entre la biozona de *Wanneri* a *Vogleri* y de la biozona media de *Calpionellopsis* a *Calpionellites*. En base a lo antes mencionado, esta secuencia abarcaría el Berriasiano superior alto a Valanginiano inferior.

Secuencia Torrontés-Quintuco:

La última secuencia transgresivo-regresiva corresponde a la sección superior de la Formación Vaca Muerta y a la Formación Quintuco. La potencia de este intervalo es muy variable, desde unos 160 metros en el noreste hasta más de 260 metros hacia el oeste.

Los testigos laterales, los recortes de perforación, los perfiles de pozo y su correlación con afloramientos permiten caracterizar a este intervalo como rico en arcillas y terrígenos, con bajos contenidos de materia orgánica y principalmente litofacies de pelitas laminadas y subordinadamente areniscas y limolitas laminadas. Se interpreta a

este intervalo como facies de *offshore* a zona de transición (facies 3).

El estudio de calciesferas y calpionélidos en cortes delgados permite incorporar a esta secuencia en las biozonas de *Conferta* a *Echinata* y *Calpionellites* a *Tintinnopsella*. Aunque en la Cuenca Neuquina aún no han podido ser establecidas con exactitud, estas biozonas son asignadas a la base del Valanginiano inferior al Hauteriviano inferior para la zona del Tethys (Borza 1969; Lakova *et al.* 1999).

Comparación subsuelo-afloramiento

Si bien existen limitaciones en el estudio de facies y secuencias depositacionales en coronas, los resultados de este estudio son comparables con información de afloramiento. Los afloramientos más cercanos al área de El Trapial se encuentran en una faja al pie del Volcán Tromen, en el área conocida como Yesera del Tromen. A su vez, el hecho de contar con un sólido armazón bioestratigráfico, producto de la identificación de amonites y microfósiles, material procedente en gran medida de los testigos-corona

perforados, permitió una comparación crítica con afloramientos ubicados en las cercanías de Chos Malal, particularmente el perfil de Puerta Curaco (figura 9).

Kietzmann *et al.* (este congreso), han estudiado dos secciones clásicas de este sector, que incluyen la sección Yesera del Tromen y Puerta Curaco, donde reconocieron litofacies similares a las de El Trapial, que fueron agrupadas en 6 facies y 2 asociaciones de facies. La asociación de facies 1, que corresponde esencialmente a la Formación Vaca Muerta, contiene facies de cuenca a rampa media distal de un sistema de rampa carbonática. Mientras que la asociación de facies 2, está contenida dentro de la Formación Quintuco e incluye facies de *offshore* a *shoreface* inferior, dentro de un sistema de plataforma mixta.

Las facies presentes en el área de El Trapial parecen ser algo más profundas que las reconocidas en afloramiento, dado que estas no alcanzarían el sector de rampa media. Sin embargo, es importante remarcar que las estructuras entrecruzadas *hummocky* son extremadamente difíciles de reconocer en coronas debido a la limitación de observación lateral. Asimismo, los depósitos de la Formación Vaca Muerta

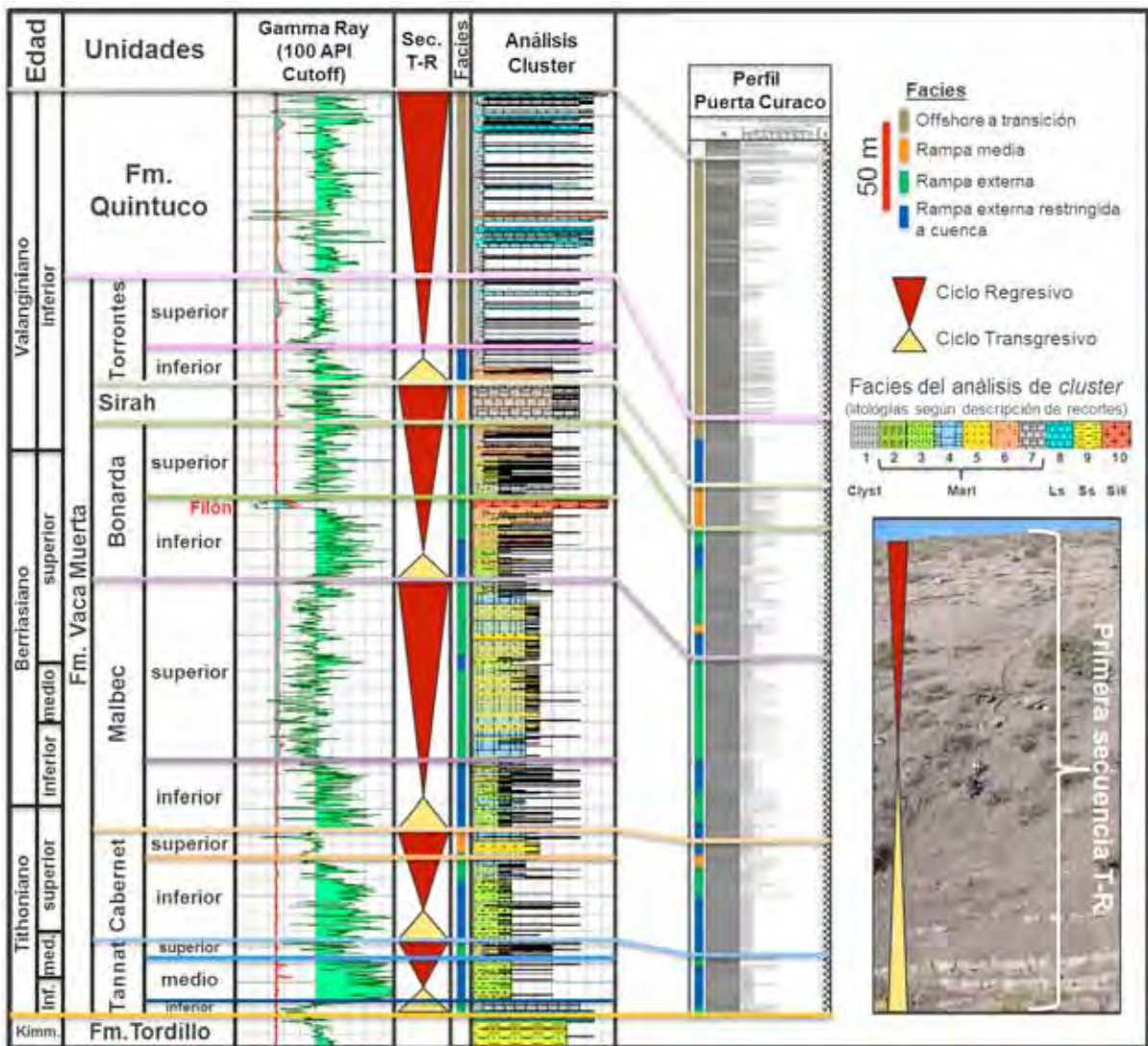


Figura 9. Comparación de secuencias transgresivo-regresivas (T-R), interpretadas en los pozos de El Trapial y las asociaciones de facies y ciclos observados en el perfil Puerta Curaco.

representan un sistema de baja energía, donde la rampa media es un sector del sistema poco representado y claramente transicional con la rampa externa. En efecto, la única diferencia entre estos dos subambientes está relacionada con la frecuencia con la que las tormentas interactúan con el fondo marino (Burchette y Wright 1992). La profundización hacia el área de El Trapial muy probablemente esté controlada por la paleotopografía previa a la depositación de esta unidad, donde el Dorso de los Chihuidos y los sistemas extensionales jurásicos deben haber ejercido un control de primer orden en la distribución de las facies sedimentarias.

Por otro lado, desde el punto de vista estratigráfico secuencial en El Trapial, y como fue descrito, se reconocieron cinco secuencias transgresivo-regresivas, que contienen secuencias depositacionales de alta frecuencia. Estas secuencias son consistentes en edad con las observaciones realizadas por Kietzmann *et al.* (2014a), en el sector surmendocino de la cuenca, así como por Kietzmann *et al.* (este congreso), en el sector de la Faja Plegada y Corrida del Agrio. Al igual que en afloramiento, se observa un enriquecimiento en cuarzo y arcillas en los cortejos transgresivos, y un incremento en el contenido de carbonatos en los cortejos de mar alto, por lo que la subdivisión genética de estos intervalos dentro de la Formación Vaca Muerta es fundamental para reconocer los potenciales reservorios.

Impacto de la estratigrafía en reservorios no convencionales

Los análisis de facies a distintas escalas de trabajo, desde testigos-corona hasta cortes delgados, como así también la aplicación de criterios de estratigrafía secuencial mediante el uso de perfiles eléctricos, sísmica y testigos-corona, han demostrado ser herramientas de gran valor al momento de caracterizar y profundizar en el conocimiento de un reservorio no convencional.

Del análisis de facies efectuado, se destaca la presencia y abundancia de las microfacies 1, 2 y 3 (fangolitas intraclásticas, con fábrica lenticular microbiana y *packstones* intraclásticos). La abundancia de clastos e intraclastos tamaño limo grueso a arena fina en estas microfacies, impactan en las características reológicas de la formación. Los estudios de laboratorio, realizados en las coronas de El Trapial, indican *a priori* que estas microfacies son las que mayores valores de porosidad presentan.

También impactan en la calidad del reservorio y la fragilidad de la roca la abundancia de partículas volcánicas y la fuerte impronta de los procesos post-depositacionales. Dentro de estos procesos se destaca en el área de estudio la frecuente cantidad de niveles tobáceos, tanto reemplazados a calcita como alterados a arcillas, concreciones de diversos tamaños y niveles de calcita fibrosa (“beef”).

El análisis de facies permitió identificar dos ambientes sedimentarios predominantes: una rampa mixta y una plataforma mixta a silicoclástica. Estas dos secciones fueron reconocidas en una primera fase mediante el estudio de la configuración de los reflectores sísmicos. La sección superior, correspondiente a la quinta secuencia transgresivo-regresiva denominada como Torrontés-Quintuco, se interpreta en El Trapial como facies de *offshore* a transición con bajo potencial como reservorio no convencional, tanto por su litología como por el bajo contenido de materia

orgánica. Las restantes secuencias, con mayor o menor potencial, presentan las condiciones básicas necesarias para ser consideradas y evaluadas como reservorios no convencionales. *A priori*, las facies de rampa externa para el área de El Trapial presentan buena relación y distribución entre el carbonato y las pelitas, adecuados valores de carbono orgánico total y de porosidad.

Conclusiones

Se reconocieron para el área de estudio litofacies y microfacies dominantes, que fueron agrupadas en facies sedimentarias, las que permitieron definir dos ambientes sedimentarios principales. Asimismo, se agruparon las distintas microfacies estudiadas según sus contenidos de minerales principales. Estos estudios permitieron entender las variaciones verticales y laterales de la Formación Vaca Muerta, tanto en subsuelo como en afloramiento, sustanciales para predecir zonas más favorables para la prospección y explotación de hidrocarburos.

En base al análisis estratigráfico secuencial, se reconocieron 5 secuencias transgresivo-regresivas (Embry y Johannessen 1992). En el cortejo sedimentario transgresivo, representado por un sistema de rampa mixta, se observa un incremento de terrígenos, dominando facies de pelitas/margas, y, comparativamente, valores más altos del carbono orgánico total (COT), hacia la superficie de máxima inundación. Mientras que durante el cortejo sedimentario regresivo el contenido de carbonatos se incrementa. Para el sistema de plataforma mixta a silicoclástica, esta relación se invierte. Se observa en la última secuencia transgresivo-regresiva, que durante el estadio transgresivo hay un incremento de facies carbonáticas, que luego del intervalo Torrontés inferior desciende considerablemente a expensas de un aumento en las facies pelíticas y de disminución de la materia orgánica.

Finalmente, se observa que las facies de rampa externa en las secuencias regresivas de la rampa mixta presentan, para el área de El Trapial, un buen potencial como reservorio no convencional. ■

Agradecimientos

Los autores agradecen a Chevron Argentina y al IFC por la autorización para publicar los resultados aquí exhibidos. A los revisores Gustavo Vergani y Daniel Dellapé por sus correcciones, comentarios y sugerencias. A Rubén González, Marcelo Limeres, Sergio Cuervo y María Dolores Vallejo, quienes con sus observaciones contribuyeron a mejorar el presente trabajo.

Federico González Tomassini: Departamento de Ciencias Geológicas, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires.

Diego A. Kietzmann: Departamento de Ciencias Geológicas, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires e Instituto de Estudios Andinos Don Pablo Groeber (IDEAN) – CONICET.

Manuel A. Fantín y Luisa C. Crousse: Chevron Argentina SRL.

Hernán M. Reijenstein: Chevron Latin America Business Unit.

Referencias

1. Aguirre-Urreta, M.B. y V.V. Vennari, 2013, "Amonites y bioestratigrafía de la Formación Vaca Muerta en tres pozos de El Trapial (ETxp-2001, ETxp-2002 y ETxp-2006)". Informe inédito.
2. Borza, K., 1969, *Die Mikrofazies und Mikrofossilien des Oberjuras und der Unterkreide der Klippenzone der Westcarpaten*. Slovak Academy of Sciences 302, 299 p., Bratislava.
3. Burchette, T.P. y Wright, V.P., 1992. *Carbonate ramp depositional systems*. Sedimentary Geology 79, 3–57.
4. Cuervo, S., D. Vallejo y L.Crousse, 2014, Caracterización integrada petrofísica y geomecánica de la Formación Vaca Muerta en el área de El Trapial. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG. Mendoza, Argentina.
5. Embry, A.F. y E.P. Johannessen, 1992, *T-R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic-Lower Jurassic succession, western Sverdrup Basin, Arctic Canada*. En: Vorren, T.O., Bergsager, E., Dahl-Stamnes, O.A., Holter, E., Johansen, B., Lie, E., Lund, T.B. (Eds.), *Arctic Geology and Petroleum Potential*. Norwegian Petroleum Society, Special Publication 2, pp. 121–146.
6. Fantín, M., L. Crousse, S. Cuervo, D. Vallejo, F. Gonzalez Tomassini, H. Reijenstein y C.J. Lipinsky, 2014, *Vaca Muerta Stratigraphy in Central Neuquén Basin: Impact on emergent unconventional project*. Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, Estados Unidos.
7. Fantín, M. y R. González, 2014, Primeros Pasos en la Evaluación de Vaca Muerta como Reservorio No-Convencional en el Bloque El Trapial. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG. Mendoza, Argentina.
8. Groeber, P., 1946, Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70. Hoja Chos Malal, Revista de la Asociación Geológica Argentina 1, 178–208.
9. Groeber, P., P.N. Stipanovic y A. Mingramm, 1953, Geografía de la República Argentina. Sociedad Argentina de Estudios Geográficos GAEA 2.
10. Gulisano, C., R. Gutierrez Pleimling y R.E. Digregorio, 1984, Análisis estratigráfico del intervalo Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Mulichinco) en el suroeste de la provincia del Neuquén. 9º Congreso Geológico Argentino, Actas 1: 221-235, Bariloche.
11. Howell, J. A., E. Schwarz, L. A. Spalletti y G.D. Veiga, 2005, *The Neuquén Basin: an overview*, en Veiga, G. D., Spalletti, L. A., Howell, J. A., y Schwarz, E., eds., *The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics*, Geological Society of London, London, Special Publications, v. 252, p. 1-14.
12. Kietzmann, D.A. 2013a, Estudio Estratigráfico secuencial de la Formación Vaca Muerta en el yacimiento El Trapial. Informe inédito.
13. Kietzmann, D.A. 2013b, Estudio bioestratigráfico integrado basado en calciesferas y calpionéllidos, Formación Vaca Muerta, Pozos ETxp-2001, ETxp-2002, ETxp-2003 y ETxp-2006. Informe inédito.
14. Kietzmann, D.A. y R.M. Palma, 2009, "Microcrinoideos sacocómidos en el Tithoniano de la Cuenca Neuquina. ¿Una presencia inesperada fuera de la región del Tethys?" *Ameghiniana* 46, 695–700.
15. Kietzmann, D.A. y R.M. Palma, 2011, "Las tempestitas peloidales de la Formación Vaca Muerta (Tithoniano-Valanginiano) en el sector surmendocino de la Cuenca Neuquina, Argentina". *Latin American Journal of Sedimentology and Basin Analysis* 18(2): 121-149.
16. Kietzmann, D.A., R.M. Palma, A.C. Riccardi, J. Martín-Chivelet y J. López-Gómez, 2014a, *Sedimentology and sequence stratigraphy of a Tithonian - Valanginian carbonate ramp (Vaca Muerta Formation): A misunderstood exceptional source rock in the Southern Mendoza area of the Neuquén Basin, Argentina*. Sedimentary Geology 302: 64-86.
17. Kietzmann, D.A., A.L. Ambrosio, J. Suriano, M.S. Alonso, V.V. Vennari, M.B. Aguirre-Urreta, G. Depine y D. Repol, 2014b, Análisis sedimentológico y estratigráfico secuencial de las Formaciones Vaca Muerta y Quintuco en el área de Chos Malal, Cuenca Neuquina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza.
18. Lakova, I., K. Stoykova y D. Ivanova, 1999, *Calpionellid, nannofossil and calcareous dinocyst bioevents and integrated biochronology of the Tithonian to Valanginian in the Western Balkanides, Bulgaria*. *Geologica Carpathica* 50: 151-158.
19. Leanza, H.A., 1973, "Estudio sobre los cambios faciales de los estratos limítrofes Jurásico-Cretácicos entre Loncopué y Picun Leufú, Provincia del Neuquén, República Argentina". *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 28, 97–132.
20. Leanza, H.A., H.G. Marchese y J.C. Riggi, 1977, Estratigrafía del Grupo Mendoza con especial referencia a la Formación Vaca Muerta entre los Paralelos 35º y 40º S. Cuenca Neuquina-Mendocina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 32, 190–208.
21. Leanza, H. A., F. Sattler, R. Martínez y O. Carbone, 2011, "La Formación Vaca Muerta y Equivalentes (Jurásico Tardío - Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina". En: Leanza, H.A., Arregui, C., Carbone, O., Daniela, J.C., Vallés, J.M. (Eds.), *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén*, Neuquén, 113–129.
22. Legarreta, L. y C.A. Gulisano, 1989, "Análisis estratigráfico de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior-Terciario Inferior)". En Chebli, G.A. y Spalletti, L.A. (eds.), *Cuencas Sedimentarias Argentinas*. Simposio Cuencas Sedimentarias Argentinas, Serie Correlación Geológica 6: 221-243, Tucumán.
23. Marlats, A., L. Tórtora y M.L. Rodríguez Schelotto, 2014, *Sedimentologic Study of the Vaca Muerta Formation in The El Trapial field*. Informe inédito.
24. Mitchum, R.M. y M. Uliana, 1985, *Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Upper Jurassic-Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina*. En Berg, B.R. y Woolverton, D.G. (eds.) *Seismic Stratigraphy 2. An integrated approach to hydrocarbon analysis*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 39: 255-83, Tulsa.
25. Rodríguez, N., P.R. Cobbold, H. Løseth y G.Ruffet, 2009, *Widespread bedding-parallel veins of fibrous calcite ("beef") in a mature source rock (Vaca Muerta Fm, Neuquén Basin, Argentina): evidence for overpressure and horizontal compression*. *Journal Geological Society*, London, 166 (4), 695-709, doi 10.1144/0016-76492008-111.
26. Sales, T., A. Giusiano, N. Gutiérrez Schimdt, J. Alonso y O. Muñoz, 2014, Análisis estratigráfico secuencial para la evaluación de reservorios tipo *shale* de la Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina, Argentina. En: Actas del XIX Congreso Geológico Argentino (Eds. Martino, Lira, Guerreschi, Baldo, Franzese, Krohling, Manassero, Ortega, Pinotti.), p. 623-624. Córdoba, Argentina.
27. Weaver, C., 1931, *Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina*. Memoir University of Washington 1, 469 p., Seattle.



