

La oportunidad de Vaca Muerta

Especial AOG 2019

iAPG



Media sponsor de



Producción y Desarrollo de Reservas
SEGURIDAD



4to Congreso Latinoamericano y VII Nacional de **iAPG**
Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas



Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas

Somos la primera compañía privada integrada de energía de la región. Desde hace 20 años, invertimos, trabajamos y crecemos haciendo que otros crezcan.

Pan American
ENERGY



Hoy estamos inaugurando una nueva edición de la Argentina Oil & Gas Expo, la duodécima y la más importante de la industria del petróleo y del gas regional, organizada por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Este evento, que realizamos cada dos años, es una oportunidad única para mostrar los alcances y los desafíos de nuestra industria, así como las nuevas tecnologías para los últimos desarrollos.

La AOG Expo 2019 contará con 35.000 m² cubiertos a lo largo de tres pabellones, donde unas 450 empresas expondrán sus marcas. Además, como en ediciones anteriores, esperamos la presencia de más de 20.000 visitantes. Entre ellos, profesionales y empresas provenientes de distintos países sudamericanos, de América del Norte, de Europa y de Asia. Es por ello que se convierte en un excelente evento para compartir las ideas acerca del futuro y tender redes de negocios entre las principales compañías operadoras y los proveedores.

A través del diario de la AOG y de nuestro canal propio el –AOG Channel– con estudio de televisión dentro de la muestra, contaremos todas las novedades que se desarrollen durante esta intensísima semana.

Al mismo tiempo, el aspecto académico estará representado en otros dos pabellones del predio ferial, enteramente destinados a las actividades del 4° Congreso Latinoamericano y 6° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente. En ese ámbito para los profesionales se tratarán temas, como la seguridad e higiene, la eficiencia energética, los factores psicosociales de la salud ocupacional y la sustentabilidad. Todos temas de enorme actualidad para la industria.

Previamente a la inauguración, la Comisión de Jóvenes Profesionales organizará la cuarta edición de su jornada JOG, Jóvenes Oil & Gas, con charlas inspiradoras que tocarán temas que les interesa a los jóvenes profesionales del sector y a los estudiantes avanzados.

Además, dentro de la Expo ofreceremos un ciclo de charlas de CEOs, en las que los principales actores de las empresas hidrocarburíferas más importantes nos contarán sus desafíos y planes. Se suman, también, una serie de conferencias sobre transiciones energéticas, los objetivos de desarrollo sustentable y la inclusión en la industria; ámbitos que se destacan cada vez más en las agendas de todas las empresas y los profesionales del sector.

Esperamos que la AOG Expo 2019 y el 4° Congreso Latinoamericano y 6° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente ofrezcan días llenos de actividades y de novedades. Tenemos el firme propósito de generar, una vez más, un encuentro clave e imprescindible para el desarrollo de contactos entre técnicos y profesionales, directivos de empresas y todo aquel interesado o participe de las actividades de nuestra industria, analizando tendencias, conociendo nuevas tecnologías y proyectos, como así también proveedores de bienes y servicios.

Para el próximo número, la intensidad no baja, les contaremos todo lo que sucederá en la ciudad de Mar del Plata, del 5 al 8 de noviembre en el 7° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, unos de los más importantes que realiza periódicamente el IAPG y que promete ser antológico.

¡Bienvenidos y hasta el próximo número!

Ernesto A. López Anadón





Tema de tapa

La oportunidad de Vaca Muerta

Especial AOG 2019

Estadísticas

08 Los números del petróleo y del gas
Suplemento estadístico

Tema de tapa



10 **Ante todo, continuar con el desarrollo no convencional**

Por Eduardo J. Fernández (Presidente de la Comisión de publicaciones del IAPG)

Una mirada de los factores que asegurarían un desarrollo sostenido de los no convencionales en el país.

18 **“Vaca Muerta puede generar un cambio radical en la economía nacional”**

Por Redacción de Petrotecnia

Una entrevista al ministro de Energía y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, Alejandro Monteiro.

26 **“Sin la posibilidad de exportación, no existirá Vaca Muerta.”**

Por Guisela Masarik (Redacción de Petrotecnia)

Entrevista al Subsecretario de Hidrocarburos y Combustibles de la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación.

34 **De la promesa a la realidad**

Por Francisco Uranga, Director General de Inversiones de la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional

36 **Experimentando con inteligencia artificial para optimizar el desarrollo de Vaca Muerta**

Por Eugenio Ferrigno, Lucas González Day, Adriana Romero, Juan Ignacio Álvarez Claramunt, Diego Gallart, David Algorry (YPF)

La experiencia del equipo de Ciencia de Datos de *Upstream* de YPF, que trabaja con Centro de Experiencias de Analytics de Y-TEC, que aplica la inteligencia artificial en la búsqueda de soluciones para todo el arco de actividad de E&P.

44 **El desafío del desarrollo de la formación Vaca Muerta en zonas de múltiples intervalos de navegación**

Por Victoria Lazzari, María Jimena Rodríguez, Guillermina Sagasti (YPF S.A.)

64 **Análisis en la capacidad de almacenamiento de gas a partir del uso de registros de pozo. Ejemplos en la Fm. Vaca Muerta**

Por Ricardo Veiga, Alejandro Bande, Eduardo Micucci, Alfonso Mosquera, Carlos Macellari (Tepetrol)





86 Estimación de hidrocarburos generados, carbono orgánico original y porosidad orgánica a partir de datos de pirólisis: Ejemplos en la Fm. Vaca Muerta

Por Ricardo Veiga (Tecpetrol)

Nota técnica

100 Exitosas Jornadas de Innovación Tecnológica

Por Santiago Serebrinsky (Presidente de la Comisión de Innovación tecnológica del IAPG)

Un repaso por uno de los eventos técnicos de mayor vanguardia de la industria.

104 La nueva gestión en el mundo incierto del petróleo y del gas. Metodologías de medición y desarrollo de las capacidades organizacionales en empresas del sector

Por Gastón Francese, Tandem Soluciones de Decisión

En esta serie de artículos para *Petrotecnia*, el autor propondrá analizar las prácticas que deben implementar las empresas del O&G con el fin de asegurar optimizar prácticas, como la toma de decisiones.

110 Mantas oleofílicas hidrofóbicas

Por Federico Trupp, Nicolás Torasso y Silvia Goyanes (Laboratorio de Polímeros & Materiales Compuestos, Departamento de Física, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires); Gerardo Rubiolo (Gerencia Materiales - CNEA / Instituto Sábató, UNSAM/CNEA), Diana Grondona (Instituto de Física del Plasma, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires). Este trabajo describe el desarrollo de un prototipo de manta oleofílica e hidrofóbica con alta capacidad absorbente que pueda ser utilizada en la recuperación y la remoción de hidrocarburos en derrames acuosos.



Actividades

116 “El Congreso de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente relanza todos los temas que hoy atraviesan a la industria y a la sociedad”

Por Redacción de *Petrotecnia*

Entrevista al Ing. Federico Paloma, Presidente del Comité Organizador del 4º Congreso Latinoamericano y 6º Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente del IAPG.

118 Congresos y Jornadas

2019 trae nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.

123 Novedades de la Industria

134 Novedades del IAPG

137 Novedades desde Houston

138 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, Silvia Barredo, Jorge M. Buciak, Rubén Caligari, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Enrique Kreibohm, Guisela Masarik, Vicente Serra Marchese, Gabino Velasco

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

PETROTECNIA se edita los meses de marzo, junio, agosto y noviembre, y 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 LX N° 3 - 2019

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.500 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

Argentina: Precio anual - 4 números: \$ 2500

Exterior: Precio anual - 4 números: US\$ 210

Se puede abonar con tarjeta de débito, tarjeta de crédito, transferencia bancaria o cheque a la orden del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar



Premio Apta-Rizzuto

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

Comisión Directiva 2018-2020

CARGO

Presidente

Vicepresidente 1°

Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas

Vicepresidente Downstream Petróleo

Vicepresidente Downstream Gas

Vicepresidente Perforación y Terminación de Pozos

Vicepresidente de Servicios de pozos

Vicepresidente Fabricación de Equipos y Materiales

Secretario

Pro-Secretario

Tesorero

Pro-Tesorero

Vocal Titular

Vocal Suplente

Revisor Cuentas Titular

Revisor Cuentas Suplente

EMPRESA

SOCIO PERSONAL

YPF S.A.

PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)

SHELL C.A.P.S.A.

NATURGY BAN S.A.

BAKER HUGHES ARGENTINA S.R.L.

BOLLAND y CIA. S.A.

SIDERCA S.A.I.C.

PAMPA ENERGÍA S.A.

WINTERSHALL ENERGIA S.A.

TOTAL AUSTRAL S.A.

TECPETROL S.A.

CHEVRON ARGENTINA S.R.L.

TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)

AXION ENERGY ARGENTINA S.A.

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)

PLUSPETROL S.A.

CAPSA/CAPEX - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)

METROGAS S.A.

CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.

HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.

EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.

PECOM SERVICIOS ENERGIA

ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

SAN ANTONIO INTERNATIONAL S.A.

MEDANITO S.A.

WEATHERFORD INTERNATIONAL DE ARGENTINA S.A.

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. (ECOGAS)

PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)

REFINERIA DEL NORTE S.A. (REFINOR)

LITORAL GAS S.A.

RAFAEL G. ALBANESI S.A.

A-EVANGELISTA S.A. (AESA)

CESVI ARGENTINA S.A.A

PALMERO SAN LUIS S.A.

SOCIO PERSONAL

AGGREKO ARGENTINA S.R.L.

Titular

Ing. Ernesto López Anadón

Sra. Anabel Perrone

Ing. Rodolfo Eduardo Berisso

Sr. Sean Timothy Rooney

Ing. Horacio Carlos Cristiani

Ing. Mariano Gargiulo

Ing. Marcelo Gerardo Gómez

Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez

Ing. Horacio Turri

Lic. Gustavo Oscar Peroni Martín

Sr. Dominique Marion

Sr. Pablo Carlos Ledesma

Dr. Dante M. Ramos

Ing. Oscar José Sardi

Ing. Daniel Alejandro Ridelener

Ing. Luis Edgardo Fredes

Lic. Pablo Alejandro Chebli

Ing. Germán Patricio Macchi

Ing. Sergio Mario Raballo

Lic. Valeria Soifer

Lic. Maria Carmen Tettamanti

Ing. Gabriela Prete

Ing. Fernando Rearte

Ing. Daniel Aníbal De Nigris

Cdor. Javier Gremes Cordero

Ing. Eduardo Alejandro Tapia Alwayay

Ing. Jesús Guillermo Grande

Ing. Margarita Esterman

Ing. Diego Amante

Ing. Federico Antonio Stopar

Ing. Miguel Ángel Torilo

Ing. Fernando Caratti

Ing. Ricardo Alberto Fraga

Sr. Armando Roberto Losón

Ing. Martín Emilio Guardiola

Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Sr. Marcelo Horacio Luna

Ing. Nino Domingo Antonio Barone

Cdor. Jorge Tomsin

Alterno

Ing. Fernando José Villarreal

Lic. Verónica Lorena Staniscia

Ing. Martín Yáñez

Sr. Alejandro Kletzky

Sr. Diego Ariel Schabes

Sra. María Inés Sainz

Lic. José Luis Fachal

Dra. María Gabriela Roselló Warren

Ing. Guillermo M. Rocchetti

Cdor. Rubén de Muria

Sr. Mario Alberto Yaniskowski

Sr. José Alberto Montaldo

Ing. Daniel A. Santamarina

Sr. Edgardo Russo

Sr. Juan Pablo Vanini

Ing. Jorge M. Buciak

Ing. Patricia Laura Carcagno

Sr. Rodrigo Espinosa

Sr. Luis Corti

Sr. Hernán Stockman

Sr. Damiani Ciaccia

Dr. Diego Saralegui

Sr. Miguel Pesce

Ing. Edgardo José Lorenzo

Ing. Diego Grimaldi

Geól. Mariano González Rithaud

Ing. Adrián Marcelo Burtnik

Ing. José María González



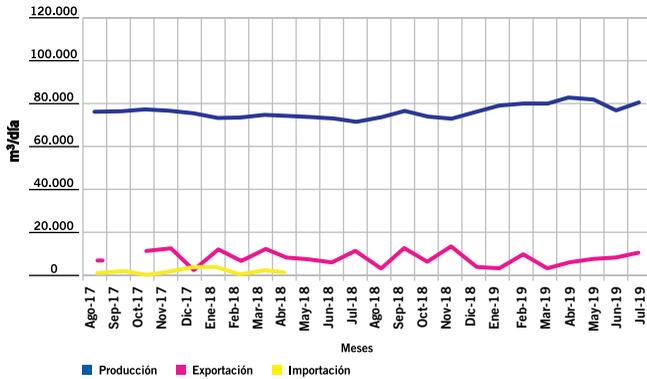
Hoy YPF es el motor que desarrolla Vaca Muerta,
transformando toda esa energía en algo bueno para vos.