Más allá de la sala de control

Por **Jonas Berge**, Emerson Process Management

Este trabajo explica cómo se puede integrar la información captada por los sensores inalámbricos al resto de la industria, con el fin de dar soporte al personal de la planta, más allá de la sala de control.

En la industria del petróleo y del gas, la instrumentación actual ha facilitado mediciones de procesos críticos cada vez mejores para un control seguro de las plantas de producción. Numerosas plantas ya están siendo modernizadas con una segunda capa de automatización, para conseguir una visión más completa de los procesos, con el fin de llegar a ser plantas inteligentes.

Así se desprende del artículo “*Second Layer of Automation*”, publicado en la edición marzo-abril 2014 de *Control Engineering Asia*.



En suma, se cuenta cómo a través del desarrollo de un gran número de sensores inalámbricos, muchos de los cuales no son invasivos, para cubrir mediciones faltantes, se ha logrado que las plantas sean más confiables, más amigables con el medio ambiente, que consuman energía más eficientemente y sean un lugar más seguro para trabajar.

Algunas de esas mediciones, obtenidas por medio de una visión más completa del proceso, llegan a los operadores en la sala de control con el fin de incrementar la conciencia si-

tucional; sin embargo, la mayoría de la información es enviada al personal más allá de la sala de control, pues es dirigida a las oficinas de las divisiones responsables de la confiabilidad y mantenimiento, eficiencia energética y salud, seguridad y medio ambiente (*HS&E* en inglés).

Integración del software operacional de la planta

El *gateway* de la red del sensor inalámbrico se puede integrar a otros sistemas múltiples al mismo tiempo. De-

bido a esto, los transmisores inalámbricos en la misma red pueden enviar los datos tanto al sistema de control como a un segundo sistema independiente; por ejemplo, a aplicaciones de *software* como el Asset Management System (AMS), o a un *software* operacional de la planta (conocido como *historian* en inglés). Las aplicaciones AMS se pueden integrar utilizando el protocolo Modbus/RTU en vez del RS485, o el protocolo Modbus/TCP en lugar de Ethernet. En muchas compañías, se elige el protocolo Modbus/RTU para una integración al DCS (Sistema de control distribuido), con el fin de evitar preocupaciones relacionadas con la ciberseguridad al utilizar un protocolo TCP/IP proveniente del departamento de IT.

El *software* operacional de la planta, también conocido como *Plant Information Management System (PIMS)*, se integra a redes de sensores inalámbricos múltiples en todas las áreas de la planta, así como al sistema de control, sistema de seguridad, sistema de medición y unidades de paquetes, así como a otros sistemas provenientes de diferentes fabricantes para recolectar la información de todas estas fuentes. Debido a que el *gateway* inalámbrico soporta el protocolo OPC por medio de un proxy, los datos del sensor se pueden integrar a casi cualquier *software* operacional de la planta de cualquier fabricante, viejo o nuevo, ya que la mayoría, si no es que todos los *softwares* operacionales de la plantas, soportan OPC. Por esta razón, es posible modernizar las plantas con una tecnología que permita una visión más completa de los procesos. El *software* operacional de la planta se selecciona usualmente independiente al DCS, porque dicho *software* se utiliza para todas las funciones de la planta. El *software* operacional puede dar soporte a plantas múltiples que compañías multinacionales tienen alrededor del mundo, y que a la vez tienen un sistema de control diferente, de muchas generaciones inclusive. Las compañías globales pueden tener acceso a nivel comercial a los datos de cada sistema de control en cada planta alrededor del mundo por medio del *software* operacional que se ajusta por zona horaria, con el fin de comparar el desempeño de las plantas, identificando de esta forma métodos de mejores prácticas.



Los datos del *software* operacional de la planta llegan a cada jugador del equipo para lograr una conciencia situacional adecuada.

Muchos tipos de *software* para aplicaciones de procesos soportan el protocolo OPC y pueden, como resultado, integrarse de forma alterna y directa al *gateway* inalámbrico a través del servidor OPC.

El servidor del *software* operacional de la planta almacena todos los datos en tiempo real, incluyendo millones de etiquetas durante décadas. Con el pasar del tiempo, esto añade grandes cantidades de información, comúnmente denominado "Big Data".

Para hacer que el Big Data sea más manejable, los datos pueden ser organizados por cada recurso como intercambiadores de calor o bombas, y estructurarlo jerárquicamente de acuer-

do con la organización de la planta, haciendo más fácil para el personal de diferentes divisiones el extraer la información correcta.

Las capacidades de análisis del *software* operacional incluyen promediar, totalizar, realizar ecuaciones con base en cálculos, e incluir sistemas computarizados avanzados, alarmas y métodos de calidad como el *Statistical Quality Control (SQC)*, para convertir los datos sin procesar en datos accionables y notificaciones. Los datos de múltiples fuentes, como variables de procesos del sistema de control y mediciones de equipos por sensores en la red inalámbrica, pueden ser analizados conjuntamente, así como com-

parados y correlacionados. Esto representa que las mediciones de sensores múltiples pueden ser agregadas como un indicador clave de desempeño (*KPI* en inglés).

Las aplicaciones especializadas de terceros fabricantes, como un *software* de manejo de energía, pueden tener acceso a los datos de todas fuentes subyacentes, como el sistema de control y redes de sensores inalámbricos a través del *software* operacional de la planta en tiempo real, o como datos históricos. Esta capacidad de integración es ideal para el manejo de energía.

El *software* operacional lleva la información más allá de la sala de control, mientras que el servidor del *software* es accesible desde las computadoras de los clientes en la red corporativa, habilitando a las divisiones responsables del mantenimiento, fiabilidad, manejo energético y *HS&E* a tener acceso a los datos requeridos desde su estación de trabajo. Tener acceso a los datos es otorgado basándose en los requerimientos de las funciones de los encargados.

Los datos obtenidos de los sensores nuevos se hacen disponibles en el *software* operacional de la planta, donde pueden ser visualizados en la pantalla de cualquier monitor. Las compañías pueden construir un centro corporativo de operaciones, en donde los datos de cualquier planta dentro de las zonas horarias puedan ser observados. Esta acción permite la estandarización de aspectos como mantenimiento, fiabilidad, eficiencia energética y desempeño entre las distintas plantas a nivel global, además de contar con un experto en la materia, conocido como el *Subject Matter Expert (SME)*, quien puede tener acceso a la información y compartir su conocimiento con las plantas en cualquier punto para resolver problemas con las bombas, intercambiadores de calor y otros activos.

Los datos obtenidos desde el DCS, *gateways* inalámbricos y otras fuentes de datos están disponibles en la aplicación de reporte del *software*, el cual, utilizando el programa de MS-Excel y un servidor web, pueden publicar reportes basados en funciones a manera de cuadro de hoja de cálculo o tabla pívot; también como paneles de instrumentos incluyendo calibradores de gráficos o tendencias, o como una planilla de anotaciones. Los datos

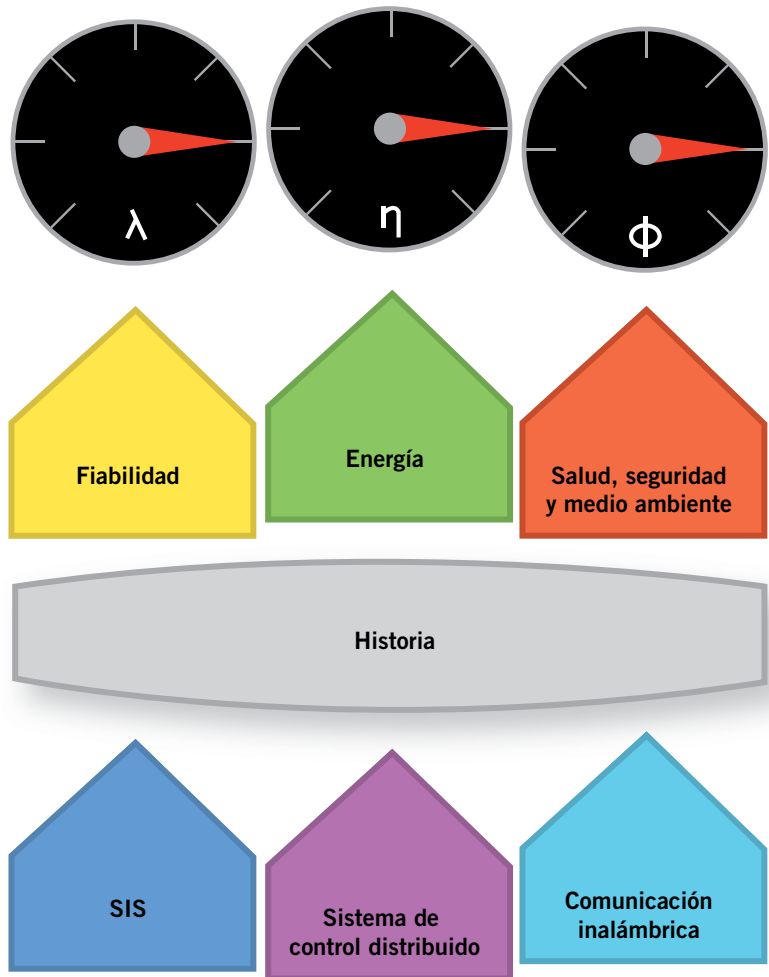
también se pueden poner a disposición como páginas web dentro del negocio a través de un portal web ideal para participación de las diferentes divisiones más allá de la sala de control.

Fiabilidad y mantenimiento

Los ingenieros en fiabilidad y supervisores de mantenimiento en la mayoría de las plantas no tienen acceso a una gran parte de la información que necesitan para planificar un horario diario de mantenimiento, y establecer tiempos para dichas labores en el equipo del proceso, como lo son bombas, intercambiadores de calor y compresores, porque esos activos no están instrumentados o conectados a un *software*. Algunos de los datos son recolectados manualmente por medio de inspecciones en el campo con una pizarra utilizando un probador vibratorio portátil, un medidor de temperatura o tomando las lecturas directamente de los calibradores, visores de nivel o medidores de caudal variables, y escribiéndolas en cuadernos de bitácora. Muchos de los puntos simplemente no se revisan del todo. Entonces, los datos son señalados en hojas de cálculo para calcular el desempeño del equipo. Sin embargo, estas evaluaciones son usualmente menos frecuentes, consumen más tiempo y son propensas a errores producto de puntos de temperatura diferencial que no se ejemplificaron a la vez, datos ilegibles u hojas perdidas.

Actualmente, las plantas se modernizan con transmisores inalámbricos por vibración, temperatura y presión, montados sobre el equipo del proceso para medir los indicadores más destacados de fallos, y alimentando el *software* operacional de la planta con los datos obtenidos. Estas mediciones siguen faltando hasta hoy. El componente de análisis en tiempo real del *software* operacional de la planta se usa para computarizar las condiciones del equipo a partir de los datos sin procesar obtenidos de los sensores instalados en el equipo y las variables de los procesos desde el sistema de control. Se utilizan algoritmos de *software* específicos creados para cada tipo de equipo de proceso como bombas, intercambiadores de calor y compresores, etcétera.

Por ejemplo, se puede calcular la cantidad de calor requerida en cada

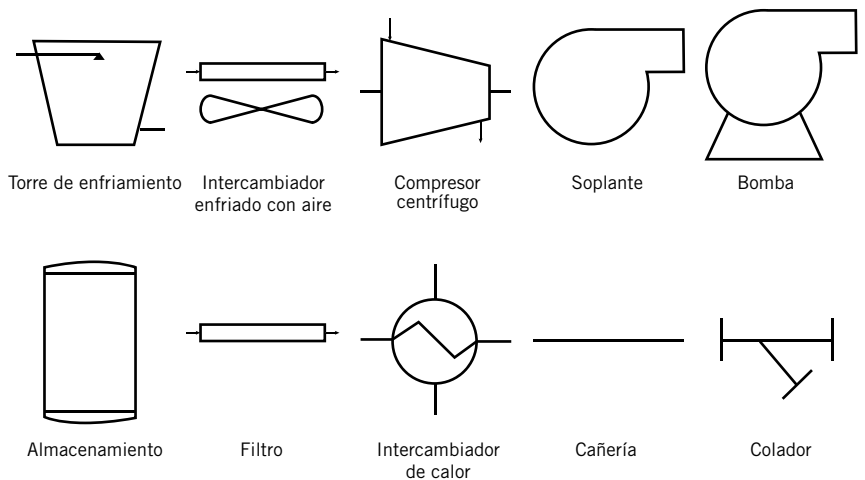


El *software* operacional de la planta recolecta los datos de fuentes múltiples con el fin de extraer información para usuarios múltiples.

uno de los intercambiadores de calor y disparar una notificación cuando esté muy alta. Otros equipos, como ventiladores/sopladores, intercambiadores de aire frío, torres de enfriamiento, agitadores y cintas transpor-

tadoras, tienen otro tipo de métricas de desempeño.

Los diagnósticos transforman el nivel de los equipos pasándolos de "tontos" a "equipos inteligentes". La información se ingresa en reportes



El análisis en tiempo real para medir el desempeño del equipo conduce a mejores condiciones de fiabilidad y mantenimiento.



El *software* operacional de la planta brinda información adicional, así como la habilidad de "penetrar" en los datos sin procesar.

diarios, semanales y mensuales de mantenimiento y fiabilidad en el monitor de una computadora, y pueden ser visualizados en tiempo real.

Los ingenieros en fiabilidad y los supervisores de mantenimiento obtienen sus reportes y la capacidad de verificar las condiciones actuales de cada pieza del equipo en la planta a partir del *software* operacional del cliente desde su propia oficina, o a través de un portal web para determinar en cualquier momento si es requerido realizar actividades como limpieza, inspección detallada, servicio u otra acción correctiva, de forma que puedan establecer un horario de mantenimiento conforme a esto, asegurando que el equipo se mantenga en buenas condiciones.

Antes de un tiempo de mantenimiento, la condición de todo el equipo debe ser verificada para determinar cuáles partes requieren de algún ajuste o reparación y cuáles no. De esta forma, se minimiza la duración de la suspensión mientras que, al mismo tiempo, no se pasa por alto el equipo que realmente requiere de servicio. Aun es posible posponer el mantenimiento para más adelante. Es un paradigma de mantenimiento centralizado en un *software*. Los procedimientos de las labores deben ser escritos de forma que cada problema que el procedimiento analítico es capaz de descubrir tenga una acción recomendada para su solución.

A nivel de sitio, el mantenimiento y la fiabilidad de la información para los tipos de equipo de servicio similares se pueden comparar con las diferentes unidades de plantas para identificar mejores prácticas. A nivel comercial, los datos de fiabilidad pueden ser comparados entre sitios. Los

SMEs en el centro corporativo de operación tienen la capacidad de monitorear remotamente los activos de los sitios con un mínimo de personal, o sin experiencia local, pero se encuentran en mejor posición para brindar consejo, pues ellos mismos tienen acceso a la información directamente.