**TRANSFORMAMOS VIDAS
A TRAVÉS DE LA ENERGÍA.**

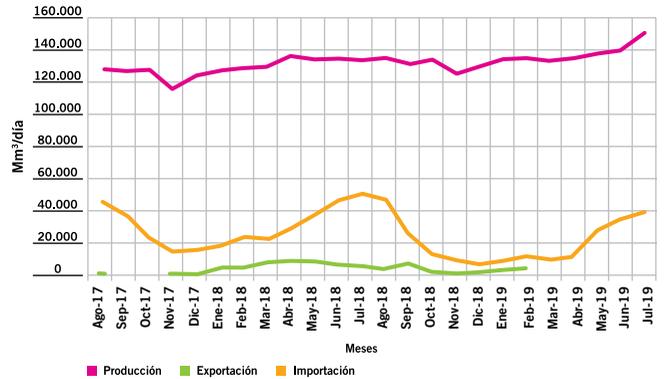
YPF

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

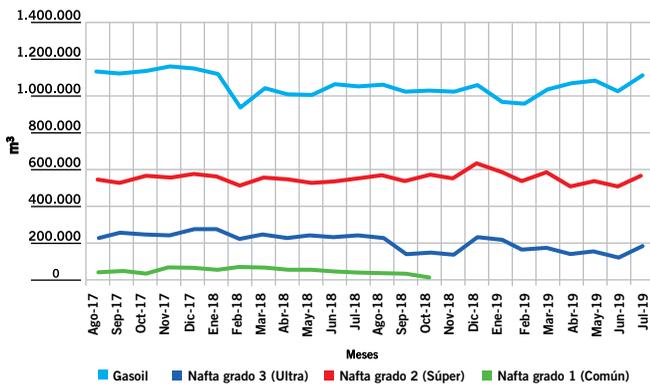
Producción de petróleo vs. importación y exportación



Producción de gas natural vs. importación y exportación



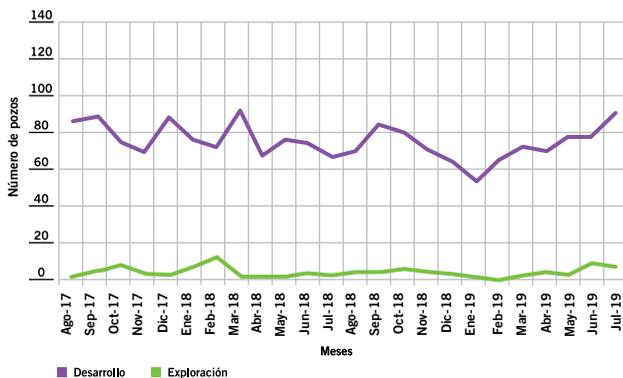
Ventas de los principales productos



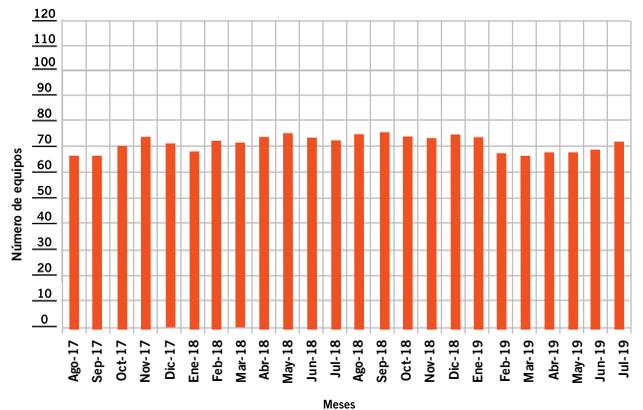
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



#MakeThingsBetter
total.com.ar

COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

Total invierte en gas natural para reducir la huella de carbono
de la matriz energética global



TOTAL

COMMITTED TO BETTER ENERGY

Una mirada de los factores que asegurarían un desarrollo sostenido de los no convencionales en el país.

Ante todo, continuar con el desarrollo no convencional

Por *Eduardo J. Fernández* (Presidente de la Comisión de publicaciones del IAPG)



Más de una vez la Argentina Oil&Gas, que se realiza en años impares, ha coincidido con elecciones generales. Y también en general, con resultados esperables, que permiten anticipar someramente al menos el futuro de la industria. Sin embargo, por esta vez, al cierre de esta revista, la Argentina se halla inmersa en un proceso democrático de cambio de gobierno sin que la ciudadanía tenga claro si existen o no entre los dos partidos más votados algunos acuerdos básicos.

Lo que el sector seguramente espera es tener cierta certeza acerca del desarrollo futuro de Vaca Muerta, como una de las políticas públicas, de la cual en este momento poco se sabe.

Es cierto que el desarrollo de los no convencionales, desde que comenzó, en 2013, ha transitado con evolución un cambio de gobierno en 2015 y se espera que continúe el aumento significativo de la producción en los próximos años. Pero aún no está claro que tiene pensado para este extraordinario potencial el próximo mandato y habrá que observar la respuesta del inversor extranjero frente al posicionamiento del gobierno que asuma el próximo 10 de diciembre.

La Argentina es un país con gas (con mucho gas, gracias a los recursos de *shale* y *tight* con los que afortunadamente contamos) y con el desarrollo de tecnologías necesarias para monetizar todos esos recursos disponibles, pero la capacidad de ejecución aún debe desarrollarse y los costos deben ajustarse para hacer competitivo el fenómeno Vaca Muerta.

Hoy, la Argentina es el segundo productor mundial de *shale* gas después de los Estados Unidos, y cuenta con el segundo mayor volumen de recursos gasíferos después de China. Pero eso no alcanza, hay otros países además de China, como Canadá, Argelia y México (sin contar los Estados Unidos que ya los está desarrollando) que también tienen inconmensurables volúmenes de recursos no convencionales y que si se disponen a explotarlos masivamente

te tendrán seguramente mejores ofertas financieras que las que ahora tiene nuestro país, que necesita no solo producir esos recursos sino también llevarlos a los mercados.

Respecto de los no convencionales es preciso entender algunos conceptos, que en este negocio actúan como principios básicos:

1. El negocio de los no convencionales es fundamentalmente un negocio financiero. Todos los negocios lo son, pero este lo es más que otros. Además, los aspectos tecnológicos de la producción parecen estar ya resueltos en su mayoría.
2. La monetización de estos activos depende principalmente de la capacidad de evacuación desde las áreas de producción. Sin acceso a los mercados no hay posibilidades de aumentar la oferta.
3. La capacidad de producción será función de la demanda que se pueda generar.

Analicemos cada una de estas premisas.

Un negocio financiero

Los requerimientos de capital para el desarrollo y el mantenimiento de producción de *shale* gas son intensivos y la demanda de inversiones se mantiene durante el horizonte de producción. Esto requiere financiamiento que facilite su desarrollo y posterior extracción. En nuestro caso también es necesario ampliar los sistemas de acondicionamiento y de transporte para llegar hasta los mercados que consuman ese gas.

El hecho de que el costo de capital en la Argentina sea tan alto reduce el interés que los productores internacionales pueden tener en participar de este negocio. Este costo de capital conlleva intrínsecamente el riesgo de la inversión en el ambiente local, costo que a veces ni los propios capitales domésticos están dispuestos a afrontar.





El desarrollo de la infraestructura de transporte hasta los centros de demanda también implica grandes inversiones (gasoductos de alta presión, plantas de tratamiento, centros de licuefacción, sistemas de transporte). La insuficiencia de una infraestructura adecuada está frenando el incremento de la producción en boca de pozo.

Todo esto se traduce en un complejo y estratégico flujo de caja proyectado cuyo resultado final no alcanza a cubrir las rentas esperadas y el riesgo del negocio. A esta situación

se suma la falta de acuerdos políticos en esta etapa preelectoral como un agravante.

La infraestructura necesaria

El mercado argentino de gas padece desde hace tiempo desequilibrios estructurales que han forzado el déficit de la oferta obligando a importar gas de fuentes externas.



www.siam-arcon.com.ar

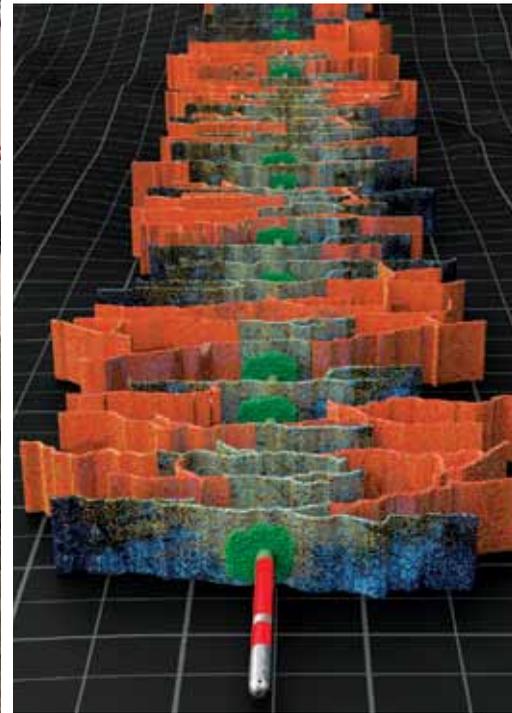
BOMBAS DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO DUPLEX · TRIPLEX · QUINTUPLEX
FABRICACIÓN NACIONAL · COMERCIALIZACIÓN · SERVICIO POST VENTA



45 años
de experiencia en el mercado petrolero
fabricando calidad y servicio

Base Neuquén: E. Bellenguer N° 3025 - Pque. Ind. Neuquén - Tel.: +54 299 441 3831 3842
Fábrica y Administración: Dr. A. Lavarello 2156 - Avellaneda - Bs. As. - Tel.: +54 11 4203-0011 / 6577 - Email: ventas@siam-arcon.com.ar
Base Comodoro Rivadavia: Cagliero 112 - Cro. Rivadavia - Tel.: +54 297 446 0802





Muchos Ofrecen Tecnología Para Reservorios No Convencional

PERO NADIE IMPLEMENTA LA TECNOLOGÍA MÁS EFICIENTEMENTE QUE NOSOTROS

Puede contar con Halliburton para obtener innovaciones en fracturamiento que ofrecen inteligencia y automatización para lograr una distribución más uniforme de fluidos, aumentar la producción del pozo y mitigar los riesgos. Pero son nuestros mejores procesos, nuestra experiencia en cuencas y liderazgo comprobado en no convencionales lo que llevará su trabajo de fractura al siguiente nivel. Estamos listos para ayudarlo a optimizar su operación y reducir su costo por BOE, de manera segura, confiable y eficiente. ¿Quiere saber más? Póngase en contacto con nosotros hoy.

halliburton.com/unconventionals

HALLIBURTON
100 YEARS



La infraestructura disponible no alcanza para satisfacer la demanda doméstica estacional y su incremento para lograr este objetivo nos lleva de vuelta al punto anterior donde la rentabilidad de un ducto, que en principio no operaría a factor de carga pleno durante todo el año lo hace inviable.

Debido a la geometría del mercado con una oferta básicamente concentrada en un polo en el oeste del país y una demanda ubicada en el este, es preciso encontrar la solución para, por lo menos, satisfacer toda la demanda doméstica y disponer de los excedentes en otros mercados demandantes. Además, las diferencias estacionales de la demanda son grandes y esto complica aún más la capacidad contractual del sistema de transporte.

El proyecto Tratayén - San Nicolás (primera etapa hasta Salliqueló) puede aliviar esta presión sobre el *midstream* llevando hasta un 30% más de gas a los mercados del centro del país, pero si no se concreta esta inversión en transporte (o alguna otra de similar envergadura), la producción adicional quedará estancada en la cuenca neuquina con una salida potencial solo hacia el oeste cruzando la cordillera.

Una expansión de estas características agregaría oportunidades de exportación, en principio a centros de consumo regionales como Brasil y Uruguay. La llegada a otros mercados implica también inversiones adicionales que significan compromisos comerciales y financieros de largo plazo, que por el momento parecen difíciles de alcanzar.

Balance oferta-demanda

Está claro que la dinámica del mercado de gas requiere un razonable equilibrio entre oferta y demanda. Interna-

cionalmente ese equilibrio se encuentra a través del precio, que incluye todos los factores de la cadena de valor (producción, transporte y comercialización) y es necesario que exista proporcionalidad entre ellos para que las capacidades de cada uno evolucionen armónicamente para lograr satisfacer al mercado. Esto es lo que sucede con el comercio de gas natural licuado y de gas por gasoductos internacionales.

En la Argentina, las diferencias estacionales de demanda, básicamente consecuencia del consumo doméstico, necesitan resolverse para poder ofertar capacidades de exportación en firme. Si bien las modalidades internacionales de los mercados proponen contratos de largo y también de corto plazo (*spot*), las posibilidades de competencia con otros oferentes mejorarían si hubiese una garantía de suministro más o menos constante. En este momento, la Argentina no puede ofrecer contratos firmes durante todo el año (a menos que compense esas exportaciones en los picos con mayores importaciones).

Esas garantías podrían estar resueltas desde el punto de vista de la producción si la logística permitiera su monetización (disponibilidad de gas en los centros de demanda o en puntos de venta a clientes internacionales) y si los costos a lo largo de la cadena de valor admitieran ofrecer precios competitivos.

Entre los aspectos de la oferta para analizar además debe tenerse en cuenta el volumen de gas que proviene de Bolivia que permite, por un lado, reducir otras fuentes de importación (GNL) y si hay flexibilidad en el contrato, resolver en alguna medida las diferencias estacionales de demanda aprovechando la capacidad de transporte desde el norte. Esta necesidad irá disminuyendo a medida que aumente la disponibilidad de oferta local.



a. marshall moffat®

Since 1952

Más de 60 años ofreciendo
prendas ignífugas
para protección contra arco
eléctrico y fuego repentino.

SEGURIDAD
& CALIDAD

Empresa certificada bajo normas:

ISO 9001 – 2015 | ISO 14001 – 2015 | OHSAS 18001 – 2007

A. Marshall Moffat S.A. Of. Central

Tel: (54 11) 4302-9333

Fax: (54 11) 4303-1287

Av. Reg. De Patricios 1959,
CP 1266, Capital Federal,
Buenos Aires.

Provincia de Neuquén

Tel: (0299) 443-6139

Cel: (0299) 15-405-4479

J.J. Lastra 448. CP 8300.
Pcia. de Neuquén,
Neuquén.

Provincia de Chubut

Tel: (0297) 448-3032

Cel: (0297) 15-472-4383

Augusto Cristanello 4165,
B.Industrial, Comodoro Rivadavia,
CP 9000, Pcia. de Chubut.



Consultas técnicas: 0800 222 1403

marshall@marshallmoffat.com | www.marshallmoffat.com

Cumpliendo con las siguientes Normas:

NFPA 70 E | NFPA 2112 | ASTM F1506 | ASTM D6413 | IRAM 3870 | IRAM 3904 | EN ISO 11612 | EN ISO 11611 | EN 61482



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





Sin embargo, la capacidad de Bolivia de proveer gas a la Argentina depende de varios factores que no están totalmente resueltos, entre ellos la posibilidad de que el país del norte sea capaz de reponer las reservas que se están agotando, por el otro, la renegociación de los contratos bilaterales con Brasil que están vencidos y son prioridad para el gobierno boliviano.

En lo que se refiere a las posibilidades de exportación, se advierten varios clientes potenciales. Chile, que en la actualidad se abastece mayoritariamente con GNL a través de las dos plantas regasificadoras (en el Norte y en el Centro del país). Que además ha tenido un fuerte desarrollo de energías renovables para completar su oferta eléctrica, deja poco espacio para capturar gas argentino a través de la importante infraestructura de exportación existente. Básicamente para satisfacer algunos picos de demanda y/o para aprovechar oportunidades de precios diferenciales.

Por otra parte, la Argentina es candidata natural para abastecer la demanda uruguaya, especialmente ahora que el proyecto de regasificación “Gas Natural Licuado del Plata” (Gas Sayago S.A.) no avanzó; aun así esta demanda es reducida y no genera impacto significativo para la oferta local.

El sur de Brasil es el candidato regional más interesante en el que la oferta argentina deberá competir con la boliviana. La existencia de capacidad de transporte puede ayudar a esa competencia, pero probablemente lo que defina la oportunidad comercial sean los precios en frontera que proponga cada oferta.

La salida transoceánica a otros continentes (ya sea por el Atlántico o por el Pacífico –vía Chile–) es la alternativa que maximizaría el esfuerzo productivo. Esta alternativa requiere importantes inversiones complementarias (plantas de licuefacción e infraestructuras de carga y transporte) que implican financiamiento intensivo de los proyectos y que fuerzan a ser extremadamente competitivos y eficientes en las operaciones.

La realidad es que Vaca Muerta y los no convencionales son una tremenda oportunidad para la Argentina que podría mejorar sustancialmente su balanza comercial y el crecimiento económico del país, pero esta oportunidad tiene un tiempo limitado. Si no avanzamos con los emprendimientos para poner en valor los recursos con los que contamos en un tiempo razonable, vamos a perder la oportunidad y el valor de esos hidrocarburos quedará bajo tierra sin posibilidades para la economía y sin beneficios para la población presente y futura que son quienes deberían sacar las ventajas de esta oportunidad.

En mi opinión, el éxito de Vaca Muerta reside en el pronto establecimiento de a) una política pública sobre la explotación de los recursos no convencionales, b) la asociación público-privada para emprendimientos de gran envergadura, c) un esfuerzo material de todos los sectores involucrados y d) un apoyo manifiesto e incondicional de todos los sectores sociales para aprovechar esta oportunidad única que se nos presenta y equipararla al milagro agroindustrial que la Argentina supo desarrollar en otras épocas. ■

DESDE HACE MÁS DE 15 AÑOS, REFERENTES EN LA INDUSTRIA DEL GAS Y LA PETROQUÍMICA

Agregamos valor al gas natural a través de la separación y el fraccionamiento de sus componentes ricos.



Planta Separadora LLL - Vaca Muerta, NQN

Nuestros productos abastecen distintos mercados del mundo cumpliendo con los **estándares más exigentes de calidad internacional**.



“Vaca Muerta puede generar un cambio radical en la economía nacional”

Por **Guisela Masarik** (Redacción de *Petrotecnia*)

Una entrevista al ministro de Energía y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, Alejandro Monteiro.

¿Cómo hicieron para que en tan poco tiempo las principales empresas de hidrocarburos del Mundo operen hoy en Neuquén?

Luego de 100 años de actividad hidrocarburífera en la provincia, hemos consolidado un gobierno y una sociedad que entiende de que se trata la actividad, la importancia y sus beneficios. Al mismo tiempo, desde el gobierno hemos generado reglas claras que tienen que ver con la puesta en valor de los recursos hidrocarburíferos, como sobre lo que se pretende hacer con los beneficios que tiene el Estado con la participación que le corresponde a través de las regalías que provienen de la actividad.

Cabe destacar y recordar que la continuidad de los cuadros técnicos del Gobierno permitieron avizorar las posi-



bilidades que teníamos para reconvertir la actividad de la producción convencional a la producción no convencional con la formación Vaca Muerta, a partir de 2008. Con la reforma constitucional y la sanción de la llamada ley corta que instrumentó el traspaso de la administración de los recursos a las provincias, generamos todo un mecanismo para empezar a poner en valor estos recursos no convencionales.

La primera decisión fue prorrogar, con anticipación, los contratos de concesiones convencionales que vencían en 2017, y dentro de la negociación para la prórroga de estos contratos, se les exigió a las empresas que hagan trabajos exploratorios en las áreas remanentes. Gran parte de esas operaciones exploratorias son las que generaron el co-

nocimiento necesario para empezar a entender y magnificar todo el potencial que tenía la formación Vaca Muerta, la cual si bien es conocida desde hace varias décadas, no se tenía la información técnica necesaria para avanzar en su explotación. Entonces con la tecnología que se estaba desarrollando en los Estados Unidos, sumado a la información generada por las empresas, se pudo contar con las dos herramientas necesarias para comenzar a desarrollar Vaca Muerta.

Hoy los recursos de Vaca Muerta se posicionan dentro de los mejores del mundo, 2do y 4to en recursos no convencionales de gas y petróleo. No obstante, el potencial provincial no está compuesto solamente por la abundancia de sus recursos naturales, sino también por la calidad de su mano de obra y una visión de desarrollo definida. Los diversos actores que se han sumado en el último tiempo lo han hecho confiados por la previsibilidad jurídica que ofrece la provincia, que desempeña un papel clave en la gestión de los proyectos, ejerciendo como Autoridad de Aplicación en materia de hidrocarburos (leyes nacionales 17.319 y 26.197 y Ley provincial 2.453) y en materia minera (Ley provincial 664), que vela por el desarrollo de ambos sectores de una manera coordinada con el resto de la matriz provincial.

¿Cuántas áreas no convencionales se encuentran en la etapa de masificación, cuántas en etapa de piloto y cuántas con planes de exploración?

Desde 2003 hasta la fecha, hemos otorgado 36 concesiones de explotación no convencionales de hidrocarburos (CENCH), de las cuales 8 se encuentran en la fase de desarrollo continuo (1.700 km²). Y además contamos con 19 permisos de exploración no convencional vigentes.

La expectativa es que, a medida en que se vayan concluyendo los plazo de los pilotos de las concesiones que se han otorgado, las empresas presenten los planes al gobierno de la provincia para pasar a la fase de desarrollo continuo.

¿Qué rol tiene Gas y Petróleo (GYP) hoy en este proceso?

Se trata de una herramienta fundamental. Con su creación, el Gobierno de la provincia lo que hizo fue transferirle todas las áreas remanentes que habían pasado a su órbita en 2006, Gas y Petróleo pone en valor esas áreas y busca socios que quieran venir a explorar y eventualmente explotar esas superficies. De esa manera hemos logrado que vengan las principales operadoras del mundo como ExxonMobil y Shell que, si bien estaban en la cuenca como socios, no operaban; y ahora lo hacen como socios de GYP: Equinor, ConocoPhillips que se asocia con Wintershall Dea en un bloque y en otro con Wintershall Dea y GYP; entre otras, como Tecpetrol y Total.

Con este rol fundamental en el desarrollo provincial de los hidrocarburos, nuestra expectativa es que continúe siendo una puerta para que vengan nuevas empresas a sumarse al desarrollo de Vaca Muerta.



El actual cuadro en el área de hidrocarburos de la provincia del Neuquén es mayormente técnico y con experiencia en el sector industrial, más que político, ¿cómo se llegó a la decisión de formarlo de esa manera?

Esto forma parte de la historia del Gobierno provincial. Cuando miramos el gabinete de Omar Gutiérrez, todos, o la gran mayoría, hemos comenzado desde temprano a trabajar en la administración pública y nos hemos formado cumpliendo distintas responsabilidades. En el caso específico de energía, frente al desafío de los no convencionales, respetamos los equipos técnicos y los potenciamos al incorporar tecnología y capacitar al personal para que, como autoridad de aplicación, puedan hacer la labor fundamental de proteger y potenciar la explotación de los recursos provinciales de la mejor manera.

¿Qué inversión en hidrocarburos se dio en la provincia del Neuquén en los últimos dos años? ¿Qué proyección se necesitaría para los próximos 5 años?

Desde hace dos años ha ocurrido una recuperación en los montos invertidos, luego de la caída ocurrida en 2016. Ascendiendo en 2017 a USD 3.468, en 2018 a USD 4.539 millones, y se espera para 2019 inversiones del orden de los USD 5.356 millones. Este último valor implica un nuevo récord en la provincia del Neuquén, que supera en un 4% el valor registrado en 2015 (USD 5.150 millones).

De las inversiones esperadas para 2019, aproximadamente el 51% se destina al desarrollo de pozos de petróleo; el 31%, al desarrollo de pozos de gas y el 18% restante a pozos exploratorios y de servicio. Observándose un desplazamiento desde la producción de gas hacia la de crudo en 2019, con respecto al año anterior.

Para el período 2020-2023 esperamos, al menos, unos USD 35.000 millones como mínimo para seguir avanzando en el desarrollo de todo el potencial de Vaca Muerta.

¿Cuál es la producción actual de gas y petróleo en no convencional?

En julio de 2019, la producción no convencional de gas superó los 61,5 MMm³/d y la de petróleo los 96 mil bbl/d. Representando el 72% y el 64% de la producción provincial, y el 38% y el 17% en términos de la producción nacional. Al detenernos a observar cuál ha sido el camino recorrido, se aprecia un enorme crecimiento en estos volúmenes. Al contrastar la producción no convencional acumulada de los últimos 12 meses, frente a los 12 meses previos, se advierte un crecimiento de un 45% y un 62%.

Es importante destacar que estas magnitudes se han alcanzado con solo 8 áreas en estado de desarrollo continuo. Las que ocupan una superficie de 1.709 km², representando el 20% de la correspondiente a las CENCH otorgadas y solamente el 6% de la de Vaca Muerta.

¿Qué porcentaje del ingreso que tiene la provincia en regalías, ingresos brutos, etc. está relacionado con la actividad hidrocarburífera?

Al ser la actividad económica más relevante en la matriz económica provincial, se observa también un peso significativo de los ingresos asociados sobre los totales provinciales. Explicando, aproximadamente, el 55% de IIBB, el 50% de sellos, la casi totalidad de regalías, el 90% de los derechos y otros ingresos no tributarios.

Ello da como resultado que un 52% de los ingresos provinciales totales se encuentren asociados a esta actividad, y de los ingresos corrientes, un 53%.

Apostamos
a una matriz
energética
con el gas
**como
protagonista.**

Estamos haciendo
realidad Vaca Muerta





Con respecto a los yacimientos convencionales, ¿cuál es el panorama?

La producción de petróleo y gas proveniente de reservorios convencionales registra una caída interanual del 12% y del 23%, respectivamente, lo que denota de

su madurez. No obstante, somos optimistas respecto a la atenuación del declino. Es decir, desde el Gobierno de la provincia, lo que estamos trabajando es la manera de potenciar aquellas áreas que pueden tener un potencial convencional, tratando de ver las empresas que se pue-

MEMORIA MAGNÉTICA DEL METAL

LA EVOLUCIÓN EN ESTUDIOS REMOTOS Y DE CONTACTO PARA LA UBICACIÓN DE ANOMALÍAS



- Método no intrusivo.
- Detecta sectores con anomalías.
- Identifica los lugares más peligrosos, donde se concentran las tensiones.
- No es necesario sacar de servicio al ducto ni necesita magnetización artificial.
- Inspecciona 100% de metal de cualquier espesor y de soldaduras en muy poco tiempo.

Más de 15 años de experiencia desarrollada en Argentina, Chile y Brasil

GRAL PINTOS 1028 - CIUDAD MADERO
 BUENOS AIRES - ARGENTINA
 (+54 11) 4652-6446/8
 oficina@igp-srl.com.ar | www.igp-srl.com.ar



LINEA
PU/TPU



NUEVO MODELO

BRENT
GRAY

**CREADOS PARA EL TRABAJO,
DISEÑADOS PARA LA VIDA.**

FUNCIONAL
CALZADO DE SEGURIDAD

WWW.FUNCIONALWEB.COM



den asociar a los titulares de los permisos, o bien atraer nuevos actores locales o regionales para mejorar los rendimientos de los campos convencionales. Hemos tenido ejemplos con dos empresas que han adquirido bloques en la provincia, enfocadas en la explotación convencional y han podido mejorar los rendimientos de los pozos. Oilstone y Geopark, ambos ejemplos que tomaron la operación de bloques de baja productividad y lograron sostener y mejorar la producción convencional. Son formatos que se pueden replicar en otras áreas.

¿Tiene alguna estimación del efecto multiplicador de cada dólar que se invierte en pozos/instalaciones en la economía provincial/nacional?

Existen diversos estudios que estiman que el impacto total de cada dólar invertido en el sector tiene un impacto de aproximadamente USD 1,39 o que, en los próximos años, el PBG provincial podría incrementarse en un 40% si se profundiza el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales. De lo que no existen dudas es de la fuerza que tiene la actividad sobre toda la provincia para traccionar su economía. Prueba de ello es que, al finalizar 2018, se ocuparon 20.000 puestos de trabajo directos (un 16% del empleo privado registrado provincial) en la extracción de hidrocarburos y servicios relacionados, presentando el empleo privado provincial un comportamiento muy superior al de la media nacional.

Por último, ¿cuáles serían los obstáculos eventuales para que Vaca Muerta no se convierta definitivamente uno de los pilares de crecimiento económico del país, para llegar al mismo nivel que el campo?

El proyecto Vaca Muerta es un proyecto que puede generar un cambio radical en la economía nacional, a partir de abastecer de energía abundante y competitiva a todos los sectores de la economía nacional. Es un proyecto muy solidario porque tiene muchas ramificaciones y su explotación permitirá no solo el desarrollo de la provincia del Neuquén, sino también potenciar economías de otras regiones del país, tanto como proveedoras de Vaca Muerta como a partir del beneficio que implica contar con la seguridad de abastecimiento por la energía que se produzca y a precios razonables.