El *software* operacional de la planta no considera al *software* que realiza la monitorización de la salud de la maquinaria como parte del sistema de manejo de activos que es utilizado por los expertos para crear un espectro vibratorio y análisis de ondas.

Eficiencia energética

Los supervisores que manejan el consumo de energía en la mayoría de los sitios no tienen acceso a la información que necesitan para dirigir una reducción en el gasto energético, porque el consumo no se mide con una granularidad relativa a la unidad y no está conectada al *software*. Estas medidas de energía se pierden. Cualquier pequeña parte de la información disponible se registra en la hoja de cálculo manualmente.

Además, las fallas en las trampas de vapor y las válvulas de alivio dañadas no se detectan porque no son dispositivos instrumentados o conectados al *software*.

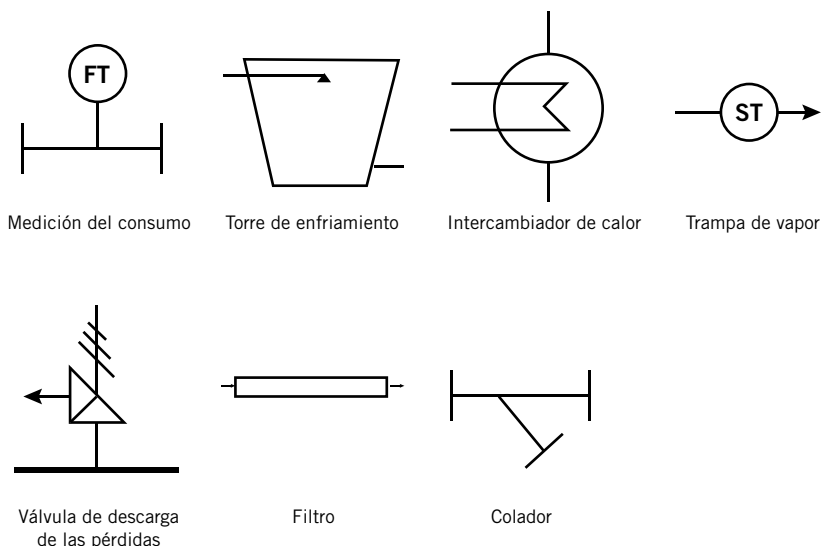
Los transmisores inalámbricos que se utilizan para medir el consumo de energía de procesos como vapor, aire comprimido, combustibles y agua, se distribuyen en toda la planta alimen-

tando el *software* operacional de la planta con los datos sin procesar obtenidos. El consumo de electricidad también se mide. Un componente de análisis en el sistema de manejo de energía a tiempo real integrado con el *software* operacional de la planta se utiliza para llevar los datos sin procesar de medición del sistema de control y red de sensores inalámbricos para almacenar el consumo según unidades en centros de cuenta de energía. La información se ingresa en reportes de energía diarios, semanales y mensuales, que se ven reflejados en la computadora del supervisor encargado. La meta de energía a consumir se calcula dinámicamente en tiempo real, basada sobre la producción y condiciones ambientales, utilizando los datos del historial o los algoritmos de primer principio. Las notificaciones de desempeño se envían cuando el consumo sobrepasa la meta establecida.

Los transmisores acústicos, que también miden la temperatura, se colocan en trampas de vapor y válvulas de alivio. Un resumen de la condición de las válvulas de alivio que presentan fugas también se incluye en los reportes de energía diarios, semanales y mensuales generados por el *software* operacional de la planta, de manera que pueden ser visualizados en tiempo real.

El componente de análisis a tiempo real del *software* puede ser utilizado para computarizar las pérdidas en las válvulas de alivio.

El supervisor encargado puede identificar el lugar y la cantidad de



La recolección y análisis de datos en tiempo real conduce a mejores medidas de ahorro de energía.



Esquema ilustrativo de un informe de análisis de energía del *software* operacional de la planta facilita una monitorización del consumo de energía a tiempo real.

energía que está siendo consumida en toda la planta, además de calcular los gastos de dicho consumo. El componente de análisis del sistema de manejo de energía identifica cuándo y dónde el consumo sobrepasa la meta establecida, permitiendo que el desperdicio de energía sea identificado y reducido. A su vez, el supervisor puede entender los períodos de mejor desempeño y tomar acciones repetidamente. A nivel de sitio, se puede hacer un comparativo del consumo de energía entre plantas de unidades similares para identificar un método de mejores prácticas. A nivel comercial, el desempeño puede ser comparado en ambos sitios.

Las válvulas de alivio que presentan fugas son identificadas de forma que ajustes o reparaciones en la válvula puedan ser programados para detener el desperdicio del producto de valor. Los reportes de fallas en las trampas de vapor se pueden enviar a compañías de

servicio externas encargadas de reemplazar las trampas de vapor para asegurar que estas sean sustituidas lo más pronto posible para detener el escape de vapor, lo cual implica un costo en la producción. Es importante entender que el costo de la monitorización de las trampas de vapor no debe compararse con el costo de la trampa de vapor como tal, sino con el costo del vapor perdido. Una trampa de vapor puede funcionar sin problemas por muchos años, pero cuando falla puede tomar hasta un año completo antes de que sea revisada la próxima vez, lo que representa que el valor del vapor perdido durante ese período es de varios miles de dólares por cada año que falló la trampa de vapor. La cantidad de dinero que se puede ahorrar al detectar las fallas de la trampa de vapor de forma inmediata es mayor en consideración al costo de la solución.

El *software* operacional de la planta no toma el lugar del *software* de mo-

nitización de la trampa de vapor. Dicho *software* es aun requerido para diagnosticar la trampa de vapor, basado en la lectura de ruido y temperatura del transmisor acústico. Sin embargo, el *software* de monitorización de la trampa de vapor puede integrarse al *software* operacional de la planta utilizando especificaciones OPC-A&E, permitiendo que las fallas de la trampa de vapor sean incluidas en los reportes de energía. El componente de análisis a tiempo real del *software* operacional de la planta puede usarse para computarizar las pérdidas de la trampa de vapor.

Salud, seguridad y medio ambiente

Los operadores de la consola DCS necesitan ser notificados si una válvula bypass o una válvula dyke queda abierta después de una prueba de muestra, para que puedan enviar a alguien a cerrarla. O, en el caso de una ducha de seguridad o lavado de ojos, para que puedan enviar personal a asistir al empleado afectado; asimismo, cuando una válvula de alivio se libera de forma que puedan corregir el problema en el proceso. A su vez, el oficial de HS&E también necesita saber si alguna válvula bypass o dyke queda abierta luego de una prueba de muestra, o si una ducha de seguridad o lavado de ojos es activado para que el incidente quede registrado. La liberación de una válvula de alivio se descubre únicamente la próxima vez que dicha válvula es inspeccionada, lo que puede suceder muchos días después. Cuando no se conoce el momento

Desarrollo de Yacimientos de Gas y Petróleo | Exploración | Análisis de Economía y Riesgos | Evaluación, Auditoría y Certificación de Reservas y Recursos



El mejor asesoramiento
para sus proyectos y
negocios de E&P

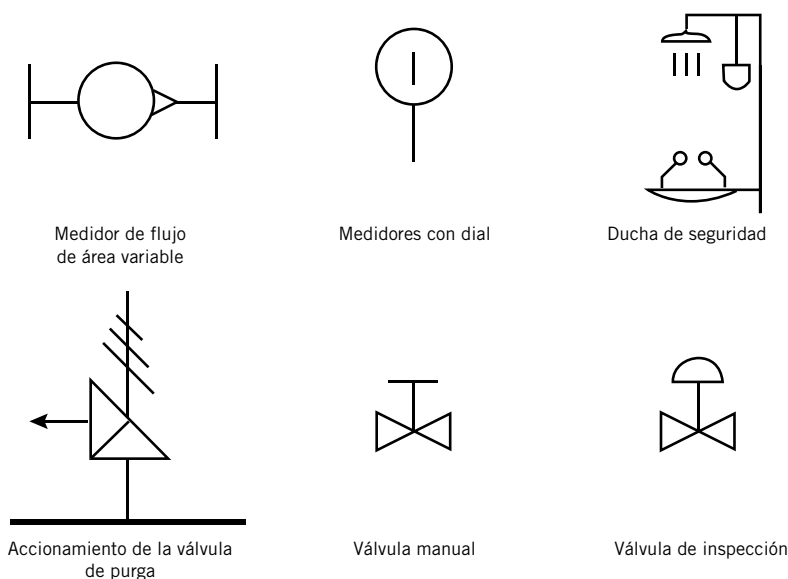
Oficina
San Martín 793, Piso 2º "B" C1004AAQ Bs. As., Argentina

Teléfono
(54-11) 5352-7777

Fax
(54-11) 5256-6319

website
www.vyp.com.ar

email
info@vyp.com.ar



La recolección de datos a tiempo real conduce a una reducción de riesgo en términos de HS&E y cumplimiento.

exacto en el que la válvula se liberó y cuánto tiempo tardó, la cantidad liberada no puede estimarse correctamente. Las fugas de hidrocarburo alrededor de los tanques o en techos suspendidos pueden pasar inadvertidos, llegando a ser un peligro de incendio. Por último, muchas de las plantas confían en las custodias operativas realizadas en el campo, donde se registran las lecturas de los calibradores, visores de nivel, medidores de área variable y medidores de nivel a través de una varilla o tomando muestras de producto.

Los sitios están siendo modernizados con transmisores inalámbricos para compensar todas esas mediciones faltantes al transferir los datos sin procesar al sistema de control y al *software* operacional de la planta. La información en el sistema de control es utilizada por los operadores. La información del *software* operacional de la planta se usa para reportes diarios, semanales y mensuales dirigidos al encargado de HS&E.

Una visión completa en combinación con el *software* operacional de la planta ayuda al encargado del HS&E a cumplir con los requerimientos de reporte de emisiones reglamentarias y brinda la capacidad de verificar fácilmente que las válvulas bypass y otras válvulas no se dejen en una posición incorrecta. También, automatiza la documentación de las verificaciones funcionales periódicas de las duchas

de seguridad y estaciones de lavado de ojos.

Al reducir las custodias operativas en el campo donde se registran las lecturas de los calibradores, visores de nivel, medidores de área variable y medidores de nivel a través de una varilla, o tomando muestras de producto, se obtienen dos impactos positivos: el personal pasa menos tiempo expuesto en el campo y tiene más libertad para desempeñarse en tareas de valor agregado. A nivel comercial, los incidentes relacionados con HS&E, así como el cumplimiento en un solo sitio, puede ser comparado con aquellos incidentes en otros sitios.

Operaciones integradas

El concepto de operaciones integradas es primordialmente utilizado en la producción de combustible y gas, pero partes de este concepto también aplican a aguas arriba y otros procesos industriales. Un enlace remoto entre las operaciones corporativas y el centro de ingeniería, junto con los sitios alrededor del mundo, le brindan al SME una visión remota de cualquier activo que requiera de diagnóstico y mantenimiento, etcétera. Esto significa que un SME en un centro local tiene la capacidad de dar soporte a numerosas plantas, las cuales no cuentan con un experto en el sitio. Esto es posible por medio de una conexión a internet de banda ancha

segura para los datos de la planta y para hacer videoconferencias.

Muchas plantas están instalando *gateways* WirelessHART en todas sus unidades, para permitir la utilización de estrategias con una visión completa del proceso. Los datos del sensor inalámbrico se integran a ambos: el sistema de control existente y al *software* operacional de la planta. Los módulos del *software* de la planta para la monitorización de activos y manejo de energía también son requeridos. De manera alternativa, se puede utilizar un sistema nuevo como el Asset Management System, que cuenta con un *software* de monitorización de activos.

La modernización de la planta no requiere de un sistema de migración. El *gateway* inalámbrico se integra con el sistema actual utilizando un TCP/IP o comunicación serial. Se debe destacar que los sensores por sí solos no poseen una dirección IP para que sus datos sean extraídos desde cualquier lugar del mundo, sino que tan solo necesitan una comunicación digital y un identificador único, que es la base para el Internet de las cosas, *Internet of Things* (IoT en inglés). En el futuro, estos datos críticos no procesados podrían ser almacenados en un servidor en la "nube", con accesibilidad desde cualquier punto para aquellos con autorización. Ya que los sensores requeridos para cubrir el amplio espectro de la aplicación para mantenimiento, fiabilidad, eficiencia energética y HS&E están disponibles con la comunicación WirelessHART, tan solo un tipo de *gateway* inalámbrico es requerido en toda la planta. Una vez que dicha estructura ha sido instalada, los datos pueden ser compartidos a todos las divisiones de la planta. ■

El autor es Director de Applied Technology para Emerson Process Management. La primera versión de este artículo ha sido publicado en septiembre de 2014 en Control Engineering Asia, covering control, instrumentation and automation systems.

iapg

www.iapg.org.ar

AARG

X ARGENTINA OIL&GAS
EXPO 2015

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas



2º CONGRESO
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE
PERFORACIÓN
TERMINACIÓN, REPARACIÓN Y SERVICIO DE POZOS

5 – 8.10.2015

La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

Organiza y Realiza

iapg

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Comercializa y Realiza: Messe Frankfurt Argentina - Tel : + 54 11 4514 1400 - e-mail: aog@argentina.messefrankfurt.com



messe frankfurt

Movimientos vibratorios negativos que afectan la perforación

Por **Ing. Gabino Velasco***

Este trabajo trata sobre el movimiento vibratorio de torsión, el “stick and slip”, caracterizado por una sucesión de períodos con una fase de pegamiento donde el conjunto de fondo se frena por un intervalo de tiempo finito, al cual lo sigue una fase de deslizamiento.

Durante el proceso de perforación rotativa se generan diferentes tipos de movimientos vibratorios: laterales, verticales y de torsión, que introducen interferencias destructivas en la operación de la columna perforadora, y reducen la eficiencia de la perforación. Esta nota se concentrará en la versión más difundida del movimiento vibratorio de torsión: el así llamado “stick and slip” (pegamiento y despegue), que está caracterizado por una sucesión de períodos con una fase de pegamiento donde el conjunto de fondo (BHA) se frena por un intervalo de tiempo finito, al cual lo sigue una fase de deslizamiento donde la velocidad angular se incrementa al doble o el triple de la velocidad de pegamiento. Esta oscilación puede durar unos pocos segundos, o extenderse por más tiempo.

La herramienta de corte utilizada en la perforación de pozos es el trépa-

no, el cual es hecho girar en el fondo del pozo por la mesa *rotary* o una cabeza motriz denominada Top Drive; dicha rotación es transmitida al trépano por una columna perforadora muy esbelta de varios miles de metros de longitud, compuesta por barras de sondeo unidas entre sí por medio de conexiones roscadas y provistas en su extremo inferior del conjunto de fondo o BHA, conformado principalmente por barras extra-pesadas llamadas “Heavy Weight”, portamechas, estabilizadores y el trépano .

El extremo inferior de la columna perforadora descansa sobre el trépano y este, a su vez, sobre la roca, mientras que el peso de la parte superior de la columna está suspendido del aparejo del equipo de perforación, quedando así la parte más esbelta solicitada a la tracción mientras que el conjunto de fondo BHA está parcialmente en compresión (figura 2).

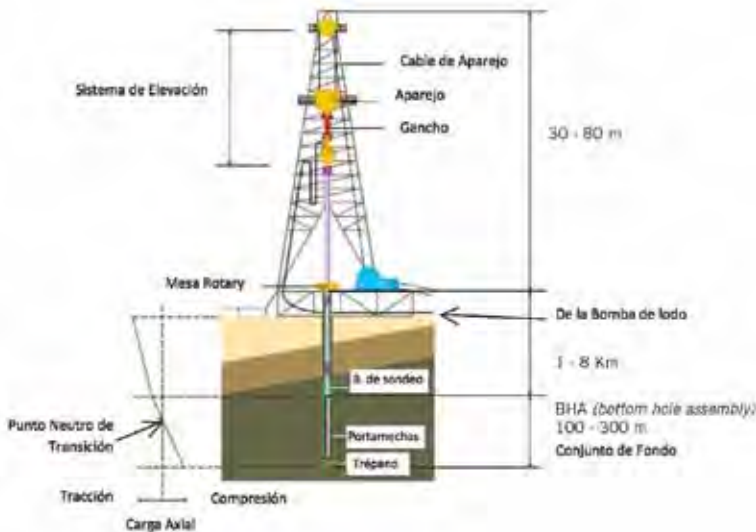


Figura 1. Equipo de perforación.

El BHA, o conjunto de fondo, cuya longitud generalmente no excede los 300 m., está compuesto además del trépano por portamechas (barras con mayor espesor de pared, razón por lo cual pesan más por unidad de longitud que las barras de sondeo), cuya finalidad es la de suministrar al trépano el peso que necesita para perforar la roca, y cuenta además con estabilizadores para mantener en posición a los portamechas y barras de sondeo extra pesadas (*heavy weight*), que van localizadas en la zona de transición entre los componentes de la columna solicitados a la tracción y los que lo harán a la compresión.

Completa el sistema de perforación el lodo o inyección, un fluido barroso que es bombeado por el interior de la columna, hasta alcanzar el trépano, y después de atravesar sus boquillas vuelve a la superficie circulando por el espacio anular entre el

sondeo y el pozo. Sus funciones más importantes son el transporte hasta la superficie de los recortes de roca producidos por el trépano y la lubricación del proceso de perforación.

Las barras de sondeo evitan el pandeo porque se encuentran solicitadas a la tracción. De cualquier forma, la rigidez torsional de la sección de las barras es muy pequeña debido a su longitud y el poco espesor de pared de las mismas. El conjunto de fondo BHA tiene mayor rigidez torsional porque es relativamente corto, y tiene paredes más gruesas pero experimentan pandeo debido a que está sometido a un esfuerzo de compresión. Los portamechas son mantenidos en posición por varios estabilizadores que son sustitutos roscados cortos, cuyo diámetro exterior es levemente inferior al del trépano.

El torque originado por el trabajo del trépano en el fondo del pozo más el rozamiento contra las paredes del pozo causado por el pandeo de los portamechas que componen el conjunto de fondo (BHA), inducen al sondeo a actuar como un péndulo de torsión generando vibraciones (*stick slip*) de "pegue y despegue", debido a la flexibilidad de las barras de sondeo, que actúan como resorte de torsión. Estas vibraciones dañan la columna perforadora y reducen el régimen de penetración (ROP) del equipo.

La complicada conducta de la columna perforadora debido al fenómeno de oscilación por relajación "stick slip", comúnmente llamado "pegue y despegue" (adherencia seguida de deslizamiento), se produce cuando

el coeficiente estático de rozamiento entre dos superficies es mayor que el coeficiente dinámico de rozamiento. Si se aplica una fuerza lo suficientemente grande para superar el rozamiento estático, se producirá una aceleración al pasar las dos superficies a rozamiento dinámico, lo cual causará un salto repentino en la velocidad de rotación. Este fenómeno se ha convertido en un elemento de riesgo importante en los programas de los pozos, especialmente con la difusión del uso de trépanos PDC con cortadores de diamantes policristalinos sintéticos, que horadan la roca por fuerza de rotación pura mientras que los triconos, dotados de cojinetes, fracturaban la roca por compresión, razón por la cual requerían menos energía para perforar.

Cabe agregar que a este fenómeno se asocia frecuentemente otro movimiento vibratorio de torsión que aparece durante la perforación, llamado giro lateral (*Whirl*), que comienza cuando el sondeo en rotación entra en contacto con las paredes del pozo, y que consiste en el giro antihorario alrededor del centro de la herramienta y que va ascendiendo por el sondeo generando arrastre contra las paredes del pozo; la frecuencia de rotación suele ser elevada y depende de la relación de diámetros existente entre el pozo y el sondeo. Eventualmente, el giro puede también ser con sentido horario.

El flujo de fuerzas intervinientes en el *Stick slip Whirl*, aplicando el modelo usado en la "teoría de película total" (*Full film theory*) de la tribología para cojinetes de fricción sería:

$$Ff_r = Mf(\bar{r} - \alpha^2 r + \frac{\sigma^2 r}{4} + \sigma \bar{r}) - (D + \psi_2(r)) \bar{r} - \psi_1(r) r$$

$$Ff_\alpha = Mf(\alpha \bar{r} + 2 \bar{r} \alpha + \sigma \bar{r}) - (\alpha - \underline{\sigma})(D + \psi_2(r)) r$$

Donde:

Ff_r = Fuerza de empuje hacia arriba en sentido radial.

Ff_α = Fuerza de arrastre en sentido tangencial.

Mf = masa del lodo.

D = parámetro de frenado

$\psi_1(r)$ y $\psi_2(r)$ = Términos de orden superior relacionados con las Funciones no lineales.

α = velocidad de vibración rotacional (*whirl*).

σ = velocidad de rotación del disco.

$Mf \alpha^2 r$ y $Mf \sigma^2 r$ = Son las fuerzas que empujan al sondeo contra la pared.

Ante la manifestación de "stick slip", el ingeniero de perforación debe recurrir



Figura 2. Conjunto de fondo.

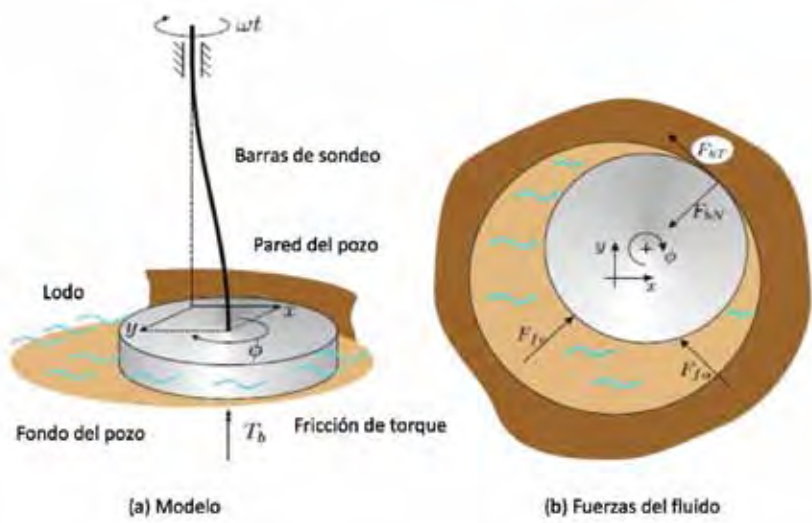


Figura 3. Modelo de pegue-despegue con rotación lateral (*stick-slip Whirl Model*).

a las mejores prácticas recomendadas por la experiencia para mitigar los efectos negativos de este fenómeno.

El diagrama de la figura 4 sugiere algunas medidas para mitigar el efecto del pegue y despegue durante la perforación, de acuerdo al componente del BHA involucrado en el fenómeno de *stick slip*:

- 1 - El trépano PDC.
- 2 - Conjunto de fondo BHA.
- 3 - Parámetros de la perforación.
- 4 - Incrementar la lubricidad del lodo (si existe buen deslizamiento den-

tro del pozo disminuyen las probabilidades de que se produzca *stick slip*).

Existe en el mercado una herramienta (figura 5), para el control del *stick slip* originado en el exceso de torque en el trépano, la cual opera incorporada al BHA y va directamente ubicada sobre el trépano, teniendo como misión estabilizar el torque de perforación generado por el trépano a través de un proceso mecánico directo, donde el exceso de torque hace que

la herramienta se contraiga a lo largo de sus estrías helicoidales internas; esta contracción disminuirá el peso sobre el trépano y evitará así posteriores acumulamientos de torque. Un resorte interno se activará durante el proceso y causará que la herramienta se extienda nuevamente, incrementando el peso sobre el trépano cuando el torque disminuya. Este proceso asegurará la continuidad de una perforación eficiente manteniendo controlada la vibración *stick slip* por torque. La herramienta se controla desde la boca del pozo y no introduce ningún cambio en las maniobras normales de perforación.

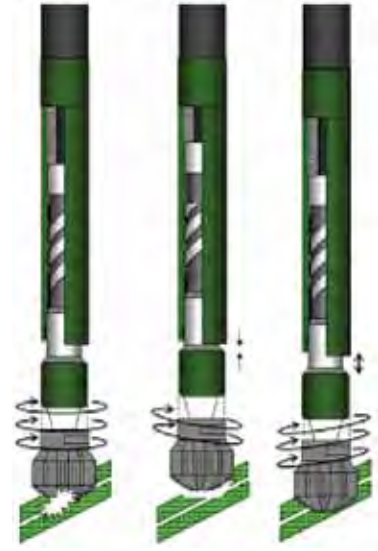


Figura 5. Modo en que la herramienta AST se contrae para reducir el peso sobre el trépano en los casos de exceso de torque en formaciones plásticas.

Está también disponible una cabeza motriz (*Top Drive*), equipada con un sistema que controla la operación de la misma, generando una respuesta totalmente automatizada ante la manifestación de "*stick slip*" durante la perforación; el mismo permite al ingeniero de perforación modificar en tiempo real los parámetros operativos hasta lograr optimizar el proceso y mantener un nivel de energía constante en toda la columna perforadora, prolongando la vida del trépano y de la herramienta, disminuyendo los tiempos perdidos (*NPT*), e incrementando el régimen de penetración (*ROP*) del equipo. ■

Gabino Velasco es miembro de la Comisión de Perforación y la Comisión de Publicaciones del IAPG.

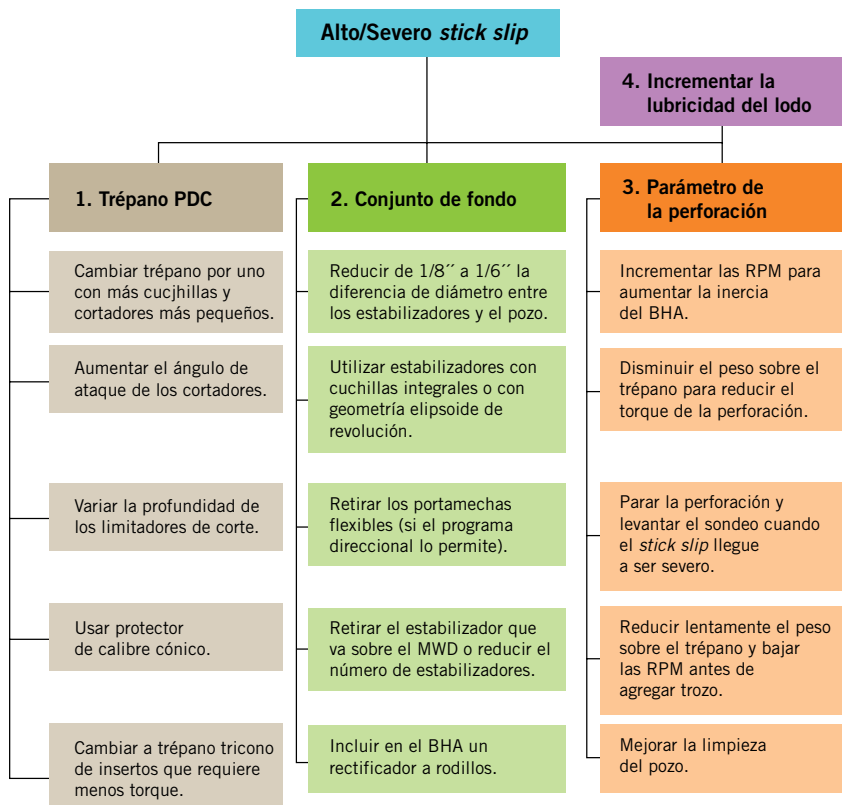
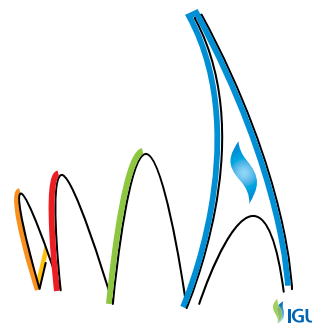


Figura 4. Opciones para la atenuación del fenómeno de *stick-slip*.

WGCPARIS2015

WORLD GAS CONFERENCE

"GROWING TOGETHER TOWARDS A FRIENDLY PLANET"



26th World Gas Conference | 1-5 June 2015 | Paris, France

REGISTER AS A DELEGATE AND ACCESS

KNOWLEDGE | IDEAS | GLOBAL MARKETS | KEY DECISION MAKERS



500 DISTINGUISHED
INDUSTRY SPEAKERS



4,000 SENIOR LEVEL
GLOBAL DELEGATES



350+ GLOBAL EXHIBITORS
& THOUSANDS OF VISITORS



THE MEETING PLACE FOR
THE GLOBAL GAS INDUSTRY



TECHNICAL TOURS OF
KEY INDUSTRY SITES



DEDICATED PAVILIONS
INCLUDING THE NATURAL
GAS FOR TRANSPORTATION
VILLAGE



NETWORKING EVENTS
INCLUDING THE WELCOME
GALA EVENING & GOLF
TOURNAMENT



EXPERIENCE THE
ICONIC CITY OF PARIS
AND EXPLORE UNIQUE
SOCIAL TOURS

HOST SPONSORS



PRINCIPAL SPONSORS



GLOBAL SPONSORS



PLATINUM SPONSOR



DIAMOND SPONSOR



GOLD SPONSORS



SILVER SPONSOR



BRONZE SPONSORS



ASSOCIATE SPONSOR



GET INVOLVED TODAY!

REGISTER AS A DELEGATE ONLINE

Visit www.wgc2015.org

TO SPONSOR OR EXHIBIT

Contact +61 407 031 274 or rclark@etf.com.au

STAY UPDATED

www.wgc2015.org

CONNECT WITH US



Una presentación sobre la organización del gas más importante del mundo, de la cual el IAPG es *Charter Member*, o principal entidad representativa en el país, y que el próximo junio tendrá su evento trienal en París.

El IGU, voz del gas en el mundo

Por la *Secretaría Ejecutiva del Comité Nacional IGU - Argentina*

La Unión Internacional del Gas (*IGU* –por sus siglas en inglés–) es una organización mundial sin fines de lucro, que promueve el progreso técnico y económico de la industria del gas. A través de los países miembros, que representan aproximadamente el 95% de las ventas globales del gas, el *IGU* cubre todos los aspectos que incumben a la industria del gas natural.

IGU organiza conferencias internacionales en forma periódica, coopera con las principales organizaciones mundiales de la energía, dando soporte para el intercambio de información y cultivando la cooperación entre sus miembros.

Cada tres años, organiza la *World Gas Conference (WGC)*, el encuentro de mayor prestigio en el calendario internacional de la industria del gas. En ella, se reúnen miles de protagonistas de la energía del mundo y es, por lo tanto, el evento global por excelencia para el planteo y la toma de decisiones.

En junio de 2015, la *WGC* se realizará en París, que recibirá a más de 4.000 delegados representantes de 100 países. Más de 500 oradores debatirán sobre la evolución del sector actual y futura. Para ello, estos delegados vienen realizando numerosos eventos técnicos presenciales y a través de redes sociales para acrecentar su red global, mostrar desafíos y logros alcanzados y construir alianzas sólidas.

Visión y Misión del *IGU*

Para el buen desempeño de sus funciones, el *IGU* tiene definida su Visión y Misión, reflejando la importancia que tiene esta organización para la industria mundial del gas.

Visión

El *IGU* será la organización sin fines de lucro más influyente, efectiva e independiente que actúa como vocero de la industria del gas de todo el mundo.

Misión

- El *IGU* abogará por el gas natural como parte integral de un sistema global de energía sustentable.
- El *IGU* promoverá el progreso político, técnico y económico de la industria global del gas, directamente y a través de sus miembros y en colaboración con otras organizaciones multilaterales.



- El *IGU* trabajará para mejorar la competitividad del gas en el mercado mundial de la energía, promoviendo el desarrollo y la aplicación de nuevas tecnologías y “mejores prácticas”, al tiempo que enfatiza el desempeño en ambiente sonoro, seguridad y eficiencia a lo largo de toda la cadena de valor.
- El *IGU* apoyará y facilitará la transferencia global de tecnología y *know how*.
- El *IGU* maximizará el valor de sus servicios para sus miembros y otras partes interesadas.

Organización y estructura del *IGU*. Período 2012-2015

El *IGU* se organiza y estructura en base a un lema de trabajo que permanece por el trienio.

El lema elegido para el período que comprende los años 2012 al 2015 es “Creciendo juntos para un planeta amigable”.

Para alcanzar el cumplimiento de este lema, se estableció una guía de trabajo con los siguientes puntos:

- Promover el desarrollo del gas natural como un combustible “base” y limpio para el desarrollo sustentable.
- Proponer una combinación certera entre el uso de los recursos renovables y la electricidad.
- Aumentar la disponibilidad de gas natural en nuevas áreas y en países emergentes.
- Atraer y retener recursos humanos para el futuro.

De aquí surgen los distintos grupos de trabajo, que analizando la problemática existente en cada sector de la industria del gas, investigan el presente y el futuro en los siguientes equipos de trabajo:



Comité de Trabajo o “Working Committee” (WOC)

1. WOC1 Exploración y Desarrollo
2. WOC2 Almacenaje
3. WOC3 Transmisión
4. WOC4 Distribución
5. WOC5 Utilización

Comité de Programa o “Programme Committee” (PGC)

1. Sustentabilidad
2. Estrategia
3. Mercado del Gas
4. LNG
5. Marketing y Comunicación
6. Investigación + Desarrollo e Innovación

Fuerza de Trabajo o “Task Force” (TF)

1. Capital humano
2. Defensa de la industria del Gas
3. Geopolítica

IGU en la Región

En la Conferencia de Río Oil & Gas, cuyo lema fue “Desafíos de suministro de energía en el siglo XXI”, llevada a cabo en octubre del 2013, el actual presidente del IGU, Jérôme Ferrier, definió la importancia de la participación de las empresas de la región en el IGU:

“A pesar de que las reservas probadas de algunos de los principales productores de gas del Cono Sur y países aledaños han tenido descensos en la última década, hay un enorme potencial de crecimiento. Hay panoramas convencionales prometedores, particularmente en el Pre-salt brasileño y en los Campos Incahuasi de Bolivia, mientras que Argentina y Brasil tienen un potencial significativo de gas de esquisto”.