Desde el Gobierno de la provincia trabajamos permanentemente para generar seguridad jurídica, eliminar incertidumbres y acompañar a las empresas que invierten en nuestra provincia, brindando las condiciones necesarias que requieren las inversiones para potenciar Vaca Muerta.

Este proyecto también requiere de políticas públicas en materia de energía y economía, a nivel nacional, con una mirada de largo plazo que permita, por un lado, el ingreso de inversiones, tanto nacionales como extranjeras, en Vaca Muerta para desarrollar todo su potencial; y por el otro, la implementación de políticas comerciales que generen los mercados necesarios para llegar a todo el mundo con la producción de Vaca Muerta. ■

**BAKER
HUGHES**
a GE company



**TURBOMACHINERY & PROCESS
SOLUTIONS | LNG**

**THE LONGEST
HISTORY OF THE
BIGGEST SOLUTIONS**

**40+ YEARS OF LNG
INNOVATION**



“Sin la posibilidad de exportación, no existirá Vaca Muerta”

Por **Guisela Masarik** (Redacción de *Petrotecnia*)

Entrevista al Subsecretario de Hidrocarburos y Combustibles de la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación.

La presencia del Ing. Carlos Casares en el IAPG hasta hace un par de años como miembro de importantes comisiones –entre ellas, la que elabora esta revista– o como instructor en los diversos cursos sobre gas del Instituto, ha sido un valor con el que cuenta y aprecia mucho este organismo, al igual que también se cuenta con la solidez de un buen cimiento como se cuenta con el respaldo de volver a una casa donde siempre estarán los padres.

Su prestigio en el área privada creció hasta desempeñarse como Gerente de Comercialización de Gas en una importante empresa (Tecpetrol). El respeto unánime de sus pares no conoce grieta.



le ofrecieron oficialmente el cargo que actualmente desempeña: Subsecretario de Hidrocarburos y Combustibles de la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación, con licencia en el Enargas, donde regresaría una vez finalizada la actual gestión.

¿Qué buscaba lograr desde el sector público?

Entrar al Enargas me atraía desde el punto de vista técnico, porque en mi experiencia previa sabía que muchas cosas se habían destruido a nivel regulatorio (y el Enargas es justamente un ente regulador) o se habían quedado en la historia, sin ningún nivel de actualización necesaria. En el resto del mundo, las regulaciones suelen actualizarse y adecuarse a la realidad cambiante; mi objetivo era contribuir con todo mi conocimiento y trayectoria de más de 30 años en la industria.

Cuando entré, uno de los aspectos que encontré fue que la relación entre el ente regulador de gas y la Secretaría de Gobierno de Energía no era buena, y desde el ente trabajé en ese sentido. Cuando la SEN me ofreció colaborar con el Secretario Iguacel, me pareció importante poder mejorar ese nexo desde ambas puntas y ver si era posible una interacción más fluida.

Ya cuando el Secretario Lopetegui me renovó el pedido de colaboración, accedí porque mi objetivo también era colaborar en todo lo que pudiese con la industria y acelerar muchas decisiones que habían sido relegadas y que ahora se podían viabilizar.



Por haber tenido siempre una mirada idealista acerca de cómo “hacer bien las cosas”, a pocos sorprendió cuando, a mediados de 2017, dio el salto al sector público como miembro del Directorio en la Enargas, con compromiso: “Todos somos críticos, pero para cambiar las cosas hay que colaborar desde adentro de la función pública, a veces no hay otra opción”.

Para este cargo atravesó las temáticas correspondientes al igual que cada uno de los cinco nuevos directores. Durante 2018 ejerció este cargo, colaborando al mismo tiempo con asesorías al ex Ministerio de Energía de la Nación, devenido en Secretaría de Energía; convocado alternativamente por las autoridades que lideraron el sector (Ing. Juan José Aranguren, Ing. Javier Iguacel y actualmente el Cdr. Gustavo Lopetegui) a colaborar con esa cartera. Hasta que



¿Y cómo se le explica a quien entiende que las exportaciones se realizan a costa de desabastecer al país?

Esto no es así y se explica porque la mejor forma de asegurar que un país cubra las necesidades de producción para la demanda de invierno es en la medida que se asegure el mercado de verano, lo cual incluye exportaciones. Si no se logra ese mercado de verano, en invierno no tendrá suficiente.

En efecto, para las empresas es antieconómico invertir solo para producir en invierno: hay que hacerlo en ambas estaciones, es lo que los productores locales hicieron y nuestra función fue contribuir a que así fuera. Desde nuestra parte, hemos autorizado exportaciones, incluso más de las que finalmente se hicieron. Junto con el equipo de trabajo podemos estar orgullosos de que en 2018 y 2019 no haya habido cortes a industrias como en los años previos, con todas las intervenciones, incluso con este gobierno. No así en estos dos últimos años. Esperemos que eso siga de este modo.

¿Cómo es hoy la foto de la balanza energética?

La balanza energética muestra un cambio radical: con respecto al gas se consiguió llevar una balanza comercial de importación 26 MillonesM³ y de exportación de 1 MillónM³ (negativo 25 MMm³/día promedio), a 19 MillonesM³ de importaciones y 7 de exportación. Es decir, se disminuyeron esos millones negativos a menos de la mitad (12 MMm³/día).

Con respecto a las divisas, si comparamos el 2006 con el 2013, la balanza energética se había deteriorado en -13 MMU\$. Si bien 2019 aún no terminó, se espera dejar esa balanza de la que se partió en cero con un valor en negativo de 6.9 MMU\$.

Si bien ahora estos valores corresponden al mes de julio y aún quedan días en que estaremos importando por el frío y exportando poco, seguramente terminaremos el año con un buen volumen de exportaciones a Chile, es decir, terminaremos 2019 con una balanza energética comercial en términos de dólares aún negativa, pero esperamos que en 2020 pase a ser exportadora. Al menos, estamos trabajando para que así sea (Figura 1).

¿Qué se hizo de distinto?

Aplicar la ley como debió haber sido aplicada siempre, ni más ni menos. Ahora buscamos garantizar que los productores tengan asegurada una exportación en firme, sin arriesgar el abastecimiento y, en todo caso, la discusión que puede darse en verano será el costo de ese abastecimiento. Justamente ahora estamos asumiendo una hipótesis de costo que podría tener ese permiso de exportación para solucionarlo e implementarlo que donde no haya gas, haya sustitutos como los líquidos, los cuales también estamos valorizando y costeadando.

¿Qué logros puede contar de su paso por la mesa de Vaca Muerta?

Los principales logros a veces son de pequeña escala, pero ayudan mucho. Porque, ante todo, no es fácil (nadie

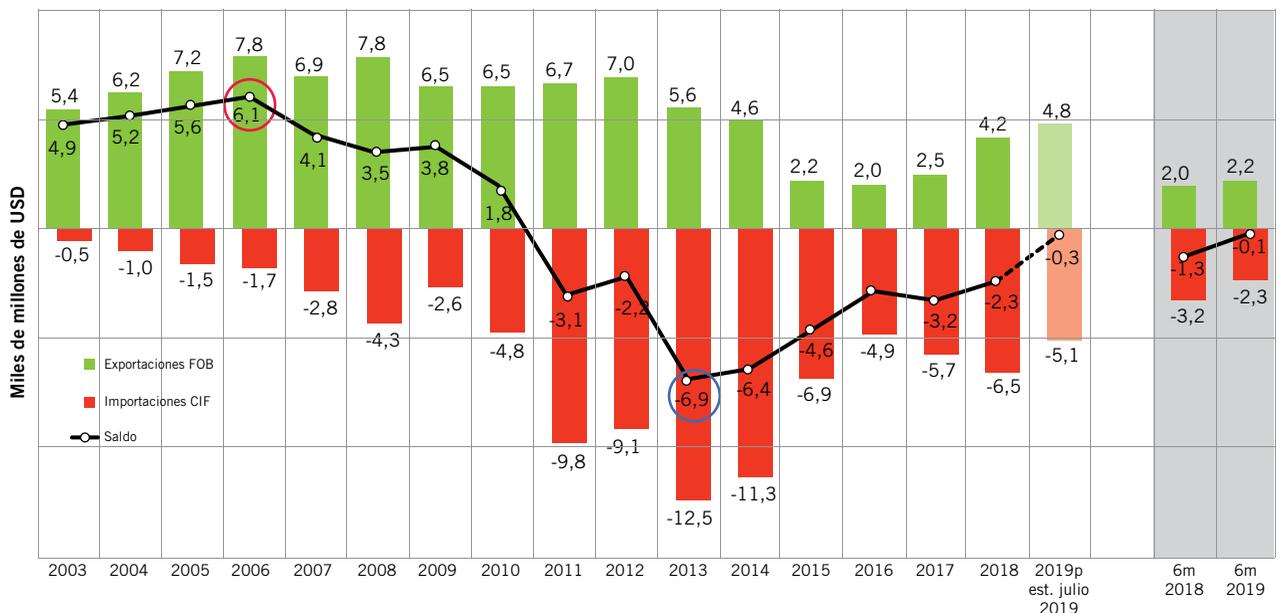


Figura 1. Balanza energética comercial de la Argentina.



Empresa Neuquina de Servicios de Ingeniería



Al servicio de la industria

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

tuvo que decírmelo), una cosa es opinar desde la industria, donde ya me resultaba complejo lograr consensos, y otra es opinar desde adentro de la función pública, donde hay más sectores que consensuar. Con que haya un actor menos conforme, el acuerdo tiende a trabarse, entonces lo importante es allanar el camino.

Entre otros objetivos de mayor magnitud, busqué resolver temas técnicos que estaban dando vueltas, algunos básicos, como el distanciamiento entre tanques de almacenamiento de combustibles líquidos, que regía a partir de una ley de los años sesenta que nunca se modificó, o con modificaciones parciales que nunca se *aggiornaron* como ocurrió en el resto del mundo, que se aplicaba a todo (*upstream, downstream y midstream*) cuando hoy sabemos que cada área tiene distintas necesidades para este esquema.

Otra módica conquista es haber abierto un diálogo entre todos los interesados en qué se puede hacer con una nueva tecnología que es el gas vehicular: uso de gas natural líquido (GNL) principalmente para camiones de transporte. Se abrió este diálogo con proyectos, primero de pequeña escala, pero luego se amplió no solo a la industria local, que tiene mucho expertise, sino también a los países limítrofes, que tienen mucho interés.

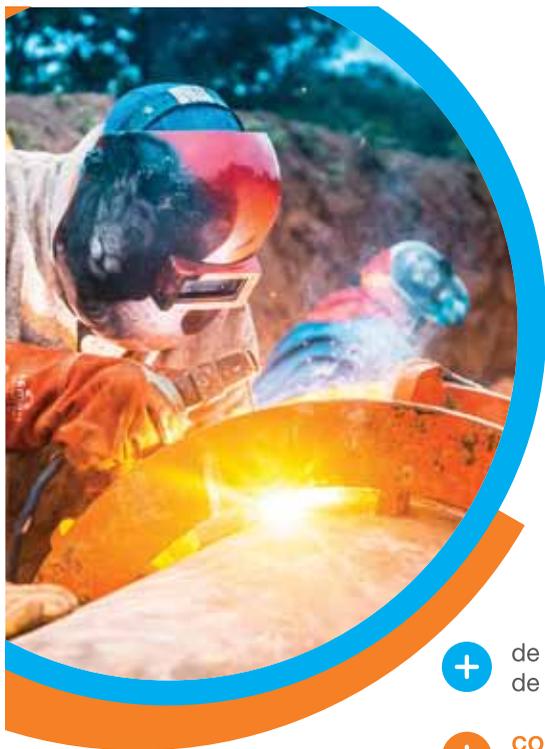
Y objetivos realizados e importantes, como lograr una actualización de una apertura al desarrollo del *midstream*, que es el transporte de hidrocarburos, con una regulación nueva que permita que no solo sea potestad de los concesionarios de explotación, sino que cualquier interesado

tenga la facilidad de este transporte, porque la ley lo permite; pero el mecanismo para hacerlo era tan complejo que lo hemos simplificado y actualizado.

¿Cómo está el tema de evacuación de gas y petróleo desde Vaca Muerta?

Hoy todavía hay la capacidad, pero existe una gran necesidad a futuro, y cuando digo "futuro" hablo de acá a uno o dos años. Y esperamos que estas reglamentaciones nuevas que estamos sacando permitan hacer las ampliaciones necesarias que sin estas reglamentaciones no se harían porque hay, no diría un vacío legal, sino ineficiencia regulatoria para que los proyectos se concreten. Proyectos de transporte de petróleo, proyectos de capacidad de almacenaje de petróleo y, principalmente, todo lo relacionado con las ampliaciones.

Acá la problemática principal por la cual había interesados, pero no decisiones, es porque las concesiones ya llevan 26 años, es decir que les quedan 10 años, y aunque existe la posibilidad de prórroga, el Estado no está obligado a darla hasta un año antes que se termine el plazo. Y de este modo el inversor no puede entrever un mecanismo de recuperación. Necesita una extensión del plazo, pero el Estado no está en condiciones políticas de dárselo, entonces buscamos un mecanismo que le dé garantías al inversor de que si realiza la inversión y no obtiene la prórroga, igual está garantizado el recuperero.



TCN
TRANSPORTADORA
DE GAS DEL NORTE S.A.

INVERTIR PARA UNA ARGENTINA MEJOR

PLAN DE OBRAS 2017-2022

inversión superior a los **\$12.700 millones.**

Ya se ejecutaron obras por más de **\$5.100 millones** y nuestro compromiso continúa.

+ de **70 frentes**
de obra en 8 provincias

+ **puestos de trabajo**
en el interior del país

+ **confiabilidad y calidad**
del sistema y del servicio

+ **impulso a**
la industria nacional

tgn.com.ar

in Transportadora de
Gas del Norte

Twitter TNGas

YouTube Transportadora de
Gas del Norte S.A.

f TNGas



LOCKWOOD

Committed to preventing energy loss.

27 años acompañando la Industria de Oil & Gas.

INTERNATIONAL WELL CONTROL SERVICES



PRESIONES y CAUDALES

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

APLICACIONES:

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



Seguimos invirtiendo en tecnología para su seguridad.

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





En cuanto al gas, y particularmente la infraestructura de evacuación del gas de Neuquén, hemos destrabado la forma de encarar un gasoducto nuevo, porque para el gas de los grandes desarrollos de Vaca Muerta, Estado y empresas no se ponían de acuerdo en cuanto al mejor mecanismo. Finalmente, este año abrimos un camino: en el de la licitación, estamos recibiendo consultas y hemos generado una prórroga de la licitación porque nos lo han pedido oficialmente, ya que técnicamente algunos no llegarían a presentar las ofertas.

Otro de los avances que contamos es en el *midstream* y se logró con la colaboración de la provincia del Neuquén y de las empresas: es la posibilidad de que haya un actor nuevo que construya un gasoducto de evacuación para darle solución a más de un productor; y no que cada productor tenga que construir el propio.

Y finalmente, una misión cumplida es haber realizado un ordenamiento del manejo de cupos de butano en el marco del Programa Hogar (o “garrafa social”, en que hicimos un mejor seguimiento para controlar los excesos que se daban sobre ese subsidio. Establecimos un esquema según el cual los productores que aportan están identificados con cuánto tienen que aportar y a quién. A los fraccionadores se les marca el cupo asignado, el derecho a recibir está en función de la cantidad de garrafas que tienen y la rotación de garrafas que es normal que tengan. Solo con eso achicamos muchísimo el mal uso que se hacía de ese subsidio.

Volviendo al tema de la exportación ¿cómo fue la negociación del contrato de gas con Bolivia?

Fue una negociación dura, pero muy profesional. Fue el primer desafío que debí enfrentar apenas llegué a la Secretaría, a principios de enero. Trabajé junto con un equipo cuyo objetivo era cómo hacer para revertir un *status quo* complicado, porque se había llegado casi al punto de ruptura de las negociaciones, al borde del arbitraje. En un mes ese equipo lo resolvió de forma racional: la posición no fue pensar en lo mejor para la Argentina, o lo mejor para Bolivia. No es que la negociación anterior estuviera mal hecha, solo digo que a veces la mejor manera de negociar

–y esto lo experimenté también en la actividad privada– es alejarse de los extremos para llegar a un camino medio que sirva a ambos lados.

¿Cómo fueron los contratos con Chile?

Como mencioné, aprovechamos aquella posibilidad de entender que en verano no existía riesgo en el abastecimiento interno y que en todo caso podía haber sustitución de combustibles. Empezamos autorizando todas las exportaciones posibles, ya que salvo un incidente puntual en el mes de febrero en que restringimos exportaciones durante un par de días, tuvimos un verano y media estación excelentes para fomentar las exportaciones. Acortamos los plazos de autorización, siempre garantizando con la eventual sustitución de combustibles. Y vamos a aplicar esta modalidad desde el 15 de septiembre hasta el 15 de mayo con la esperanza que sirva a futuro.

Según su parecer, ¿qué camino deberían seguir nuestro país para que no falte energía?

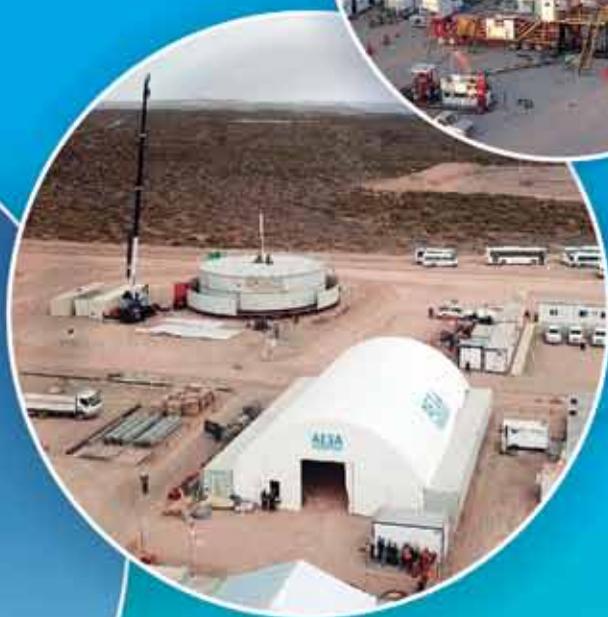
Bueno, dicen que con los recursos naturales que tiene la Argentina podríamos tener un ingreso tan importante como el Agro exportando energía, y aunque prefiero esos mensajes menos impactantes e ir paso a paso, estoy convencido de que esa es la senda que no hay que abandonar. Si nos ponemos ese objetivo, sea el gobierno que sea, dejaremos de tener los problemas que hoy discutimos sobre abastecimiento y precios, porque significa una importante cantidad de divisas que ingresarían al país y muchísimo trabajo. Sin la posibilidad de exportación, no existirá Vaca Muerta.

Con un agotamiento visible, Casares asegura que sigue dando clases en la universidad –aunque a veces deba llegar más tarde por sus obligaciones actuales–, ya que eso lo mantiene “activo y en contacto con la gente”.

¿Cambió la perspectiva idealista desde que no está en el sector privado?

No, mi idealismo sigue, lo que cambió es que estoy mucho más cansado (sonríe). ■

Creando juntos soluciones
para un futuro con **energía.**



#008

Comenzamos a desarrollar soluciones para la Industria del Petróleo y del Gas en 1948. Crecimos hasta destacarnos en la ejecución de Proyectos EPC, Proyectos de Ingeniería, Fabricación de Equipos y Provisión de Servicios para todo el mercado energético; desde la generación eléctrica, la industria petroquímica y la minería hasta la energía nuclear y renovable.

AESA es energía para sus proyectos.

AESA (A-Evangelista S.A.)
(+54) 11 5441-6000 | aesa.comercial@ypf.com | aesa.com.ar

AESA
=====
=====



De la promesa a la realidad

Por **Francisco Uranga**, Director General de Inversiones de la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional

En los últimos tres años, la Argentina recuperó su liderazgo en el sector energético y logró dar vuelta la tendencia en la caída de la producción gracias a la mirada a largo plazo de un gobierno que se propuso recomponer los vínculos con el mundo y atraer inversiones para sacar el mejor provecho de la potencialidad de los recursos de nuestro país.

Vaca Muerta pasó de ser una promesa a una realidad: volvimos a exportar gas a Chile y Uruguay, y en el futuro cercano lo haremos a Brasil. Y, en pocos años, no necesitaremos importarlo. Esto fue posible porque trabajamos junto a los jugadores locales, también porque vinieron al país nuevas empresas que con su *expertise* y *know how* multiplicaron la productividad del yacimiento.

La Argentina va camino a ser una potencia mundial en energía de la mano de Vaca Muerta, que está logrando una verdadera revolución en el sector energético no convencional con similares

condiciones de productividad y calidad de recursos que Permian, cuna de la industria del desarrollo de hidrocarburos no convencionales en los Estados Unidos.

Además, el impulso renovado que le dimos al sector provocó que creciera la cadena de valor y se fortaleciera el ecosistema vinculado al proceso de industrialización y los servicios asociados. Según nuestros datos, desde diciembre de 2015 hasta la fecha, la Argentina recibió más de 130 proyectos de inversión en petróleo y gas por USD 63.000 millones. El 48% de los proyectos, que representa aproximadamente un 36% del monto total, se encuentran en proceso de ejecución o ya fueron concretados.

El atractivo que posee el sector energético es innegable. Con un plan de trabajo claro y sostenido, las oportunidades de inversión se materializan y se convierten en oportunidades de crecimiento para el país y para los argentinos.



SOMOS UNA NUEVA GENERACIÓN

*Nos gustan los desafíos, la innovación
y superarnos constantemente.*

*Somos petróleo y gas.
Somos energía eléctrica.
Somos soluciones integrales.
Somos PECOM.*

PECOM
GRUPO PEREZ COMPANC

Experimentando con inteligencia artificial

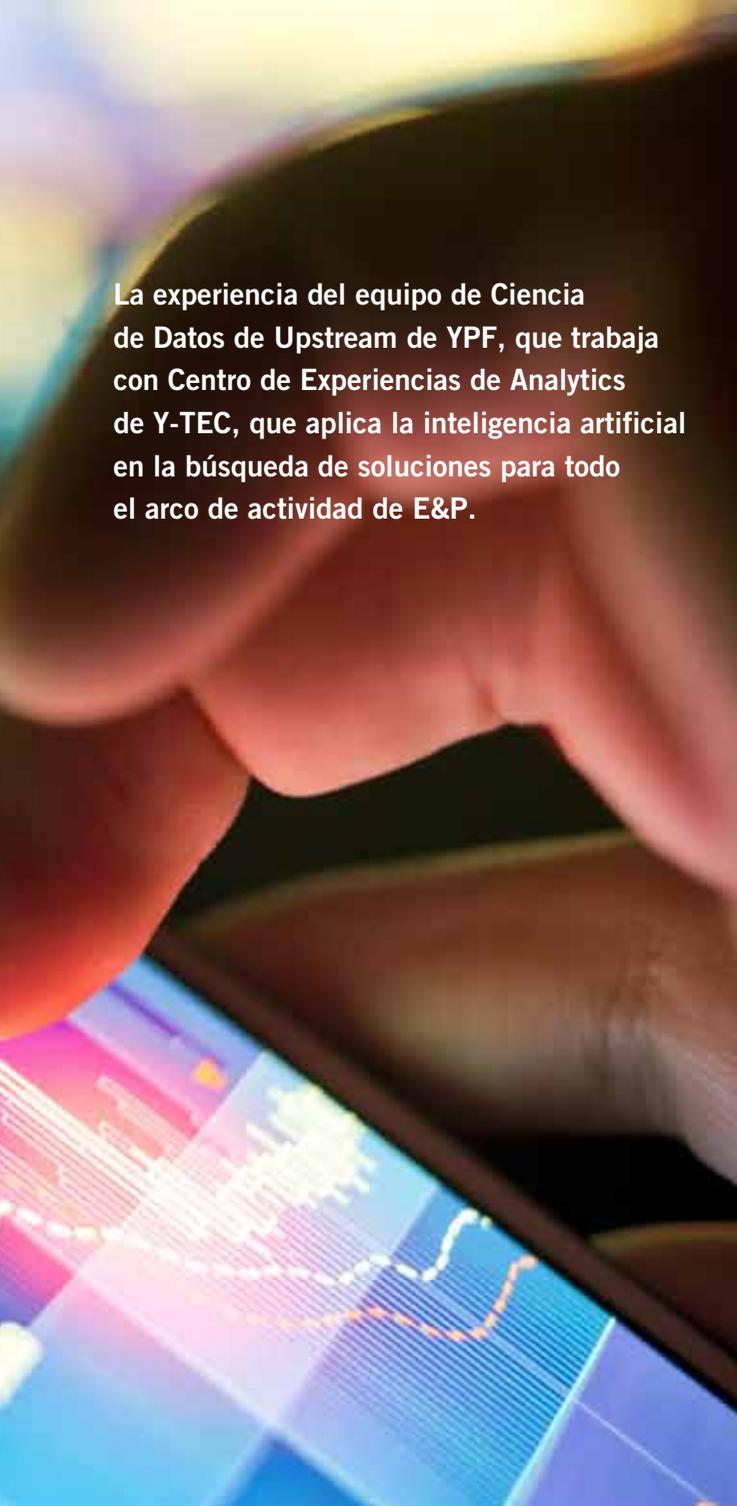
para optimizar el desarrollo de Vaca Muerta

Por *Eugenio Ferrigno, Lucas González Day, Adriana Romero, Juan Ignacio Álvarez Claramunt, Diego Gallart, David Algorry* (YPF S.A.)

Introducción

El desarrollo de Vaca Muerta es uno de los vectores de crecimiento de YPF, como consecuencia las acciones orientadas a aumentar su productividad, reducir el costo de desarrollo y los costos de operación son buscadas intensamente para aumentar la rentabilidad de su explotación.

En este marco, desde el equipo de Ciencia de Datos de *upstream*, en un trabajo conjunto con el Centro de Experiencias de Analytics de Y-TEC, desarrollamos proyectos de



La experiencia del equipo de Ciencia de Datos de Upstream de YPF, que trabaja con Centro de Experiencias de Analytics de Y-TEC, que aplica la inteligencia artificial en la búsqueda de soluciones para todo el arco de actividad de E&P.

inteligencia artificial experimentando soluciones para los distintos estadios del desarrollo: la ubicación de los pozos, la perforación y la producción. A continuación, se describen algunas de estas iniciativas que marcan el enfoque de “decisión basada en datos”:

Detección preventiva de surgencias durante la perforación

Este proyecto tiene como objetivo detectar de forma temprana eventos de surgencia que puedan poner en peligro la seguridad de las personas y causar daños al medio ambiente. Para ello, se desarrolló un método que analiza los datos de perforación en tiempo real reduciendo el número de variables en base a un enfoque físico y de minería de datos de series temporales.

A partir de estos datos en tiempo real, aplicamos métodos de análisis de tendencias en los indicadores de surgencias tradicionales con el fin de investigar en profundidad la probabilidad de ocurrencia del incidente durante la perforación. Los nuevos indicadores utilizados emplean los datos de caudal de ingreso, caudal de retorno, presión de la tubería, compresibilidad del lodo de perforación, volumen del tanque, velocidad de penetración (ROP), velocidad de rotación (RPM), peso en bit (WOB) y tamaño de bit. Si los indicadores creados se desvían de la tendencia normal indicarían la detección de una sobrepresión en la formación y/o una ganancia anómala en el flujo de retorno.

Un modelo de Inteligencia Artificial (AI) entrenado permite alertar el fenómeno de manera predictiva con varios minutos de antelación a que se desencadene el evento de surgencia.

Finalmente, definimos diferentes niveles de alarmas según el desvío que tenga cada uno de estos parámetros y de cuáles se desvían de sus tendencias normales en un segmento de perforación dado.

Detección preventiva de *screen out* en estimulación

YPF realiza 200 etapas de fractura por mes en pozos horizontales no convencionales. Durante el proceso de estimulación hidráulica existe la posibilidad de que ocurra una falla conocida como *screen out* o arenamiento. La ocurrencia de esta particularidad suele ser costosa, ya que puede implicar la necesidad de realizar una limpieza con equipo de *coiled tubing* para remover la arena acumulada en el pozo.