“En este contexto de abundancia de recursos, la mayoría disponible a un precio asequible, y teniendo en cuenta la creciente demanda de gas para la generación de energía eléctrica en condiciones ambientalmente aceptables, no hay dudas de que el Cono Sur se beneficiará, como parte activa de la Edad Dorada del Gas.”

“Concretamente, esto significa que el comercio exterior que envuelve al Cono Sur y países aledaños está listo para expandirse y es necesario el desarrollo de una infraestructura adicional de cañerías. La estructura del consumo del gas también cambiará, con la contabilidad de la generación de la energía para una mayor participación de todos los países.”

Esta nueva situación ofrece oportunidades para los países

sudamericanos, pero también implica cambios institucionales: el IGU está comprometido en jugar un papel principal en el proceso regional, a través de las siguientes acciones:

- Apoyando la opinión de sus miembros en favor de una estrategia de gas a largo plazo, en las instituciones regionales e institucionales, frente a políticos y líderes de opinión;
- Demostrando, a través de la experiencia de sus miembros en otras partes del mundo, cuánto puede contribuir el gas natural a un desarrollo económico sustentable, permitiendo acceso a la mayoría de las personas a una fuente de energía accesible económicamente;
- Abogando la implementación de condiciones geopolíticas favorables para el desarrollo de mayores intercambios internacionales que lleven a la tan esperada integración efectiva del sector energético en el Cono Sur y sus países aledaños. A tal fin, el IGU ayudará a organizar un Foro Regional de Gas, en conjunto con IBP (*Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis*), el IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas), y la Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), la cual reunirá a los políticos de Sudamérica con los inversores privados y otras partes interesadas de la industria. El objetivo es discutir los principales inconvenientes y las formas más efectivas de crear un gran mercado integrado en el Cono Sur.

“El IGU también desea extender su membresía a otros países sudamericanos, en particular Bolivia, Chile y Uruguay, de la misma manera que Colombia, que recientemente decidió unirse al IGU. El apoyo de los países miembros en la región será de gran ayuda para lograr esta meta.”

“Finalmente, en Europa llevó más de 10 años crear condiciones que permitieran un mercado regional de gas transparente. Si bien quedan objetivos por alcanzar, es posible identificar las mejores opciones regulatorias.”

Participación de la Argentina en el IGU

La industria del gas de un país está representada en el IGU por un *Charter Member*, que en general es una asociación considerada la principal entidad representativa de la industria del gas. En Argentina, el *Charter Member* es el IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas).

En el trienio actual, 2012-2015, el Chair del WOC 3 es Benjamín Guzmán (Director de Operaciones de Transportadora de Gas del Sur S.A. - TGS), quien coordina la participación de 110 miembros de 38 países. Se organizan encuentros presenciales dos veces por año con una participación promedio del 40% de los miembros. En estas reuniones se discuten conceptos técnicos del sector, se presentan aspectos específicos de la industria del gas del país anfitrión, como también charlas técnicas de proveedores locales y visitas a instalaciones o planta de empresas locales.

En el período entre las reuniones presenciales se mantiene un contacto fluido vía e-mail, conversaciones telefónicas, chat y Skype.

El WOC 3 está conformado por 3 grupos de estudio (“*Study Groups - SG*”), abarcando los siguientes temas, cuya presentación final se realizará en la WGC, en París 2015:

SG3.1 Nuevos proyectos de Transmisión o New transmission Projects

El propósito de este grupo es reunir información sobre nuevos proyectos relacionados con plantas compresoras y tuberías de transporte de gas. Se analiza la solución utilizada en cada caso y se proponen las mejores prácticas de construcción que pueden ser aplicadas por la industria en el futuro.

El informe final contendrá información de los siguientes proyectos:

1. *Trans Adriatic Pipeline (TAP)*
2. *Capacity Expansion Ellund-Egtved*
3. *SK-HU Interconnector DN800*
4. *GAZELLE project*
5. *Connection to Oberkappel*
6. *Poland-Czech Republic Interconnection within the North-South Corridor (STORK II)*
7. *Moravia*
8. *Bidirectional Austrian Czech Interconnection (BACI)*
9. *Eastern Transmission Pipeline*
10. *Eridan*
11. *Nord Stream*
12. *South Stream*
13. *SP AusNet*
14. *Power of Siberia*

SG3.2 Sistemas de Dirección de Integridad o Integrity Management Systems

El objetivo principal es proponer mejorar los planes de integridad de cañerías con el fin de reducir el riesgo de falla y accidentes en los sistemas de transporte de gasoductos.

El estudio incluye los siguientes puntos:

1. Realizar un estudio basado en el enfoque de los Sistemas de Gestión de Activos y PAS 55.
2. Recoger Información de nuevos avances para reducir las brechas que existen en cuanto a las amenazas de integridad.
3. Proponer estrategias para prolongar la vida útil de las cañerías.
4. Describir lo que los gobiernos (con las aplicaciones de las nuevas reglas), las empresas y los proveedores están haciendo para mejorar "la prevención de daños de terceros".
5. Identificar las tareas críticas que afectan a la gestión de la integridad.

El informe que va a presentarse en París contendrá los siguientes capítulos:

- Ductos envejecidos
- Daños por parte de terceros
- Análisis de amenazas
- *PIMS (Pipeline Integrity Management System)*: Sistema de control de integridad de ductos.

Se incluirán las siguientes buenas prácticas:

1. Sistema de Un Llamado (*One Call System*)
2. Corrosión externa
3. Sistemas de reparación de composite – *wrap & clamp*
4. Método de predicción de vida útil, usando estadísticas de ILI – *pigging* y tasas de crecimiento de corrosión

SG3.3 Aceptación pública y nuevas tecnologías

La industria mundial del gas está incrementando su participación en la cadena energética mundial, por lo que es conveniente crear la mejor aceptación pública de los sistemas de transporte. Por esta razón, este grupo de estudio analiza los requisitos legales que la provisión de nuevas fuentes de suministro de gas de esquisto (y otras fuentes autóctonas de gas) requiere, como por ejemplo ambientales, económicos y otros aspectos sociales. Además, se encarga de estudiar nuevas tecnologías para el transporte de grandes cantidades de gas y sus componentes, en una forma segura y fiable.

El informe final contendrá tres capítulos con los puntos analizados:

1. Tarifas y regulaciones
2. Aceptación pública
3. Nuevas tecnologías

El continuo incremento de la participación de las empresas del gas natural en el *IGU* permite fortalecer la visión del mundo sobre la importancia del gas natural, en la actualidad y en un futuro sustentable.

El intercambio de conocimientos y experiencias que fomenta el *IGU* es la estrategia y su mayor fortaleza, enriqueciendo la actividad del gas natural a nivel mundial y la formación de líderes y equipos de intercambio de conocimientos globales.

La reivindicación del valor del gas para la calidad de vida de las personas, es la meta sustentable en todo el mundo. ■

LA CALIDAD ES
NUESTRO RECURSO
INAGOTABLE

Cables de acero a la medida
de la Industria Petrolera.

www.iphglobal.com

IPH



Congresos y jornadas

El IAPG marca su tendencia en los principales simposios dentro y fuera del país para traer los últimos adelantos en estrategias y tecnologías.

Los que vendrán

Conferencia de petróleo y Gas ARPEL 2015 América Latina y el Caribe

Entre el 7 y el 9 de abril se realizará en la ciudad de Punta del Este (República Oriental del Uruguay), bajo el lema "Cooperación e innovación para un desarrollo energético sostenible", la 4^{ta}. Conferencia de Petróleo y Gas que organiza la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL).

Durante su desarrollo, se analizará el entorno en el que se desenvuelve la industria y los desafíos y las oportunidades que ella enfrenta para satisfacer las necesidades energéticas de la región de América Latina y el Caribe. Se debatirá sobre temáticas estratégicas y emergentes de sostenibili-



CONFERENCIA DE PETRÓLEO Y GAS
ARPEL 2015
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

dad y será una excelente oportunidad para intercambiar experiencias, lecciones aprendidas, mejores prácticas y soluciones que aseguren la mejora continua en la gestión, así como en el desempeño operativo, social, ambiental y económico del sector.

Para más información www.conferenciaarpel.org



Preparamos la AOG 2015 y el 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación

Del 5 al 8 de octubre próximos, el IAPG organizará la Argentina Oil & Gas Expo 2015, la exposición que reúne a los principales protagonistas del sector del petróleo, del gas, tanto en reservorios convencionales como no convencionales; y energías renovables, y se constituye en el marco propicio de negocios para que las empresas de la industria expongan productos, servicios y tecnologías.

En simultáneo, se realizará el 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicios de Pozos, junto con la Asociación Regional de Empresas del sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), que contará con la presencia de destacados oradores de nivel internacional y su temática se enfocará en dar respuesta a la creciente demanda de conocimientos acerca de los desafíos de la perforación en la coyuntura energética actual.

Algunos de los temas que se planean abordar serán: Nuevas tecnologías; Automatización de equipos; Seguridad, Salud ocupacional y medio ambiente; Operaciones *off-shore* en aguas profundas; Pozos horizontales y multilaterales; Ope-



Exposición Internacional del Petróleo y del Gas



raciones en yacimientos maduros; Fluidos de perforación, terminación y reparación; Cementación y estimulación; Operaciones en yacimientos no convencionales (*tight gas*, *shale oil/shale gas*, petróleos pesados, etcétera); Integridad de pozos; Abandono de pozos; Geomecánica de rocas; Capacitación y desarrollo del personal de perforación; Tubulares; Control de pozos: estudio de casos y Sistemas de transporte de los equipos de perforación sin desmontar para distancias cortas (por medio de rieles y *walkingsystems*).

Además, la Expo albergará diversas conferencias de expositores, donde las empresas más prestigiosas del sector ofrecerán charlas técnicas sobre diversos temas de interés, presentaciones comerciales, novedades de productos y demostraciones.

Se espera la participación de unas 250 empresas, en una superficie de 35.000 m², y la visita de más de 20.000 personas, entre ellas profesionales y empresarios del sector.

1° workshop IAPG-EAGE sobre Geofísica para no convencionales

Del 3 al 6 de noviembre de 2015, el IAPG realizará por primera vez, junto a la *European Association of Geoscientists and Engineers* (EAGE), un *workshop* sobre Geofísica para no convencionales.

En este encuentro, que se realizará en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se analizarán las disciplinas geofísicas involucradas en la descripción, comprensión y puesta en imagen de los reservorios de *shale*. Y se apuntará a empujar los límites de las técnicas que se aplican actualmente.

Entre los temas que se debatirán están la interpretación sísmica, la caracterización sísmica del reservorio, incluyendo física de rocas, inversión elástica y anisotropía sísmica; las nuevas herramientas para grabación y procesamiento; microsísmica de pozos, los métodos no sísmicos, etcétera.

El llamado a presentar trabajos está abierto hasta el 30 de junio de 2015. Más información: www.iapg.org.ar.



4to. Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

El sector de la refinación tendrá también su evento en 2015, con el 4to. Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, que organizan el IAPG y la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), del 17 al 20 de noviembre próximos, en el Hotel Sheraton de la Ciudad de Mar del Plata.



Con el lema “Hacia la excelencia operativa”, se espera generar un debate dinámico que permita el intercambio de información y la actualización del conocimiento de todos aquellos profesionales involucrados con este importante segmento del *downstream* de la industria del petróleo. Durante el evento se realizarán presentaciones de trabajos técnicos en sesiones orales y de pósters, mesas redondas y conferencias con destacados expertos en los temas que se ocupan de la refinación, entre ellos las perspectivas de calidad de crudos y desafíos para el parque refinador, la excelencia de las operaciones y la gestión del conocimiento y la capacitación profesional.

Más información: www.iapg.org.ar

26 WGC2015: Creciendo juntos hacia un planeta amigable

Los líderes globales de la energía se reunirán, del 1º al 5 de junio de 2015, en la prestigiosa WGPCPARIS2015 (la Conferencia Mundial del Gas) en París. Se tratará de la vigesimosexta edición de la muestra, organizada por la Unión Internacional del Gas (IGU), y que en esta ocasión tendrá como anfitrión a Francia. La conferencia y exposición abordará los acontecimientos recientes en el sector energético, con un enfoque primordial en el crecimiento sustentable de la industria mundial del gas.

Bajo el lema “Creciendo juntos hacia un planeta amigable”, la WGPCPARIS2015 será una vidriera donde se exhibirán los principales logros e hitos alcanzados por la industria mundial del gas. También se buscará trazar nuevas estrategias de la industria del gas natural.

Se esperan unos 4.000 delegados, más de 100 países representados, una expo de 45.000 m², donde unas 350 empresas construirán su stand, y más de 70 sesiones de conferencias, con al menos 500 oradores exponiendo.

Para hacer frente a la continua necesidad de energía limpia y eficiente, el equipo WGPCPARIS2015 ha identificado los pilares estratégicos para sostener el futuro crecimiento global: el crecimiento debe ser sostenible y compartido entre los continentes, y mejorar las condiciones actuales sin comprometer la capacidad de generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.

El programa técnico WGPCPARIS2015 se ha estructurado en torno a temas críticos, comenzando con “Recursos humanos para el futuro”; “El gas natural disponible en todas partes”, y luego “El gas natural para un desarrollo sostenible”, hasta llegar a “La combinación con las energías renovables y la electricidad”. Será la oportunidad para que una industria con intereses comunes busque garantizar la excelencia continua en el clima global del gas actual.

Para más información o para registrarse: www.wgc2015.org.



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

You Tube

youtube.com/IAPGinfo



Linked in

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

YPF, presente en el verano con Serviclub, Nuestra Energía y Ases al Volante

En la actual temporada de verano, YPF S.A. ha estado presente en los principales balnearios de la Costa Atlántica con servicios y promociones a través de YPF Serviclub, y sus propuestas educativas “Nuestra Energía” y “Ases Al Volante”, para que todos pudieran aprender jugando sobre la importancia de la energía y la seguridad vial.

YPF Serviclub, el club de afinidad más importante del país con más de un millón de socios activos, tuvo presencia en las ciudades de Mar del Plata, Pinamar y Villa Gesell, a través de paradores en importantes balnearios, puntos de servicio en las playas y actividades de promoción en las 32 estaciones de servicio de la zona.



Los socios de YPF Serviclub han podido disfrutar de sus vacaciones con todas las comodidades que brindan estas instalaciones, además de disponer de importantes descuentos en el alquiler de las carpas o sombrillas, en los restaurantes de los balnearios y acceso a beneficios solo por pertenecer al Club, como acceso a juegos para la playa y wifi gratuito.



Además, los socios Serviclub que visitaron otros puntos del país, pudieron disfrutar de los importantes descuentos y beneficios que brindan los más de 5.300 establecimientos adheridos: restaurantes, hoteles, entretenimientos, compras, entre otros.

Nuestra energía

“Nuestra Energía”, en tanto, es la exitosa propuesta que YPF diseñó para mostrar la importancia que tiene la energía en nuestras vidas, y los desafíos que se plantean para su producción en forma sustentable. Al mismo tiempo, busca estimular el interés en una actividad que necesita de una nueva generación de profesionales para que la Argentina ponga en valor sus recursos.

En esta nueva temporada, YPF replicó su “Espacio de la Energía”, que miles de personas visitaron en Tecnópolis, en la ciudad de Mar del Plata. La experiencia más innovadora es el “Cine Vivencial”, donde el espectador será parte de una aventura multisensorial para conocer cómo se formaron los hidrocarburos, viajar por escenarios prehistóricos entre dinosaurios, y sobrevolar las instalaciones de YPF en Vaca Muerta. La aventura sucede dentro de una nave con butacas que se mueven siguiendo la narración que se ve en la pantalla.

Otra de las modernas atracciones es “El Origen”, en el cual podrán conocer, por medio de una pantalla gigante, la historia de la energía en el mundo y la Argentina, desde el fuego y las primeras herramientas de piedra, hasta Vaca Muerta y los hidrocarburos no convencionales. Y “La Refinería”, una obra plástica intervenida con una instalación audiovisual, que explica cómo funciona una refinería y el proceso de transformación del petróleo hasta obtener el combustible y otros derivados de uso cotidiano, entre otros espacios.



y la **ENERGÍA**
Diego A. Golombek y Diego M. Ruiz

Educar para la energía

FUNDACIÓN **YPF**

YPF también recorrerá la Costa Atlántica con su nuevo tráiler de la Energía, una deslumbrante propuesta interactiva sobre el desafío de la energía. Equipado con dos módulos de tecnologías dinámicas de última generación, el espacio es una aventura multisensorial para conocer la historia de los hidrocarburos. El primer módulo contiene una película



animada que resume los conceptos más importantes sobre los usos del petróleo y la oportunidad que tiene el país con el desarrollo de los no convencionales. El segundo, es un simulador de perforación, que permite sentirse dentro de un pozo exploratorio por debajo de la superficie terrestre.

Por último, YPF llega a las ciudades de Mar del Plata y Pinamar con su exitosa y premiada campaña de seguridad Vial: "Ases al Volante". En esas pistas de karting, los más chicos podrán aprender de una forma original y divertida las normas de tránsito.