A fines de 2018 comenzamos a trabajar en un modelo para predecir la ocurrencia de un arenamiento en la estimulación de pozos no convencionales. Este modelo se construyó a partir de los datos históricos de más de cuatro mil etapas de fractura, su objetivo es poder detectar un potencial arenamiento unos minutos antes de que ocurra para operar adecuadamente el pozo y evitar el evento. Actualmente, el modelo se encuentra en nivel de prototipo y estamos avanzando en las pruebas en tiempo real para comenzar a capturar su valor (Figura 1).

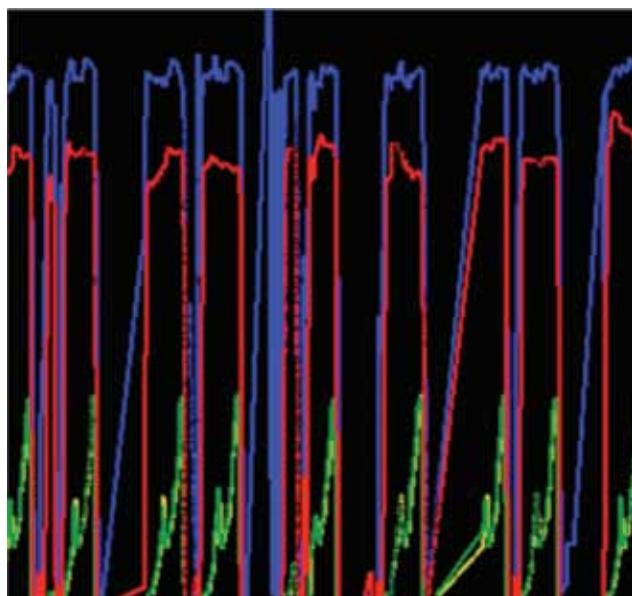


Figura 1. Datos de fractura en tiempo real a analizar.

Optimización de desarrollo: diseño de fractura y geolocalización de pozos

El objetivo de este proyecto es explicar la contribución de las principales variables de pozos a la productividad, tanto normalizada por longitud como sin normalizar, con una técnica de datos que se conoce como un análisis multivariado. El análisis multivariado se caracteriza por trabajar con un gran grupo de variables para determinar la contribución de varios factores a una o más variables objetivo. En este caso se trabajó multidisciplinariamente con variables de perforación, geomecánica, estimulación, geología, petrofísica, reservorios, operaciones y producción.

Se realizó un análisis en 83 pozos horizontales de Vaca Muerta. Inicialmente se realiza la exploración de los datos, pasando por la eliminación y selección de variables hasta la construcción de los modelos lineales y no lineales que explican la importancia de las variables y un modelo de visualización de los datos. Esto permitió desarrollar internamente el flujo de trabajo para poder procesar todo tipo de datos, integrarlos en un repositorio único e incrementar permanentemente la cantidad de pozos para luego extraer mejores *insights* al contrastar variables de diferentes especialidades.

Actualmente estamos ampliando la base de datos a más pozos en producción para ampliar la estadística y obtener resultados más robustos que permitan mejorar las decisiones de ubicación de pozos y los diseños de fractura (Figura 2).

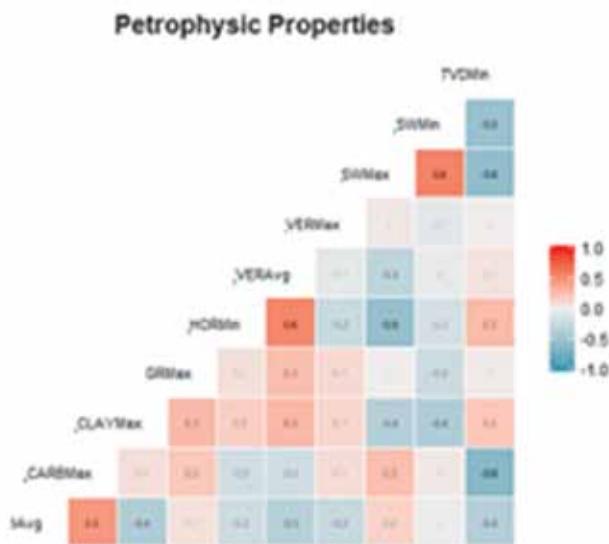


Figura 2. Matriz de correlaciones de variables petrofísicas.

Estimación de parámetros petrofísicos

A partir de los perfiles de variables petrofísicas de pozos en Vaca Muerta creamos modelos capaces de estimar los valores de una variable que representa los efectos texturales combinados calculados a partir de la dispersión dieléctrica. La variable se estima con modelos de regresión a nivel de horizonte de navegación y permite generar mapas regionales de propiedades más completos, utilizando perfiles eléctricos para estimar variables medidas por herramientas más costosas.

En el trabajo se entrenaron los modelos con datos de 14 pozos que conforman un set de 3.500 observaciones. Adicionalmente, se trabajó en métodos de estimación de la confianza de las predicciones con técnicas de estadística

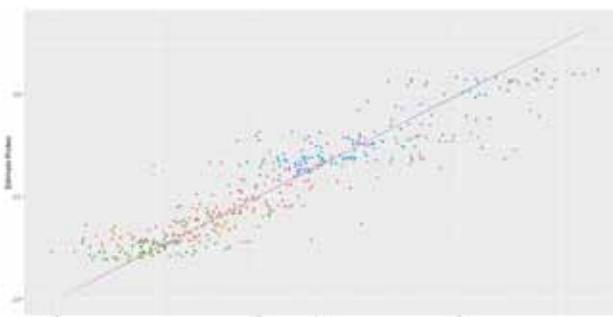


Figura 3. Ajuste de la variable estimada versus la variable medida.

robusta. El modelo es aplicado en 120 pozos que no cuentan con valores para la variable que se van a predecir y para los cuales resulta imposible medirlas por métodos tradicionales (Figura 3).

Predicción de parafina en pozos productores

En Loma Campana, yacimiento productor de petróleo de la formación Vaca Muerta, existen más de 160 pozos horizontales surgentes, los cuales se encuentran ciento por ciento telesupervisados y monitoreados en tiempo real desde la sala de control. Aprovechando la tecnología desplegada y con foco en la detección de forma anticipada de anomalías de producción en los pozos, YPF S. A. despliega por primera vez inteligencia artificial al servicio de la operación. Este tipo de pozos cuentan solo con dos variables disponibles: presión de cabeza de pozo y presión de línea, sobre las cuales se busca inferir en tiempo real problemáticas, como obstrucciones de *tubing* u orificio por parafina o erosión de orificios, entre otras (Figuras 4 a y b). Usando técnicas de *machine learning* se realiza el análisis de las curvas de presión de cabeza de pozo, con el propósito de predecir las anomalías en tiempo real que podrían ocurrir para su corrección oportuna. Se inicia con un proceso de filtrado de la curva de presión, eliminando valores atípicos de la serie temporal, y luego, suavizando la curva de forma que se puedan realizar predicciones futuras. A continuación, se aplica la metodología Prophet con el fin de predecir los valores de la curva. Se basa en los valores históricos de la serie temporal con el fin de predecir los valores futuros, para aplicar esta metodología se utiliza la característica de tendencia de la curva. Finalmente se entrena el modelo con curvas características de problemáticas reales en campo. Para identificar la anomalía se diseña un modelo basado en el declino característico de la curva de presión (exponencial descendente), por lo cual la primera derivada indica la tendencia (ascendente - descendente) y la segunda derivada indica curvatura (cóncava o convexa). Una vez que estos valores están disponibles, se clasifican según la anomalía: parafina, incrustación u obstrucción. El modelo ha sido implementado en la sala de control de la regional no convencional, y dio resultados positivos (Figura 6).

Slick-line

Una problemática importante que sufren los pozos surgentes productores de petróleo de la formación Vaca Muerta es la deposición de parafina en el *tubing* que puede

MINDS OF ENGINEERS. PIONEERS AT HEART.

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

wintershalldea.com





Figura 4.

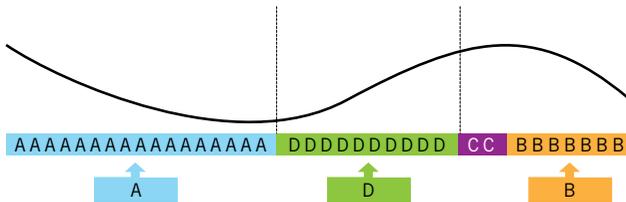


Figura 5.

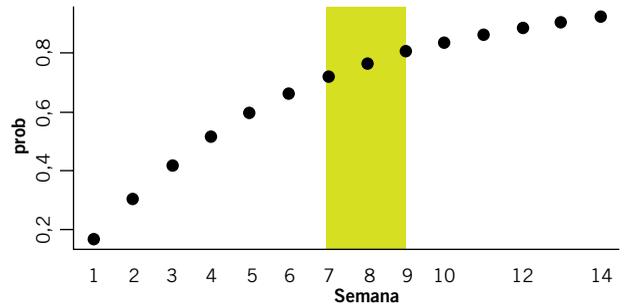


Figura 6. Clasificación del comportamiento de la curva de presión de cabeza.

generar pérdidas de producción. Con los resultados obtenidos por el algoritmo predictor de tendencias para pozos surgentes se puede obtener una mejor predicción en cuanto a la presencia de parafina en *tubing*, utilizando datos de intervenciones históricas de *slick-line*, para lo cual se utiliza una técnica llamada inferencia bayesiana.

La inferencia bayesiana es una forma de obtener mejores predicciones de los datos, ya que permite llegar a con-

clusiones más sólidas combinando lo que ya se conoce sobre la respuesta. Es así como con el empleo de la frecuencia de intervenciones de *slick-line* en los pozos que calculan los ingenieros de producción combinado con los resulta-



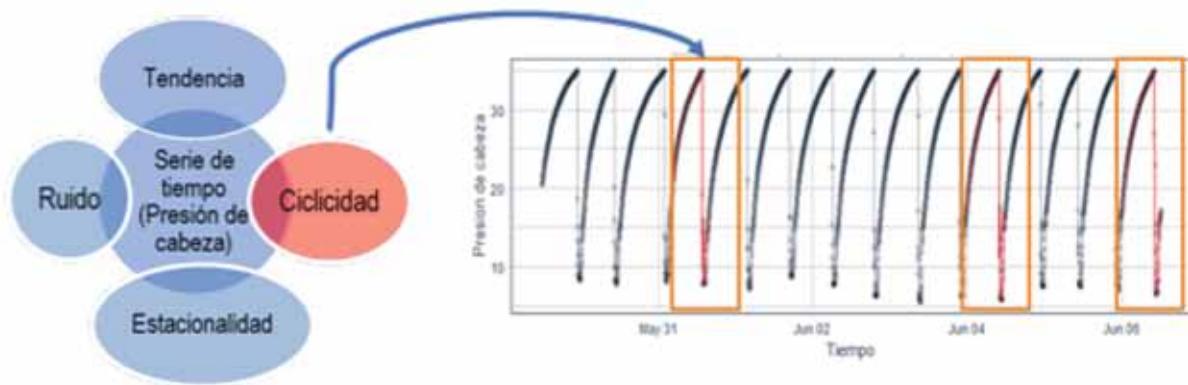


Figura 7. Probabilidad acumulada de falla.

dos del predictor de tendencia se puede inferir una fecha aproximada de visita al pozo para evitar que se vea afectado por parafina y sufra pérdidas de producción. También permite priorizar y confeccionar cronogramas preventivos de limpieza en pozos (Figura 7).

Detección temprana de interferencias

Otro problema frecuente en el desarrollo de yacimientos no convencionales es la interferencia entre pozos que se están estimulando y pozos que se encuentran en producción. El cierre de pozos productores para reducir el impacto de la interferencia genera pérdidas de producción. El objetivo de esta iniciativa es minimizar el tiempo de cierre de los pozos.

Estadísticamente la tendencia es la componente de una serie temporal que representa las variaciones de su baja frecuencia. Es decir, que la tendencia es la componente a largo plazo de una serie de tiempo. Aprovechando esta característica de la presión de cabeza de pozo, se modela la presión esperada en el pozo y se realiza una comparación hora a hora de dicho modelo con los datos reales, con la finalidad de detectar cambios que indiquen el inicio de una interferencia. Esta detección temprana permitirá cerrar el pozo y de esa manera mitigar el daño que la interferencia puede generar. El objetivo final es lograr el cierre automático del pozo frente a la alerta de interferencia (Figura 8).

Clasificador de fallas en *plunger lift*

En Loma Campana existen más de 300 pozos productores con el sistema *plunger lift* ciento por ciento telesupervisados y monitoreados en tiempo real desde la sala de control. El sistema de

PELTON PLATFORM: PARTE INTEGRAL DE SU ESTRATEGIA DE TRANSFORMACIÓN DIGITAL

Peloton ha estado a la vanguardia de la gestión y visualización de datos para el ciclo de vida útil de pozos durante más de 25 años. Nuestra plataforma energiza la transformación digital de petróleo y gas a través de sistemas móviles, automatización e integración de datos al proporcionar soluciones SaaS totalmente integradas para la gestión de tierras, operaciones, perforación, producción y construcción / restauración. Cerca de 500 clientes a nivel mundial confían en la tecnología de Peloton para tomar decisiones mejor informadas y más rápidas. Contáctenos hoy para saber cómo sus empresas pueden hacer lo mismo.



CICLO DE VIDA DE POZOS

Pozos, Equipos, Operaciones, Programación de Recursos...



CICLO DE VIDA DE PRODUCCIÓN

Gestión de Datos de Producción, Operaciones y Análisis de Fallas...