Agenda

Serviclub:

- Mar del Plata:
 - Balneario "Cabo Largo", en Paseo Costanera Sur, rotonda El Faro.
 - Punto de servicio: "Bahía Varese", en Paseo Jesús de Galindez s/n.
- Pinamar:
 - Balneario y Punto de Servicio "Barbados", Av. Del Mar y Langostinos.
- Villa Gesell
 - Balneario y Punto de Servicio "Vieja Cangreja", Calle 109 y Costanera.
- Beneficios en el alquiler de carpas y gastronomía en otros 14 balnearios de la Costa Atlántica.

"Nuestra Energía":

- Mar del Plata:
 - "Espacio de la Energía", todos los días de 18 a 24 horas en la Plaza Bartolomé Mitre (Av. Colón y San Luis)

"Trailer de la Energía":

- Pinamar:
 - Primera parada en Av. Bunge y Av. Del Buen Orden, todos los días de 18 a 24 horas.

Ases al Volante

- Pinamar:
 - Todos los días de 18 a 24 horas.
- Mar del Plata:
 - Todos los días de 18 a 24 horas en la Plaza Bartolomé Mitre (Av. Colón y San Luis)



gías para la Inclusión Social (PTIS). El objetivo es apoyar aquellas iniciativas que tengan como fin la resolución y/o mejora, a través de un desarrollo tecnológico específico, de la calidad de vida de las comunidades en las que se hayan detectado necesidades.

La convocatoria otorgará un total de \$ 3.080.000, distribuidos por igual en cuatro áreas definidas, y hasta \$ 70.000 por proyecto. Podrán participar asociaciones legalmente constituidas, tales como municipios, asociaciones, cooperativas, sindicatos, micro, pequeñas y medianas empresas, organizaciones de la sociedad civil, y/o cualquiera de estos integrados, que posean probada capacidad de gestión para materializar el proyecto, excluyendo instituciones del sector científico tecnológico.

En concordancia con los lineamientos establecidos en el "Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Argentina Innovadora 2020», y de la estrategia de focalización en el área prioritaria de Desarrollo Social del mencionado Plan, esta convocatoria se encuentra dirigida a proyectos de innovación inclusiva en las siguientes temáticas:

- Discapacidad
- Economía social
- Agricultura Familiar
- Hábitat Social

Cabe destacar que este año será un requisito excluyente la presentación de una idea proyecto (IP), que deberá surgir del consenso de los actores involucrados y consistirá en un esbozo previo al diseño del proyecto. La presentación de las mismas deberá realizarse desde el lunes 16 de febrero hasta el viernes 15 de mayo de 2015 inclusive, enviando el formulario completo por correo postal a la calle Godoy Cruz 2320, piso 3° (C1425FQD) C.A.B.A., y en versión electrónica a procodas@mincyt.gob.ar. Una vez seleccionadas las IP que resulten admitidas, las entidades solicitantes deberán elaborar y presentar el proyecto definitivo.

El MinCyT financiará proyectos que promuevan la inclusión

El Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, a través de la Secretaría de Planeamiento y Políticas, convoca a la presentación de Proyectos de Tecnología

El Programa Pymes de PAE alcanzó a más de 3.200 emprendedores

El Programa Pymes finalizó su noveno año de gestión, y en 2014 implementó sus actividades en Chubut y Santa Cruz, en la Cuenca del Golfo San Jorge, en Salta, Tartagal, donde la compañía opera el área Acambuco, y en la provincia del Neuquén, en el área Lindero Atravesado operada por la compañía.

Durante 2014 se dictaron más de 31.864 horas de formación a través de 236 cursos, capacitaciones y actividades realizadas en las diferentes regiones del país, en las que participaron más de 3.200 referentes de empresas y emprendimientos.

El Programa Pymes, el primero en su tipo y único en su alcance, se caracteriza por ser abierto y gratuito a todas las empresas, sean o no proveedoras de PAE. Se focaliza en el concepto de sustentabilidad, con el objetivo de hacer crecer y desarrollar a las pymes en el largo plazo, potenciando al máximo posible su plan de negocios. PAE les provee asistencia técnica, financiera y comercial, las orienta para la certificación de normas de calidad y colabora en la generación de empleo. En estos casi 10 años, el programa ha sido una herramienta importante para el armado de redes de cooperación empresarial, pública y privada, con capacidad de sostenimiento y ampliación, como así también para el desarrollo de nuevos productos, servicios y de sustitución de importaciones.

Las actividades se realizan articulando el esfuerzo en conjunto con diversas instituciones, tanto públicas como privadas, entre las que se destacan las municipalidades, universidades y agencias de desarrollo locales; entidades como AMIA, Garantizar, INTI, INTA, IAPG, Centro Pyme Adeneu; y reconocidas consultoras locales del ámbito privado.

A modo de balance del año, Horacio García, Responsable del Programa Pymes de PAE, sostuvo, "con el Programa Pymes, PAE se suma a los esfuerzos de Gobiernos e instituciones locales en la búsqueda permanente del desarrollo, tratando de fortalecer la industria local, aumentar la competitividad, fomentar la eficiencia e incrementar la producción. A tal fin, el programa desarrolla competencias y habilidades que otorguen estándares perdurables de clase mundial en los productos y servicios de la región donde operamos".

Se adjudicaron \$ 120.000.000 para seis centros de desarrollo tecnológico

La Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, dependiente del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, adjudicó aportes no reembolsables por un monto cercano a los \$ 120.000.000 para la creación de seis nuevos centros de investigación, desarrollo, prestación y transferencia de servicios tecnológicos de alto valor agregado, orientados a la producción con amplio alcance a nivel territorial.

Las iniciativas, aprobadas en el marco de la línea CEN-TEC que administra el Fondo Tecnológico Argentino (FONTAR) de la Agencia, serán llevadas adelante por consorcios asociativos públicos y privados, con el objetivo de poner en marcha actividades científicas que contribuyan al fortalecimiento de núcleos industriales y conglomerados de empresas donde existen demandas tecnológicas precisas que justifican la constitución de cada centro.

Los CEN-TEC adjudicados a través de esta convocatoria son:

- CEN-TEC 005 – Trazas de fisión (Petróleo y minería): Centro de Desarrollo de termocronología LaTeAndes. Ubicación: Salta. Consorcio integrado por el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), INENCO y GEOMAP S.A.
- CEN-TEC 008 – Alimentos (Ácidos grasos Omega 3): Laboratorio de referencia a nivel nacional de análisis para la certificación de calidad de aceites en general y aceites con contenido de ácidos grasos poliinsaturados en medicamentos, alimentos, nutraceuticos y piensos. Ubicación: San Luis. Consorcio integrado por el Ministerio de Medio Ambiente de la provincia de San Luis, Laboratorios Puntanos SE, y AECE S.A.
- CEN-TEC 002 – Industria electrónica: Centro de Desarrollo Tecnológico de Tierra del Fuego. Ubicación: Tierra del Fuego. Consorcio integrado por la Universidad de Tierra del Fuego, el Ministerio de Industria de Tierra del Fuego, y la Asociación de Fábricas Argentinas Terminales de Electrónica (AFARTE).
- CEN-TEC 004 – Electrónica de potencia, forja y fundición: Centro de Servicios Industriales de referencia internacional para el sector electro-metalmeccánico. Ubicación: Buenos Aires (Florencio Varela). Consorcio integrado por ADIMRA, la Universidad Nacional de San Martín y la Universidad Nacional Arturo Jauretche.
- CEN-TEC 006 – Mecatrónica / Metalmeccánica: Asociación Civil para el Desarrollo y la Innovación Competitiva Agencia Rafaela (ACDICAR). Ubicación: Santa Fe. Consorcio integrado por la Municipalidad de Rafaela, el Centro Comercial e Industrial de Rafaela y la Región y el Gobierno de la provincia de Santa Fe.
- CEN-TEC 009 – Biotecnología de la reproducción bovina: Creación de un centro de desarrollo tecnológico para Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i) de un nuevo sistema de sexado de semen por métodos inmunológicos y servicios en biotecnología de la reproducción bovina y otros ganados. Ubicación: Buenos Aires (Pergamino) y Corrientes. Consorcio integrado por la Universidad Nacional del Noroeste de la Provincia de Buenos Aires (UNNOBA) y Munar y Asociados S.A.

Cabe destacar que los CEN-TEC se encuentran en ventanilla permanente, por lo que no hay fecha límite para la

Nuevo



REGISTROS DE POZO
PRINCIPIOS Y APLICACIONES

Alberto Khalafchian

Obra indispensable
para geólogos e
ingenieros de la
industria del petróleo y
gas que utilizan perfiles
para evaluar
formaciones o planear
terminaciones

En venta en: Librerías SBS
Enrique Santos Discipolo 1875 - Bs. As.
www.sbs.com.ar

presentación de proyectos. A través de este instrumento, es posible solicitar aportes no reembolsables por un mínimo de \$ 6.000.000 y un máximo de \$ 20.000.000 para financiar hasta el 80% del costo total de cada iniciativa. El apoyo se destinará, por un lado, a generar las capacidades de oferta de servicios y actividades de I+D, y por el otro a subsidiar la utilización de los mismos a través de derechos de usos otorgados a las empresas.

Asimismo, se privilegiarán aquellas propuestas que impliquen nuevas capacidades en regiones de menor desarrollo relativo y en línea con las prioridades estipuladas en el “Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Argentina Innovadora 2020”.

La convocatoria CEN-TEC fue diseñada por la Agencia de Promoción Científica y Tecnológica junto a la Secretaría de Planeamiento y Políticas en Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, ambas pertenecientes a la cartera de Ciencia.

Nuevo Gateway inalámbrico de Emerson

Emerson Process Management presentó el Smart Wireless Gateway 1410D compacto para aplicaciones de red inalámbrica, donde los puntos de instalación del gateway son limitados o se encuentran en áreas seguras de difícil acceso, que deben ser conectadas a través de aplicaciones de red remotas.

Las instalaciones de los gateway inalámbricos pueden ser difíciles cuando las distancias de las antenas son limitadas y solo existen unos pocos puntos seguros. El Gateway 1410D utiliza el Smart Wireless 781 Field Link para habilitar un punto de antena remoto flexible de hasta 200 metros, además de la posibilidad de separar la conexión de áreas peligrosas con una protección intrínsecamente segura.

“El nuevo Gateway les permite a los usuarios con puntos seguros limitados agregar y fortalecer su red inalámbrica”, dijo Bob Karschnia, el vicepresidente de la división Wireless de Emerson. “El Smart Wireless Gateway fortalece a las



redes Smart Wireless para brindar mejores datos y permitir a los fabricantes incrementar la seguridad, responsabilidad con el medio ambiente y desempeño del proceso”.

Un tamaño más reducido y una capacidad de montaje tipo DIN-Rail hacen del 1410D una solución ideal para requerimientos de espacios limitados. Las funciones de seguridad integradas a manera de capas aseguran que la red permanezca protegida todo el tiempo. Los dispositivos adicionales pueden ser agregados fácil y rápidamente, sin la necesidad de configurar las rutas de comunicación. El Gateway maneja la red inalámbrica automáticamente y brinda una confiabilidad de más del 99.9%.

El Smart Wireless Gateway 1410D tiene la capacidad de comunicar hasta 100 dispositivos, y cuenta con una característica de redundancia opcional. El gateway se conecta a los sistemas host heredados y brinda una salida Modbus® RTU, RTU/TCP/IP y EtherNet/IP.

La Central Térmica San Nicolás utilizará tecnología UFES®



ABB, compañía dedicada a tecnologías de energía y automatización industrial, anunció que el sistema de protección contra arcos internos, llamado UFES® (*Ultra Fast Earthing Switch*), proveerá de protección al personal y al sistema de la Central en caso de fallas del tablero.

ABB en Argentina proveerá a la Central Térmica San Nicolás (AES Argentina Generación S.A.) con su última tecnología en prevención de accidentes para tableros de media tensión: el sistema UFES® (*Ultra Fast Earthing Switch*). Se trata de un sistema de protección contra arcos internos que combina la tecnología ABB de interrupción en vacío y del limitador de corriente más rápido del mercado, el Is-Limiter®.

La solución UFES® de ABB es crucial en casos donde se da una falla dentro de un tablero de media tensión debido a un defecto, una condición de servicio excepcional o una operación incorrecta, lo que puede generar un arco interno que puede causar graves daños. La protección total del personal durante un arco interno es por supuesto, de máxima prioridad. Sin embargo, es aún mejor tomar medidas proactivas para evitar que ocurra tal evento. Esto no solamente elimina el riesgo hacia las personas, sino que además ofrece una protección contra el daño o destrucción de los componentes del sistema.

El sistema UFES® opera bajo el principio de que la liberación no controlada de energía producida por un arco interno sea eliminada por la acción de una puesta a tierra sólida metálica trifásica ultra-rápida. Este tipo de conexión se caracteriza por una significativa baja impedancia, lo que produce que la corriente de falla se derive inmediatamente a través de un seccionador de tierra ultra-rápido, extinguiéndose de esta manera el arco.

Al ocurrir una falla de arco interno, la unidad electrónica detecta la corriente de falla (a través de los transformadores de corriente) y la luz del arco (medida por sensores ópticos). Casi al mismo tiempo, el microgenerador de gas es activado accionando al pistón. Esto hace que el contacto móvil penetre la membrana y se conecte firmemente al contacto fijo para crear un cortocircuito sólido a tierra. Por lo tanto, la falla es cortocircuitada y el arco se extingue en menos de 4 ms luego de que es detectado.

Aplicaciones

El sistema UFES® está diseñado para tensiones de hasta 40,5 kV y corrientes de corta duración de hasta 63 kA. Es una protección activa contra arcos internos para tableros de media tensión nuevos o para tableros existentes de vieja generación. Para estos casos, UFES cuenta con accesorios que lo hacen fácilmente acoplable a celdas de todos los fabricantes.

Los elementos primarios de maniobra pueden ser instalados en el compartimiento de cables de la celda, o simplemente en cada sección de barras colectoras para asegurar que el sistema está cubierto en su totalidad.

Y-TEC coloca las primeras boyas en el Mar Austral Argentino

Estos equipamientos tecnológicos, que ya se encuentran operando en aguas argentinas, permitirán conocer la potencialidad de este recurso renovable y representan un paso más hacia la soberanía energética nacional.

La creciente necesidad energética forzó a la humanidad a explorar nuevos horizontes. Es por esto que los recursos naturales como el viento, el sol y los océanos, entre otros,



lograron el primer lugar en la agenda política internacional, y su explotación una prioridad. Hoy, Y-TEC, la empresa de investigación y desarrollo creada por YPF y el CONICET en el 2012, anuncia la exitosa colocación de 2 boyas meteoceánicas que permitirán estudiar el potencial del Mar Austral argentino como nuevo recurso renovable para la generación de energía eléctrica.

Realizado en el marco de un programa científico y tecnológico, y con el apoyo financiero del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva de la Nación e YPF, esta operación es un nuevo paso en pos de la soberanía energética nacional.

El "Estudio del recurso energético marino de la Patagonia Austral", que lidera Y-TEC y que captó el interés de la comunidad científica internacional, tiene como objetivo recabar datos que permitirán inferir el potencial de las corrientes marinas. Las boyas fondeadas el 2 y 3 de diciembre contienen instrumentos que permiten medir corrientes, olas y parámetros meteorológicos. Esta información será utilizada en el desarrollo de una biblioteca de datos que permitirá elaborar, entre otras cosas, un mapa oceanográfico para el aprovechamiento energético de las corrientes oceánicas.

Debido a que las mejores regiones para explotar este recurso se encuentran en zonas con ecosistemas sensibles, biólogos marinos, oceanógrafos y especialistas en Medio Ambiente se encuentran trabajando junto a los demás expertos para determinar las características de los escenarios seleccionados.

Este proyecto, que presenta una gran capitalización de equipos e instrumentos de última tecnología, y que tiene una duración de 3 años, tiene como elemento distintivo la formación de jóvenes profesionales, investigadores y tecnólogos, en campos tales como las operaciones marítimas, la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables, el estudio de materiales, corrosión y biocorrosión, la utilización del hidrógeno y estudios ambientales.

Luego de varios meses de arduo trabajo, que incluyeron aspectos científicos, tecnológicos, logísticos y administrativos, el esfuerzo de más de 50 especialistas y expertos rindió sus frutos al fondearse con éxito dos boyas "meteoceánicas" en el Mar Austral Argentino.

El buque "Lenga", propiedad de la Naviera Antares, zarpó del muelle Presidente Illía de Punta Loyola (Santa Cruz) el 2 de diciembre a las 17:30 hs, con personal del proyecto y ambas boyas en dirección al interior del estuario del Río Gallegos para colocar la primera de ellas. La boya AXYS, de origen canadiense, diseñada para aguas de profundidad somera, fue fondeada ese mismo día a las 18:21 hs.



International
Bonded Couriers

IBC™

International Bonded Couriers

- Courier Internacional y Nacional
- Cargas Aéreas y Marítimas
- Servicio Puerta a Puerta

Av. Independencia 2182 - Capital Federal (C1225AAQ)
 Tel: (011) 4308-3555 // Fax: (011) 4308-3444
 email: bue-ventas@ibcinc.com.ar // web: www.ibcinc.com.ar

A continuación, el Lenga prosiguió con su navegación hasta Cabo Vírgenes, para realizar el fondeo de la boya WAVES-CAN, de procedencia noruega y diseñada para aguas profundas, la cual fue instalada el 3 de diciembre a las 7:40 hs.

Tras el éxito de ambos fondeos, el buque permaneció en la zona verificando la correcta operación de las boyas y la transmisión satelital de los datos. Vale mencionar que en los próximos meses se realizarán operaciones similares para la reubicación de estas boyas en coordenadas ya establecidas; además se realizará la adquisición, configuración y emplazamiento de otro conjunto de instrumentos de medición. Entre estos, pueden mencionarse vehículos submarinos y superficiales autónomos y un Lander, que serán utilizados en 5 áreas restantes de Bahía Grande y Tierra del Fuego, durante los próximos 3 años.

Y-TEC, quien lidera el proyecto, cuenta con la invaluable colaboración de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Santa Cruz, YPF, institutos regionales pertenecientes al CONICET (CENPAT y CADIC), YCRT, Y-SUR, IEA SRL, Prefectura Naval Argentina y la Armada Argentina, para la concreción de este objetivo, y seguirá trabajando en conjunto con cada uno de estos actores hasta la finalización del proyecto.

Áreas de estudio

Bahía Grande presenta un gran nivel de mareas, el cual puede compararse con los mejores en el mundo; esto impone una condición de peso para el estudio del potencial energético de los desplazamientos de agua en dicha zona. Para este proyecto se han seleccionado siete áreas, con diferentes características, las cuales determinan zonas de campañas de medición; estas son: el estuario del Río Gallegos, el estuario del Río Santa Cruz, Cabo Vírgenes, Punta Dungeness, Cabo Espíritu Santo, Bahía San Sebastián y Canal de Beagle.

Aspectos ambientales

El cuidado ambiental es una pauta establecida por YTEC para el desarrollo de sus proyectos, la cual, en este caso, se cumplirá en las actividades propias de las campañas de medición. Para llevar adelante esta gestión se realizará, para cada zona de estudio, una línea de base y su correspondiente estudio de impacto ambiental.

Otro objetivo de estudio será la caracterización de los organismos responsables del biofouling (bioensuciamiento) y la biocorrosión en el ambiente marino, fenómenos que podrían afectar la integridad del material de los elementos de medición (boyas, turbinas, landers, etcétera).

Equipamiento

Los instrumentos que se utilizarán para las campañas de medición serán 2 boyas meteorológicas, 2 landers con instrumental para medir corrientes y características del agua de mar, un vehículo sumergible autónomo, un deslizador con comando remoto y, en una última etapa, microturbinas para medir integralmente la potencialidad del recurso.

Entre los proveedores de microturbinas a nivel nacional, están el INVAP y el Departamento de Hidráulica de la Facultad de Ingeniería de la UNLP.

Asimismo, se están adquiriendo un microscopio XPS, un microscopio SEM, potenciómetros y criostatos, a fin de equipar los laboratorios de electroquímica de YTEC y UTN para estudios de materiales, electrólisis del agua de mar, corrosión, fouling e hidrógeno.

Clariant

Clariant, empresa especializada en química, firmó un acuerdo para vender su negocio de Water Treatment en Argentina, Brasil y Colombia a Ecolab Inc. La transacción está sujeta a determinadas condiciones precedentes y de aprobaciones reglamentarias. El negocio de Water Treatment de Clariant en América Latina ofrece productos químicos y servicios para un amplio abanico de industrias, como la industria textil, alimentos y bebidas, productos químicos, papel y celulosa, cuidados personales y productos para el hogar, entre otras.

La venta para Ecolab, especializada en tecnologías y servicios de agua, higiene y energía, no incluye las actividades de Water Treatment de Clariant, relacionadas a la industria del petróleo y del gas en la región latinoamericana. Ese segmento fue integrado a las operaciones de Oil & Mining de Clariant, en el área de negocios Natural Resources. Clariant ofrece, hace más de 30 años, productos y servicios para el sector de petróleo y gas en América Latina, con plantas de producción y laboratorios para desarrollar soluciones que atiendan las demandas presentes y futuras de los clientes.



Profesionales & consultores

VYP
CONSULTORES S.A.

Desarrollo de Yacimientos
Exploración
Análisis de Economía y Riesgos
Auditoría y Certificación de R&R

(54-11) 5352-7777 www.vyp.com.ar

El mejor asesoramiento para sus proyectos y negocios de E&P

GiGa
Consulting

Incluidos en el Registro de Auditores y Certificadores de Reservas de la Secretaría de Energía

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar

Edificio Concord Pilar
Sección Zafiro Of.101-104
Panamericana Km.49,5 (1629)
Pilar - Bs. As. - Argentina
Tel: +54 (230) 4300191/192
www.gigaconsulting.com.ar

Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

Los profesionales o consultores interesados podrán contratar un módulo y poner allí sus datos y servicios ofrecidos.

Informes: Tel.: (54-11) 5277-4274 Fax: (54-11) 4393-5494
E-mail: publicidad@petrotecnia.com.ar

Misión Comercial a China de la Industria Petrolera y Petroquímica

En los últimos años China, con sus más de 1.300 millones de habitantes, ha comenzado un proceso acelerado de urbanización, priorizando el fomento y la consolidación de su mercado interno.

Durante más de 10 años, su economía ha crecido a un ritmo sostenido del 10% anual. China es el mayor exportador mundial y la segunda potencia económica e industrial. Como consecuencia de ello, la energía necesaria para esta rápida transformación se ha incrementado exponencialmente, llegando a ser el principal demandante a nivel global.

Desde el año 2009, China es el segundo mayor importador de petróleo, y en la última década se ha transformado también en exportador. A pesar de la crisis económica internacional, que establece una disminución del flujo de mercado del petróleo, las importaciones chinas mantienen los actuales intercambios mundiales y, según estimaciones de la Agencia Internacional de Energía, para el año 2030 el 79% de la oferta de petróleo provendrá de pozos fuera de China.

Es en este escenario de constante aumento en la demanda, la transformación de la matriz energética, producto de la gran inversión en investigación y desarrollo, que empresas chinas proveedoras de la industria petrolera y petroquímica se han convertido en abastecedores, tanto a nivel local como internacional.

En ese contexto, del 26 al 28 de marzo del 2015 tendrá lugar en el New China International Exhibition Center, ubicado en la ciudad de Beijing, la mayor exhibición de la industria petrolera del mundo.

La 15^ª Edición de la Exhibición Internacional China de Tecnología y Equipamiento para la Industria Petrolera y Petroquímica (CIPPE) tendrá:

- 1.800 expositores provenientes de 65 países y regiones.
- 45 expositores de las principales 500 compañías.
- 15 Pabellones internacionales.
- 90.000 m² de exposición.
- 65.000 visitantes profesionales.

En 2014, esta expo contó con la participación de 15 pabellones internacionales, incluyendo países como Estados Unidos, Alemania, Inglaterra, Francia, Canadá, Dinamarca, Italia y Rusia, entre otros. Asistieron numerosas multinacionales y las más grandes empresas chinas del sector.

Entre los expositores, se encuentran las principales empresas productoras de:

- Equipamiento de explotación y producción de gas y petróleo;
- Tecnología y equipamiento para exploración geofísica, registro y perforación de pozos (*onshore* y *offshore*);
- Examen, reparación, mantenimiento y management de equipamientos petroleros y petroquímicos;
- Tecnología y equipamientos para investigación científica y laboratorios;
- Procesos tecnológicos y equipamiento para refinamiento de petróleo;
- Sistemas de control PCL y DCS;
- Plantas de automatización industrial;
- Tecnología y equipamiento de seguridad, protección medioambiental y conservación de energía;
- Equipamiento eléctrico y electrónico;
- Sistemas de ventas e instalaciones en estaciones de gas y petróleo;
- Vehículos especiales para transporte;
- Equipamiento para control de fluidos, compresores, bombas, sopladores y válvulas;
- Equipamiento contra incendios y alarmas, artículos de seguridad industrial y protección laboral;
- Comunicación, sistemas de manejo de información y e-commerce;
- Tecnología y equipamiento para la carga y descarga, packaging, almacenaje y transporte; etcétera.
- Los interesados en participar contactarse con: Mariela Lorenc Pacek (54 11) 4393-1237 mariela.lorenc@edin-training.com.ar

cippe ZHONGWAI International Petroleum Exhibition

23 al 28 de MARZO de 2015 Beijing, China

Misión Comercial del Sector de la Industria Petrolera y Petroquímica.

15^{ava.} Edición de la Exhibición Internacional China de Tecnología y Equipamiento para la Industria Petrolera y Petroquímica (CIPPE).

Del 26 al 28 de marzo del 2015, tendrá lugar en el New China International Exhibition Center ubicado en la ciudad de Beijing, la mayor exhibición de la industria petrolera del mundo.

1500 expositores provenientes de 65 países y regiones.

45 expositores de las principales 500 compañías.

15 pabellones internacionales.

90.000 m² de exposición.

65.000 visitantes profesionales.

CIPPE Beijing 2015 tendrá la participación de 15 pabellones internacionales, incluyendo países como Estados Unidos, Alemania, Inglaterra, Francia, Canadá, Dinamarca, Italia y Rusia, entre otros. Asistieron numerosas multinacionales y las más grandes empresas chinas del sector.

CIPPE Beijing 2015 tendrá la participación de 15 pabellones internacionales, incluyendo países como Estados Unidos, Alemania, Inglaterra, Francia, Canadá, Dinamarca, Italia y Rusia, entre otros. Asistieron numerosas multinacionales y las más grandes empresas chinas del sector.

INTERESADOS POR FAVOR CONTACTARSE CON:

Mariela Lorenc Pacek
mariela.lorenc@edin-training.com.ar
 (54 11) 4393-1237

Juan Villanar
juan@edin-training.com.ar
 (54 11) 4393-1237

Mariela Lorenc Pacek
mariela.lorenc@edin-training.com.ar
 (54 11) 4393-1237

WILCO S.A.S.
 EDIN T.E.S.
 KAZAMA SYSTEMS
 CÁMARA DE LA ASIA

ABB y Solar Impulse se preparan para su vuelo histórico alrededor del mundo

ABB, compañía especializada en tecnologías eléctricas y de automatización, acompañará a Solar Impulse y a su tripulación en el vuelo alrededor del mundo, del avión alimentado exclusivamente con energía solar.

Solar Impulse, con sede en Suiza, ha anunciado hoy que dará comienzo a su histórico vuelo entre finales de febrero



y principios de marzo en Abu Dabi. En 2014, ABB y Solar Impulse crearon una alianza tecnológica innovadora, para hacer avanzar su visión compartida de una reducción del consumo de recursos naturales, y un incremento en la utilización de energías renovables.

Los ingenieros de ABB se han integrado en el equipo Solar Impulse, al que han aportado su experiencia y su entusiasmo. Su trabajo consiste en mejorar los sistemas de control en las operaciones de tierra, mejorar la electrónica de carga de los sistemas de baterías del avión, y solucionar los obstáculos que surjan durante el viaje.

Durante su recorrido de 40.000 kilómetros, los pilotos Bertrand Piccard, Presidente de Solar Impulse y Andre Borschberg, Director Ejecutivo, se irán relevando en las escalas que el avión hará en ciudades como Muscat en Omán; Varanasi y Ahmedabad en India; Chongqing y Nanjing en China; y Phoenix, Arizona, en EE.UU. Pararán también en Europa o el norte de África.

Entre los retos que se afrontarán antes del término de la misión en Abu Dabi a mediados de 2015, estará un vuelo sin paradas de cinco días con sus noches desde China hasta Hawai. El avión, que estará alimentado por 17.248 células solares, volará cada día más alto que el Monte Everest, mientras que carga sus baterías para poder permanecer en el aire durante las noches.

El entusiasmo de ABB con Solar Impulse no nace solo de su fe compartida en la innovación y la tecnología, sino también del credo de la compañía: "Power and productivity for a better world". Los valores de Solar Impulse son un reflejo de las aspiraciones de ABB de ayudar a mejorar la eficiencia operativa, reducir el consumo de recursos, hacer posible un transporte sostenible, y mejorar la penetración de la energía limpia y renovable.

ABB, que es el segundo suministrador mundial de inversores solares, y uno de los mayores proveedores de la industria eólica, es también líder en la integración eficiente y fiable de energías renovables en las redes eléctricas. ABB está colaborando en la construcción de la más completa red de carga de vehículos eléctricos en Europa, y está suministrando equipos esenciales para la mayor red mundial de cargadores rápidos para vehículos eléctricos en China.

Desde 2010, Bertrand Piccard, presidente del proyecto, y Andre Borschberg, su director ejecutivo, han logrado entre ambos ocho récords internacionales de aviación, incluyendo el de mayor duración, altitud y distancia al cruzar Europa, el norte de África y Estados Unidos, en un avión prototipo propulsado solo por el sol.

Pueden visitar <http://new.abb.com/betterworld> para más información acerca de la alianza entre ABB y Solar Impulse.

An advertisement for ENARSA (Energía Argentina S.A.) featuring a wide-angle photograph of an industrial facility, likely a power plant or refinery, with various structures, pipes, and a large yellow storage tank. The ENARSA logo is in the top left corner. At the bottom, there is a white banner with the text "ENSENADA DE BARRAGAN", "Energía con inclusión social.", and the website "www.enarsa.com.ar".

NOVEDADES DEL IAPG



Se celebró el Día del Petróleo y del Gas



El 13 de diciembre último, el IAPG fue nuevamente anfitrión del tradicional almuerzo que nucleó a los protagonistas de la industria de los hidrocarburos. Los máximos representantes de la industria de los hidrocarburos se reunieron para celebrar el Día del Petróleo y del Gas, en un nuevo aniversario de su descubrimiento en el país.

La cifra de asistentes superó incluso el récord de 1.300 asistentes del año previo, y entre ellos se contó con la presencia de CEOs de las principales empresas, funcionarios nacionales y provinciales, legisladores nacionales, miembros del cuerpo diplomático, directivos y representantes de instituciones y empresas del sector.



“Los países no son exitosos por las supuestas riquezas que se ocultan en su territorio, dijo Ernesto López Anadón, presidente del IAPG, en su discurso en representación de toda la industria, sino por la capacidad del conjunto de su sociedad de aprovechar las oportunidades que se le presentan”. Y pidió “Tiempo, sacrificio y esfuerzo es el camino a seguir. Los que así lo entendieron triunfaron.”.

El clásico almuerzo tuvo lugar en el Salón Libertador del Sheraton Hotel de Retiro, en la ciudad de Buenos Aires, y como es costumbre fue organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), junto con la Asociación de Distribuidores de Gas de la República Argentina





(Adigas), la Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado (Cegla), la Cámara de Empresas de Operaciones Petroleras Especiales (Ceope), la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH), la Cámara de la Industria del Petróleo (CIP), el Club del Petróleo de Buenos Aires y la SPE internacional.



Seccional Comahue: amplia actividad de la Subcomisión de Calidad

La Subcomisión de Calidad de la Seccional Comahue compartió recientemente las actividades más relevantes realizadas durante 2014.

Certificación de Oficios en la Seccional Comahue

La Seccional Comahue del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), mediante su subcomisión de Calidad, continúa desarrollando un programa de Certificación de Oficios destinado a la industria petrolera regional. Este programa asegura los conocimientos de las personas encargadas de desarrollar las actividades relacionadas con el mantenimiento y operación de plantas y campos petroleros.

El equipo de trabajo estableció los siguientes objetivos-guías, cuyo alcance se transformaría en beneficios al sistema productivo:

- Mejora de la calidad de los servicios.
- Reconocimiento social e institucional de las competencias laborales adquiridas.
- Integración de universidad y empresas.
- Mejora de su empleabilidad.
- Profesionalización de los trabajadores.
- Mejora de la seguridad operativa.
- Nivelación y elevación de las capacidades en las distintas operaciones.

El primer oficio certificado fue el eléctrico, que se realizó en el 2008 con total éxito, y que comprendió un piloto de certificación de 50 oficiales de la especialidad. Una vez superada esta etapa, la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) continuó con la certificación del personal de ese rubro.

Para el diseño e implementación del citado programa, se contó con la participación de representantes de empresas integrantes del IAPG, especialistas de las compañías de los diferentes rubros por certificar y profesores de la UTN, quienes definieron la matriz del conocimiento del personal operativo, el diseño de exámenes teórico-prácticos, la instalación de talleres, la logística y los recursos económicos de soporte.

El equipamiento de los talleres de los oficios implica un gran esfuerzo de las compañías mediante la donación o compra de los equipos para efectuar las prácticas reales; también



se compraron herramientas, instrumentos, mesa de trabajo, armarios, matafuegos, equipos de seguridad, etcétera.

La UTN es la encargada de certificar los conocimientos, previa evaluación individual y, posteriormente, de entregar los respectivos certificados, en el marco del convenio firmado con el IAPG. La certificación tiene una validez de tres años, que debe ser revalidada.

Los postulantes para realizar la certificación, además de la entrevista personal, deben pasar un examen teórico de 30 preguntas y obtener un 70% de aprobación, y no más de un módulo con puntaje inferior al 70%. Para el examen práctico, se implementan 3 o 4 casos reales con orden de trabajo. Además de los conocimientos técnicos, se evalúan



Petroconsult

- :: **MANAGEMENT DE PROYECTOS**
- :: **ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD**
- :: **EVALUACIONES TECNICO - ECONOMICAS**
- :: **ASISTENCIAS EN NUEVAS OPORTUNIDADES DE NEGOCIOS**

BUENOS AIRES
Tucumán 540 - Piso 12 - C1049AAL
Tel.: (5411) 4394-1783

HOUSTON
4801 Woodway, Suite 100W, TX 77056
Phone: 281-914-4738

www.petroconsult-co.com - info@petroconsult-co.com



aspectos como seguridad, calidad, productividad y prolijidad. La aprobación de las dos instancias permite al postulante recibir el carnet de certificación emitido por la UTN.