GESTIÓN DE TIERRAS

Contratos, Historial de Propiedad, Regalías...

peloton
well focused®

www.peloton.com • info@peloton.com
1.888.PELOTON

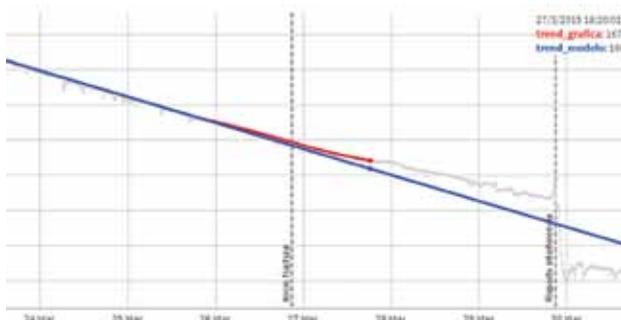


Figura 8. Tendencia de la presión de cabeza de pozo.

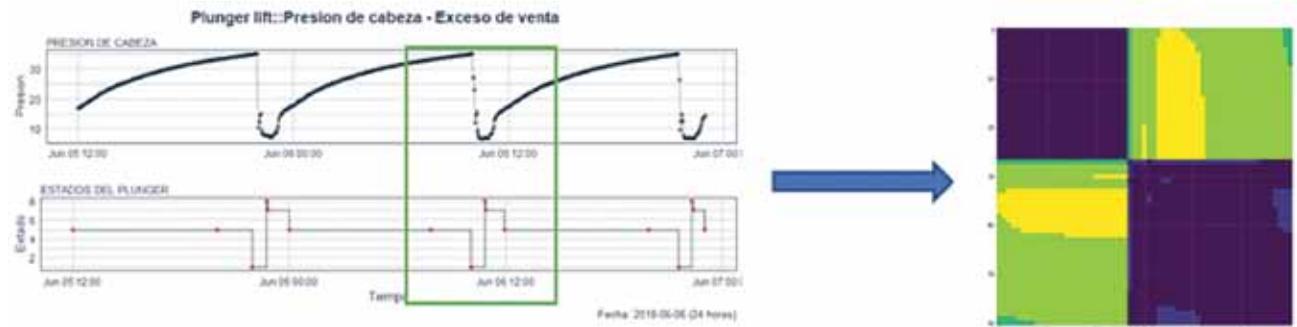


Figura 9.

extracción *plunger lift* requiere de un seguimiento continuo, dado su comportamiento cíclico, lo que genera que habitualmente se desvíe de su comportamiento normal. Al disponer de 300 pozos se hace inviable darle seguimiento uno a uno, por lo que se propone una solución inteligente aplicando manejo por excepción. Aprovechando el comportamiento cíclico de los pozos, se visualizó la posibilidad de implementar una herramienta que clasifique los pozos a través de imágenes características de comportamientos anómalos.

Se recolectaron cerca de 8.000 imágenes correspondientes a fallas con las que se entrenó el clasificador, obteniendo una precisión del 80% en la identificación de las fallas. Estas imágenes fueron generadas a partir de series temporales transformándolas en gráficos de recurrencia. Un gráfico de recurrencia es una herramienta de análisis que revela la existencia de patrones recurrentes e intermitentes en series de tiempo que, en nuestro caso, caracteriza las fallas en los ciclos de *plunger lift* (Figura 9).

Este clasificador permite monitorear y controlar el desempeño de los pozos mediante el manejo por excepción. Esta herramienta es de gran ayuda al reducir los tiempos de estudio, enfocándose principalmente en aquellos pozos que estén afectando la producción y luego en los pozos que se puedan optimizar, con la finalidad de alcanzar la excelencia operacional al producir el potencial esperado el total de los pozos.

Se destaca además el acercamiento de los sectores potenciando el concepto de espacios colaborativos multidisciplinarios, en este caso la ciencia de datos y el área de ingeniería de producción. Esta convergencia brinda una mejora considerable a un sistema de extracción económico y rentable para los pozos no convencionales (Figura 10).

Notas finales

El desafío que presenta el desarrollo de los recursos del no convencional de Vaca Muerta genera un campo fértil para ser abordado con la potencialidad de las nuevas tecnologías de analítica, inteligencia artificial y gestión del Big Data, para las disciplinas de estudio de subsuelo, desarrollo y producción.

Este abordaje disruptivo de los retos requiere una nueva mirada, no solo tecnológica, sino también del talento y el liderazgo. Al enfoque tradicional técnico de los procesos deben sumarse metodologías ágiles, con ciclos rápidos de

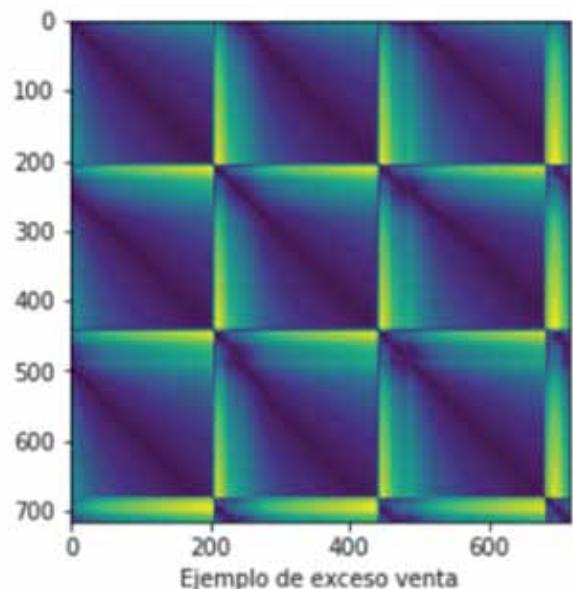


Figura 10.

probar-fallar típicas de las *start-ups*. Todo esto requiere de un fuerte talento innovador y emprendedor de los equipos siempre multidisciplinarios.

Hemos aprendido que no existe un único camino ni soluciones universales. Ensayar, aprender, adaptarse son las claves para evolucionar en la transformación digital. Desarrollar equipos expertos propios, así como coinnovar cooperativamente con el ecosistema emprendedor y los centros de experiencias (COE) locales e internacionales son los caminos para acelerar el desarrollo, el despliegue y la captura de valor. La oportunidad digital es equiparable a la de riqueza geológica de Vaca Muerta. ■



INNOVACIÓN EN SOLUCIONES AMBIENTALES

Tratamiento de residuos especiales de exploración y extracción de hidrocarburos.



TREATER

INNOVACIÓN EN SOLUCIONES AMBIENTALES

Av. Argentina N° 480 Piso 9
Neuquén- Neuquén – CP8300

Parque Industrial - Lote 56- Ruta Provincial 17
Añelo - Neuquén.

www.treater.com.ar



Por **Victoria Lazzari, María Jimena Rodríguez, Guillermina Sagasti** (YPF S.A.)

El desafío del desarrollo de la formación **Vaca Muerta** en zonas de múltiples intervalos de navegación

Este trabajo fue presentado en el Simposio de Recursos No Convencionales, "Hacia una nueva convención", durante el 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Reservas del IAPG, realizado en Mendoza, noviembre, 2018.

La identificación y la selección de los intervalos de navegación son las principales tareas que de un grupo de estudios de subsuelo debe asumir a la hora de incrementar la productividad y obtener la mayor rentabilidad de un campo de petróleo no convencional (*shale oil*).

Durante la fase de delineación o piloto de un área, esos intervalos deben ser evaluados tempranamente a fin de poder obtener suficiente estadística y una historia de producción apropiada para iniciar la fase de desarrollo con la menor cantidad de interrogantes posible y, fundamentalmente, adoptar la estrategia más conveniente.

Es por este motivo que a lo largo del Plan Piloto se procura llevar a cabo un exhaustivo plan de adquisición de datos estáticos y dinámicos. En el caso de estudio, los datos estáticos incluyeron un set completo de perfiles eléctricos en pozos verticales, análisis de *cuttings*, testigos laterales rotados y 233 m de corona continua. Además, se efectuó el monitoreo microsísmico de tres pozos horizontales y se adquirió una nueva sísmica 3D que proporcionara cobertura completa del bloque.

El análisis integrado de toda esta información ha permitido caracterizar la variabilidad del reservorio, tanto

espacial como estratigráficamente e identificar múltiples niveles de navegación, cuya cantidad y distribución varía a lo largo del bloque en relación con la geometría del sistema deposicional.

Ubicación y marco geológico

La zona de estudio se encuentra ubicada en la región sudeste de la Cuenca Neuquina, dentro del ámbito del engolfamiento neuquino y, particularmente, en el flanco Oriental del Bajo de Añelo (Figura 1).

El área de estudio posee una superficie aproximada de 200 km² y se dividirá en tres sectores, a los cuales se referirá como Sur, Centro y Norte.

Desde el punto de vista estratigráfico, el intervalo de interés comprende la porción inferior del sistema Quintuco-Vaca Muerta. En el área de estudio, se encuentra representado por una sucesión mixta siliciclástica-carbonática depositada en un ambiente marino somero a profundo durante el Tithoniano Superior-Valanginiano Inferior. El espesor total del sistema alcanza los 900 m y su geometría se

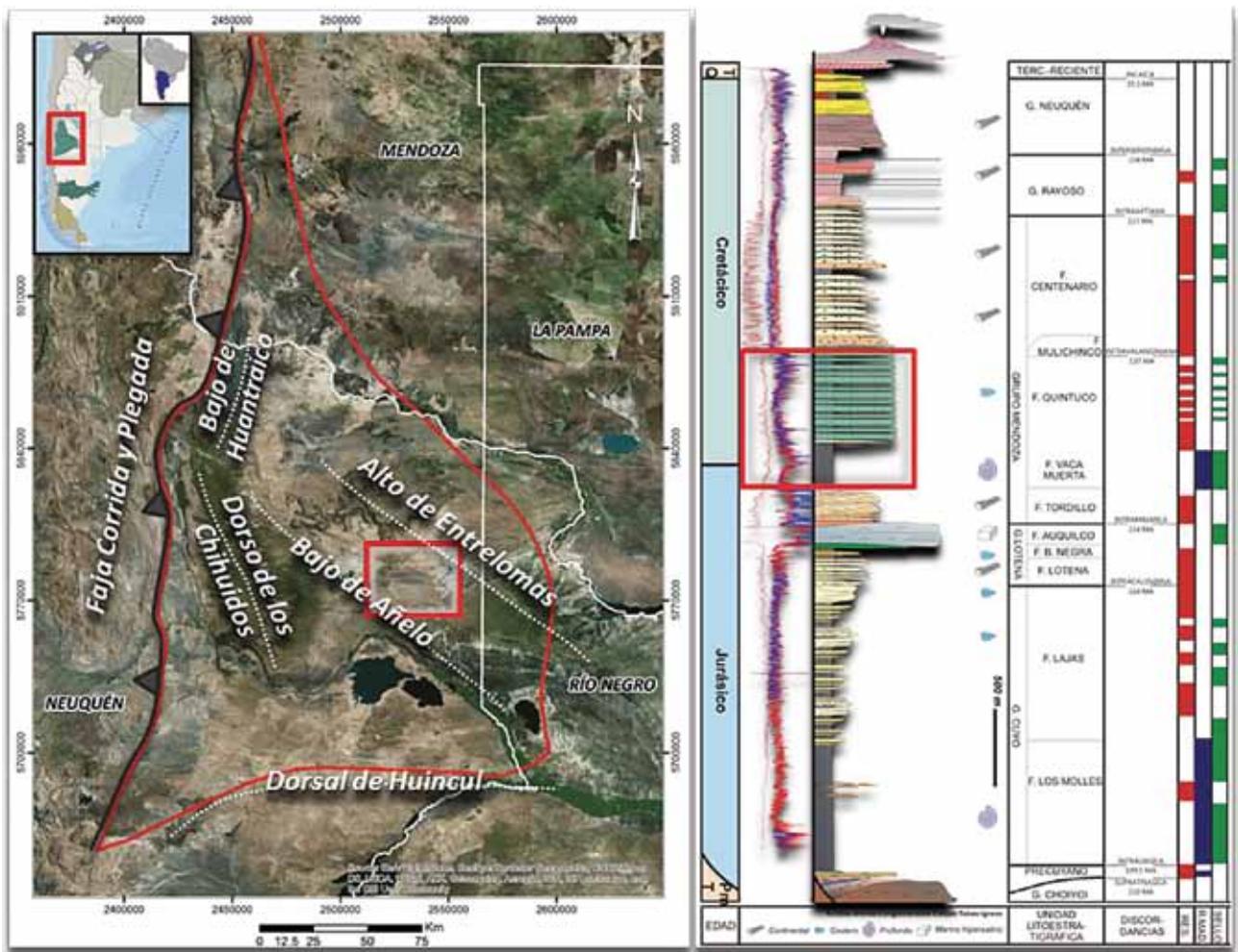


Figura 1. A la izquierda, mapa de ubicación de la zona de estudio en donde se ilustran los principales elementos morfoestructurales de la cuenca. A la derecha, columna Estratigráfica (tomado de Brisson y Veiga, 1999).