Actualmente, existen cinco oficios que se están certificando (Mecánico, Instrumentista, Electricista de Yacimiento, Electricista de equipos de torre y Montador de líneas eléctricas). Este año 2015 iniciamos la Certificación de otros dos oficios Petroleros, como ser "Mecánico/Montador de Aparato de Bombeo" y pensamos terminar el primer oficio Operativo a mitad de año: "Operador de Plantas de Gas".

Taller de cañerías de superficie de Epoxi Reforzado con Fibra de Vidrio (ERFV).

El miércoles 19 de noviembre de 2014 se realizó en las instalaciones de Petrobras un Taller de Intercambio de Experiencias en el uso de cañerías de superficie de Epoxi Reforzado con Fibra de Vidrio (ERFV).

El temario desarrollado en esta actividad fue el siguiente:

- Exponer experiencias de cada operador con este tipo de cañerías, destacando inconvenientes resueltos y sin resolver.
- Experiencia y Expectativas de usos "Límite" (Altas Presiones, Temperaturas, etcétera).
- Compartir experiencias en Métodos de Inspección en ERFV utilizados.
- Otros considerados de interés particular por el Operador.



El Dr. Ing. Pablo Montemartini, quien lidera el Laboratorio de Materiales Compuestos del INTEMA (Instituto Argentino de Tecnología de Materiales), expuso sobre la tecnología disponible para la evaluación de integridad de cañerías de ERFV en servicio y expectativas a futuro.

Participaron referentes de las siguientes compañías: Petrobras, YPF, Medanito, Capex, Pluspetrol, Chevron, Petrolera Entre Loma y Petroquímica Comodoro Rivadavia.

Se obtuvieron importantes conclusiones sobre los Modos de Fallas que afectan a estas tuberías durante las distintas etapas de su vida útil, y de qué forma se pueden mitigar los mismos, como así también sobre condiciones particulares de operación que pueden afectar la durabilidad de las cañerías."

Se resuelve formar un grupo Ad hoc para tratar temas referentes el Uso de Cañerías de ERFV de Superficie. Se planifica para el mes de abril la primera reunión.

Equipo Subcomisión de Calidad:

Por último, desde la Sub Comisión de calidad se agradeció a la Comisión Directiva por el apoyo en las distintas actividades que hemos desarrollado durante el 2014.

Convocatoria a participar de una Misión Empresaria a la OTC 2015

Con la colaboración del IAPG, el Ministerio de Desarrollo Territorial, a través del Centro PyME-ADENEU, invita a participar de una misión empresaria a Houston, en ocasión de la *Offshore Technology Conference 2015 (OTC)*. Con el fin de poder observar de cerca la explotación de recursos no convencionales en un país pionero como Estados Unidos, en particular el rol de empresas de servicios, y generar nuevos vínculos empresariales, el Centro PyME-ADENEU organiza una misión a Houston, donde se ubica Eagle Ford, una de las más importantes zonas donde se desarrolla la explotación de no convencionales de Estados Unidos. Además de la visita a la OTC, los empresarios neuquinos podrán conocer y establecer vínculos con empresas locales.

La fecha tentativa de desarrollo de la misión sería del 2 al 10 de mayo, plazo que se confirmará a partir de las actividades a desarrollar, que serán definidas en función de los intereses de los empresarios regionales que se sumen a la Misión.

Formar parte de la Misión representa una oportunidad única para acceder a información de vanguardia, respecto a lo último en equipamientos para la industria, y establecer contacto con empresas y profesionales de todo el mundo. En 2014 participaron de la OTC más de 90.000 personas de 120 países.

La OTC, que en sus inicios estuvo orientada a los desarrollos de la tecnología offshore, se ha convertido en los últimos años en un evento destinado a empresas vinculadas principalmente al desarrollo de la explotación de recursos no convencionales. Este año la feria se realizará del 4 al 7 de mayo en Houston, Texas.

Sin embargo la misión empresarial pretende ir más allá de la participación en la feria: se prevé visitar empresas y las operaciones in-situ, reuniones de negocios y visitas a instituciones de Houston y zonas aledañas, acorde a los intereses de los empresarios neuquinos.



Cursos de actualización 2015

ABRIL

CROMATOGRAFÍA DE GASES

Instructor: *J.J. Ferraro*

Fecha: 9 al 10 de abril. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Nivel 1: Ensayista de Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 13 al 18 de abril. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Nivel 2: Técnico en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 20 al 25 de abril. Lugar: Buenos Aires

INGENIERÍA DE RESERVORIOS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 20 al 24 de abril. Lugar: Comodoro Rivadavia

MAYO

DECISIONES ESTRATÉGICAS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Instructor: *G. Francese*

Fecha: 7 al 8 de mayo. Lugar: Neuquén

PROGRAMA ESPECIALIZADO EN SUPPLY CHAIN MANAGEMENT

Módulo 1: Gestión de la Cadena de Abastecimiento

Instructores: *H. Breccia, W. Coronel, R. Destéfano, I. Rey Iraola, V. V. Villar*

Fecha: 11 al 15 de mayo. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 1

Instructores: *S. Río, C. Delosso, R. D'Anna, D. Molina*

Fecha: 19 al 22 de mayo. Lugar: Buenos Aires

SEMINARIO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS Y SU TERMINOLOGÍA EN INGLÉS

Instructor: *F. D'Andrea*

Fecha: 20 y 27 de mayo. Lugar: Buenos Aires

Para la concreción de la misión, el Centro PyME-ADENEU ofrece la coordinación de la estadía y viajes para quienes lo requieran, pero sobre todo, brindará información sobre la feria y empresas expositoras, con el propósito de identificar empresas para generar vínculos comerciales, organizar rondas de negocios y visitas a empresas e instituciones. Los gastos operativos deberán ser solventados por los empresarios interesados en sumarse a la propuesta.

La organización está a cargo del Ministerio de Desarrollo Territorial de la Provincia del Neuquén a través del Centro PyME-ADENEU, con la colaboración del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG).

Los interesados en obtener mayores detalles de la misión pueden contactarse a la dirección de correo electrónico info@cpymeadeneu.com.ar o al teléfono del Centro PyME-ADENEU, (54-0299) 448-5553.

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

- Upstream
- Midstream
- Downstream
- Comercialización
- General
- Comisión de Tecnología
- Búsqueda Laboral
- Energía

www.foroiapg.org.ar

MEDICIONES DE GAS NATURAL

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 27 al 29 de mayo. Lugar: Buenos Aires

JUNIO

AUDITORÍA Y CONTROL INTERNO EN EMPRESAS DE OIL & GAS

Instructores: *R. Campo, A. Siciliano, C. Torres*

Fecha: 1° al 2 de junio. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN AL PROJECT MANAGEMENT. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini, F. Akselrad*

Fecha: 3 al 5 de junio. Lugar: Buenos Aires

PROGRAMA ESPECIALIZADO EN SUPPLY CHAIN MANAGEMENT . Módulo 2: Gestión del Transporte

Instructores: *H. Breccia, W. Coronel, R. Destéfano,*

I. Rey Iraola, V. V. Villar

Fecha: 8 al 12 de junio. Lugar: Buenos Aires

PLANTAS DE REGULACIÓN DE GAS NATURAL

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 15 al 16 de junio. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LOS REGISTROS DE POZO ABIERTO

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 15 al 19 de junio. Lugar: Buenos Aires.

GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS

Instructores: *E. Carzoglio, S. Río, V. Domínguez*

Fecha: 17 al 19 de junio. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

Instructores: *L. Stinco, A. Liendo, M. Chimienti,*

P. Subotovsky, A. Cerutti

Fecha: 22 al 26 de junio. Lugar: Buenos Aires

PROCESOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA: UN ENFOQUE PRÁCTICO

Instructores: *G. Palacios, M. Chimienti*

Fecha: 23 al 26 de junio. Lugar: Buenos Aires

LA CORROSIÓN MICROBIOLÓGICA: ASPECTOS BÁSICOS, CASOS Y EXPERIMENTOS

Instructor: *M. F. de Romero*

Fecha: 29 de junio al 3 de julio. Lugar: Buenos Aires

JULIO

PROGRAMA ESPECIALIZADO EN SUPPLY CHAIN MANAGEMENT

Módulo 3: Gestión de Costos de la Supply Chain

Instructores: *H. Breccia, W. Coronel, R. Destéfano,*

I. Rey Iraola, V. V. Villar

Fecha: 6 al 8 de julio. Lugar: Buenos Aires

VÁLVULAS DE CONTROL, DE SEGURIDAD Y REGULADORAS

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 7 al 8 de julio. Lugar: Buenos Aires

MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Instructores: *P. Subotovsky*

Fecha: 13 al 17 de julio. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PROYECTOS 1. TEORÍA GENERAL

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 13 al 17 de julio. Lugar: Buenos Aires

RBCA - CARACTERIZACIÓN Y ACCIONES CORRECTIVAS BASADAS EN EL RIESGO

Instructor: *A. Cerutti*

Fecha: 23 al 24 de julio. Lugar: Buenos Aires

AGOSTO

INYECCIÓN DE AGUA. PREDICIONES DE DESEMPEÑO Y CONTROL

Instructor: *W. M. Cobb*

Fecha: 3 al 7 de agosto. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE LIDERAZGO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Instructor: *A. Fernández Sívori*

Fecha: 10 de agosto. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL GAS

Instructores: *C. Casares, J.J. Rodríguez,*

B. Fernández, E. Fernández, O. Montano

Fecha: 10 al 14 de agosto. Lugar: Buenos Aires

DECISIONES ESTRATÉGICAS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Instructor: *G. Francese*

Fecha: 11 al 12 de agosto. Lugar: Buenos Aires

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN INDUSTRIAS DE PROCESO

Instructoras: *A. Heins, S. Toccaceli*

Fecha: 13 y 14 de agosto. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE ANÁLISIS NODAL

Instructores: *P. Subotovsky*

Fecha: 18 al 21 de agosto. Lugar: Buenos Aires

MEDICIONES EN PLANTAS DE PROCESO PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 19 al 21 de agosto. Lugar: Buenos Aires

INGENIERÍA DE RESERVORIOS

Instructor: *J. Rosbaco.*

Fecha: 24 al 28 de agosto. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 2

Instructores: *E. Carzoglio, C. Flores, J. Ronchetti*

Fecha: 25 al 28 de agosto. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA CORROSIÓN

Instructores: *A. Keitelman, C. Delosso, C. Navia*

y A. Burkart

Fecha: 31 de agosto al 2 de septiembre.

Lugar: Buenos Aires

TÉRMINOS CONTRACTUALES Y FISCALES INTERNACIONALES EN E&P

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 31 de agosto al 1° de septiembre.

Lugar: Buenos Aires

SEPTIEMBRE

NEGOCIACIÓN, INFLUENCIA Y RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 3 al 4 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

CALIDAD DE GASES NATURALES (Incluye GNL)

Instructor: F. Nogueira

Fecha: 3 al 4 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

CONTROL DE GESTIÓN Y TABLERO DE CONTROL EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Instructor: C. Topino

Fecha: 3 al 4 de septiembre. Lugar: Neuquén

FUSIONES Y ADQUISICIONES PETROLERAS

Instructor: C. Garibaldi

Fecha: 7 al 8 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS - Nivel 1

Instructores: J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández

Fecha: 7 al 12 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 1

Instructores: S. Río, C. Delosso, R. D'Anna, D. Molina

Fecha: 9 al 11 de septiembre.

Lugar: Comodoro Rivadavia

PROCESAMIENTO DE CRUDO

Instructores: E. Carrone, C. Casares, P. Boccardo

Fecha: 10 al 11 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS - Nivel 2

Instructores: J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández

Fecha: 14 al 19 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS Y PUESTA A TIERRA

Instructor: D. Brudnick

Fecha: 14 al 15 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

DOCUMENTACIÓN DE INGENIERÍA PARA PROYECTOS Y OBRAS

Instructor: D. Brudnick

Fecha: 17 al 18 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

INTERPRETACIÓN AVANZADA DE PERFILES

Instructor: A. Khatchikian

Fecha: 21 al 25 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

TRANSITORIOS HIDRÁULICOS EN CONDUCTOS DE TRANSPORTE DE PETRÓLEO

Instructor: M. Di Blasi

Fecha: 28 al 30 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

OCTUBRE

TALLER PARA LA UNIFICACIÓN DE CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE RESERVAS

Instructor: J. Rosbaco

Fecha: 1º al 2 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES

Instructor: M. Carnicero y M. Ponce

Fecha: 13 al 14 de octubre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PERFILES DE POZO ENTUBADO

Instructor: A. Khatchikian

Fecha: 13 al 16 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR TERCEROS

Instructores: J. Kindsvater, J. Palumbo, M. Palacios, S. Martín

Fecha: 15 al 16 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INGENIERÍA DE RESERVORIOS DE GAS

Instructor: J. Rosbaco

Fecha: 19 al 23 de octubre. Lugar: Buenos Aires

GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS

Instructores: E. Carzoglio, S. Río, V. Domínguez

Fecha: 21 al 23 de octubre.

Lugar: Comodoro Rivadavia

EVOLUCIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA DE UN ACTIVO PETROLERO

Instructor: C. Topino

Fecha: 26 al 27 de octubre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE BOMBEO MECÁNICO

Instructores: P. Subotovsky

Fecha: 28 al 30 de octubre. Lugar: Buenos Aires

NOVIEMBRE

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Nivel 1: Ensayista de Protección Catódica

Instructores: H. Albaya, G. Soto

Fecha: 2 al 7 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

INTERPRETACIÓN AVANZADA DE PERFILES

Instructor: A. Khatchikian

Fecha: 2 al 6 de noviembre. Lugar: Neuquén

RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Instructor: J. Rosbaco

Fecha: 2 al 6 de noviembre. Lugar: Comodoro Rivadavia

PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

Instructores: C. Casares, E. Carrone, P. Boccardo, P. Albrecht, M. Arduino, J. M. Pandolfi

Fecha: 4 al 6 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 2

Instructores: E. Carzoglio, C. Flores, J. Ronchetti

Fecha: 9 al 11 de noviembre. Lugar: Comodoro Rivadavia

EVALUACIÓN DE FORMACIONES

Instructor: L. Stinco

Fecha: 9 al 13 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Nivel 2: Técnico en Protección Catódica

Instructores: H. Albaya, G. Soto

Fecha: 9 al 14 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROJECT MANAGEMENT WORKSHOP. OIL & GAS

Instructores: N. Polverini, F. Akselrad

Fecha: 18 al 20 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

SISTEMAS DE TELESUPERVISIÓN Y CONTROL SCADA

Instructor: D. Brudnick

Fecha: 25 al 26 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Instructores: P. Subotovsky

Fecha: 25 al 27 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PROYECTOS 2. RIESGO, ACELERACIÓN Y MANTENIMIENTO-REEMPLAZO

Instructor: J. Rosbaco

Fecha: 30 de noviembre al 4 de diciembre.

Lugar: Buenos Aires

ÍNDICE DE ANUNCIANTES



3m	45	Mwh Argentina	14
Aesa	15	Norpatagonica Lupatech	12
AOG'15	97	Nov Msw	35
Bivort	57	Pan American Energy	Retiro de tapa
Compañía Mega	21	Petroconsult	121
Cummins Argentina	37	Programa Especializado en Supply Chain Management	75
Digesto Ambiental	71	Registros de Pozos	112
Electrificadora Del Valle	51	Schlumberger Argentina	13
Enarsa	117	Serviur	61
Ensi	25	Superior Energy Services	29
Evento Arpel	67	Techint	23
Foro IAPG	123	Tecpetrol	Retiro Contratapa
Funcional	27	Total	9
Gabino Lockwood	39	Transmerquim Argentina	Contratapa
GE Oil & Gas Products & Services Argentina	31	Tubhier	47
Giga	115	V y P Consultores	95 y 115
Halliburton Argentina	19	Weatherford Argentina	33
Hotel Correntoso Lake&River	46	WGC'15	101
Ibc- International Bonded Couriers	114	YPF	7
Iph	105		
Marshall Moffat	17		
Martelli Abogados	44	Suplemento estadístico	
Metalúrgica Albace	43	Industrias Epta	Contratapa
Metalúrgica Siam	18	Ingeniería Sima	Retiración de tapa
Milicic	49	Texproil	Retiración de contratapa



Tecpetrol

Energía que crece

www.tecpetrol.com
facebook.com/tecpetrol



SIMPLIFICAR ES LO QUE HACEMOS

Nuestro nombre representa una amplia gama de productos y servicios personalizados para la industria petrolera en áreas como perforación, terminación, cementación, estimulación y downstream.

GTM es sinónimo de entrega a tiempo, asesoría y respaldo profesional, acorde con sus necesidades y superando sus expectativas.

¡Contáctenos! Tenemos presencia en 14 países en América Latina y oficinas de suministro en Estados Unidos y Asia.

Su socio de confianza
en América Latina

www.gtm.net