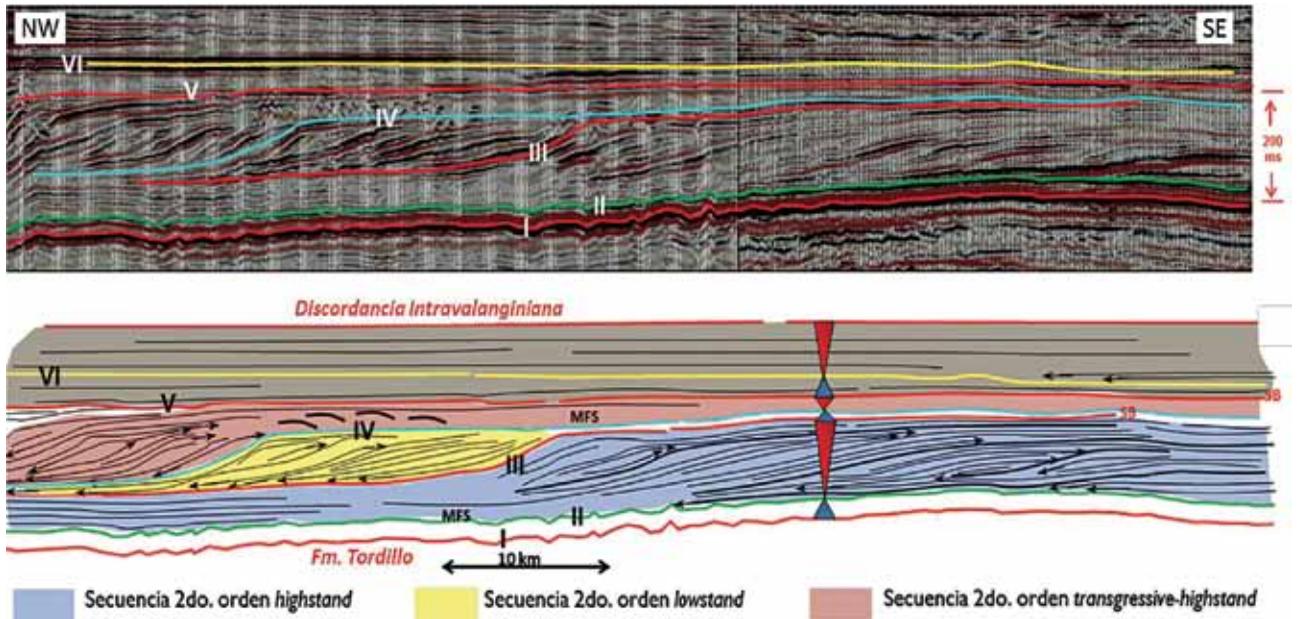


Figura 2. Sección sísmica de orientación SE-NW ilustra que la geometría del sistema deposicional Quintuco-Vaca Muerta de edad Valanginiano Superior-Tithoniano Inferior (Tomado de Massaferro *et al.*, 2014).

caracteriza por el desarrollo de clinoforras progradantes desde el SE hacia el NW (Gulisano *et al.*, 1984; Mitchum y Uliana, 1985; Massaferro *et al.*, 2014; Reijnenstein *et al.*, 2014; Sattler *et al.*, 2016; González *et al.*, 2016).

Dentro de este sistema, la Fm. Quintuco representa los depósitos marinos someros, predominantemente carbonáticos y con bajo contenido orgánico. Por su parte, la Fm. Vaca Muerta incluye a las facies distales, equivalentes en tiempo y con alto contenido orgánico. Se trata principalmente de intercalaciones de fangolitas calcáreas ricas en materia orgánica, margas y calizas micríticas depositadas en un ambiente de rampa distal a interior de cuenca. La proporción y el patrón de apilamiento de estas facies varía de SE a NW, siguiendo la geometría del sistema deposicional.

Asimismo, el contacto entre ambas unidades formacionales es diacrónico, es decir que se hace más joven al ir avanzando el sistema hacia el NW. El límite entre ellas se suele definir a partir de un umbral de contenido orgánico total (COT) medido en muestras de roca y/o a partir del método de Passey (Passey *et al.*, 1990, 2010). Dentro del área de estudio, la secuencia orgánica de la Fm. Vaca Muerta alcanza los 240 m de espesor y muestra un grado significativo de variabilidad tanto lateral como vertical.

De acuerdo con los principios de la estratigrafía secuencial, el sistema deposicional Quintuco-Vaca Muerta puede ser subdividido en tres secuencias de segundo orden (Massaferro *et al.*, 2014); el intervalo estratigráfico analizado en este trabajo corresponde a la secuencia más antigua, limitada por las superficies I y III (Figura 2).

En cuanto al marco morfoestructural de gran escala, la zona de estudio se encuentra ubicada entre tres altos estructurales importantes, de envergadura regional dentro de la cuenca: el alto de Entre Lomas al noreste, la Dorsal de Huincul al sur y el Dorso de los Chihuidos al oeste (Figura 1). Su historia estructural está relacionada en particular con las de los sistemas de Entre Lomas y el Dorso de Los Chi-

huidos (Cristallini *et al.*, 2005), presentando características estructurales afines a la evolución tectónica de ambas unidades morfoestructurales. Es una zona con estructuras suaves y pendientes muy bajas que es atravesada por diferentes sistemas de fallas que afectaron a la secuencia sedimentaria en distintos intervalos estratigráficos y temporales.

La estructura profunda se ve representada por un patrón WNW vinculado a las fallas que limitaban los hemigrábenes durante la extensión de la cuenca acaecida en el Triásico Superior a Jurásico Inferior. Durante el Jurásico, estos lineamientos fueron sometidos a un esfuerzo regional oblicuo de dirección N320° (Mosquera y Ramos, 2005) y como resultado reactivados con una componente de rumbo dextral.

Las fallas de orientación NNW, muy bien distribuidas en sector centro y, en menor medida, en el sector norte del área de estudio y en los bloques vecinos, se nuclean en las fallas precuycanas, mostrando con ellas una clara asociación genética, y se disponen escalonadamente (en echelon) indicando también una componente de rumbo dextral. Se considera que este sistema de fallas extensionales oblicuas y multiepisódicas se mantuvo activo hasta el Jurásico tardío-Cretácico temprano que afectó en muchos casos a la totalidad del sistema Quintuco-Vaca Muerta (Gangui y Grausem, 2014). Se trata de fallas que poseen rechazos significativos, alcanzando algunas veces los 300-400 m por debajo de la Fm. Vaca Muerta, disminuyendo hacia los términos más jóvenes del sistema y manifestándose mediante la generación de pliegues de arrastre.

Asimismo, en el sector Centro del área existe un sistema de fallas extensionales de orientación NS que se extiende por más de 60 km y que afecta desde la Fm. Auquillo hasta los términos superiores de la Fm. Tordillo.

En la base de la Fm. Vaca Muerta, la expresión de estos lineamientos se resuelve mayormente como flexuras, no se identifican rechazos en la sísmica. Este rasgo estructural

PONER LO MEJOR ES EXPANDIR NUESTRA REFINERÍA PARA SEGUIR CRECIENDO.

En Campana estamos llevando adelante el mayor proyecto de refinación en Argentina de los últimos 30 años para producir más y mejores combustibles.

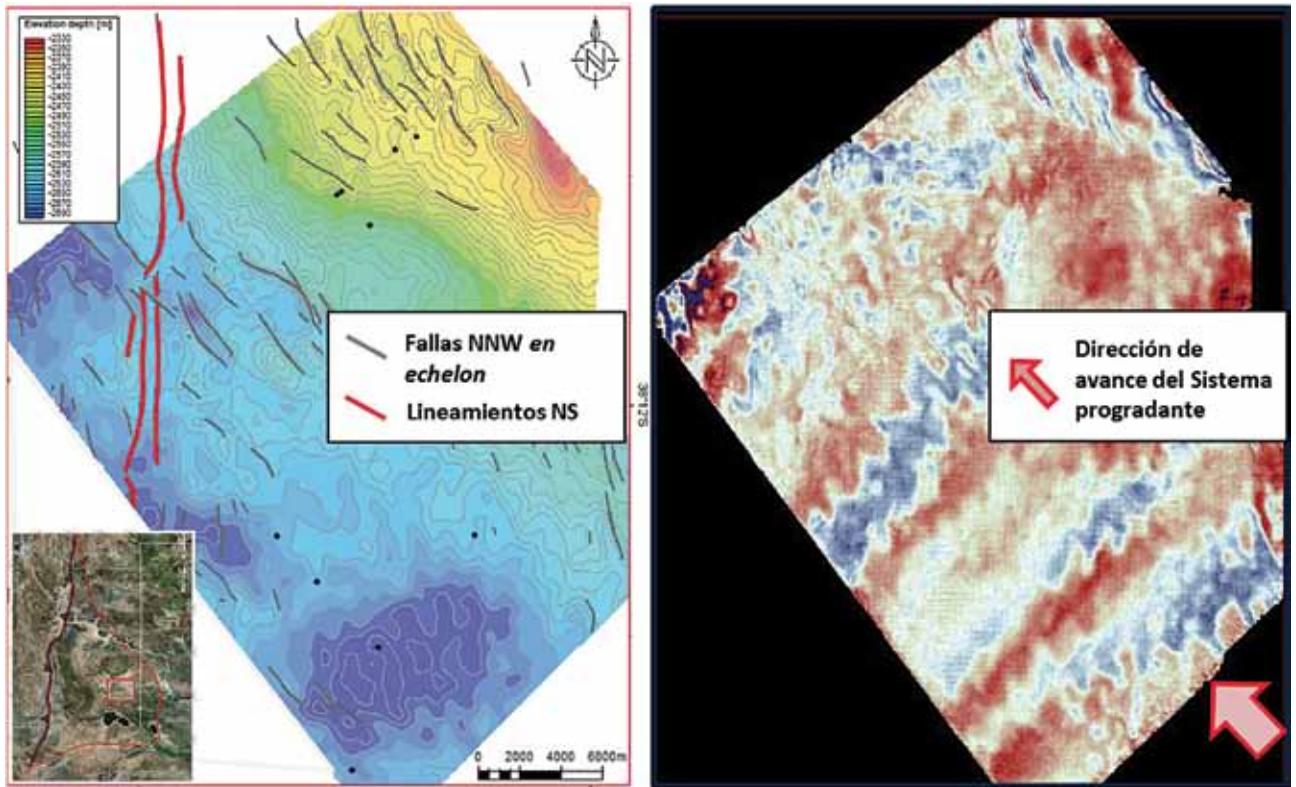


Figura 3. Izquierda. Mapa estructural a la base de la Fm. Vaca Muerta en el área de estudio. Se observan en negro los pozos del legado histórico, previos a la perforación del Piloto. Derecha. Intersección horizontal ubicada a unos 130 m por encima de la base de la Fm. Vaca Muerta en volumen horizontalizado a la misma superficie, se ilustra la dirección de progradación del sistema.

se asocia a un importante cambio en el espesor de las evaporitas de la Fm. Auquílco, de carácter regional (Figura 3).

Caracterización del reservorio

En el área de estudio, el espesor orgánico de la Fm. Vaca Muerta, definido a partir de un cut-off de $COT > 2\%$, muestra un incremento de 200 m a 240 m de sudeste a noroeste. Esta variación responde a la naturaleza progradante del sistema deposicional. Este incremento de espesor en la sección de interés implica inevitablemente que en los sectores más distales del área de estudio algunos intervalos de navegación se sumen a los existentes en áreas proximales y, de este modo, surge la necesidad de identificar la extensión areal de cada intervalo y caracterizarlo en cuanto a propiedades petrofísicas y geomecánicas.

Además, la madurez térmica de la formación disminuye de sudoeste a noreste a medida que la unidad se someriza hacia el flanco oriental del Bajo de Añelo.

De todo esto se desprende que el diseño del plan de delineación debió necesariamente contemplar la gran heterogeneidad del reservorio, tanto térmica como espacial y estratigráfica, a fin de garantizar una suite de datos estáticos convenientemente distribuidos para llevar a cabo su óptima caracterización.

Como parte de la delineación de la Fm. Vaca Muerta en el área, se ha efectuado un intenso plan de toma de datos estáticos y dinámicos mediante la perforación de 4 pozos verticales y 23 horizontales distribuidos estratégicamente.

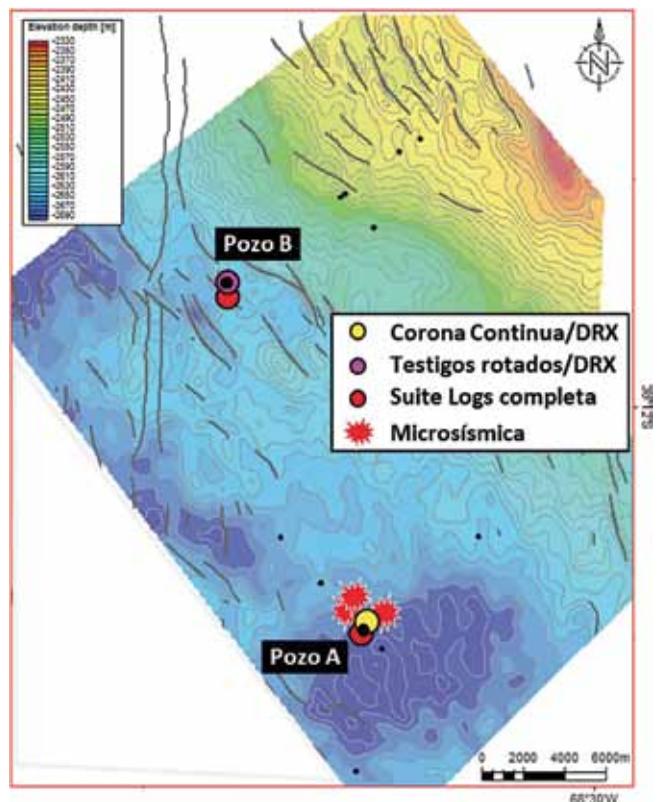


Figura 4. Mapa estructural a la base de la Fm. Vaca Muerta en el área de estudio que ilustra la ubicación de los pozos que se estudian en este trabajo.

Llegó una nueva forma de ver la seguridad

**3M SecureFit™ Serie 400 se adaptan
a todo tipo de rostros.**

Estudiamos más de 600 puntos de contacto para crear este nuevo y cómodo diseño con **Tecnología SecureFit™**.

También disponible la versión con recubrimiento anti empañante **Scotchgard™**.



Conoce
más acerca
3M SecureFit™.



mente a lo largo del área. Los datos estáticos incluyeron set completo de perfiles eléctricos, análisis de *cuttings*, testigos laterales rotados y 233 m de corona continua. Además, se efectuó el monitoreo microsísmico de las fracturas hidráulicas de tres pozos horizontales navegando en tres intervalos distintos en una misma locación y se llevó a cabo un proyecto de adquisición sísmica *full-fold*, proporcionando una cobertura completa del área de estudio de alta calidad. La figura 4, ilustra la ubicación de estos pozos y los datos sobre los que se centrará este trabajo.

El análisis integrado de esta nueva información ha permitido caracterizar la heterogeneidad del reservorio e identificar múltiples niveles de navegación cuya distribución varía a lo largo del bloque en íntima relación con el sistema deposicional. De este modo, los niveles de navegación desarrollados en las secciones agradantes de la Fm. Vaca Muerta están presentes en todo el bloque mientras que aquellos contenidos en la sección progradante están restringidos a determinadas áreas. Así, se han diferenciado dentro del bloque zonas en las que solo están presentes 2 niveles de navegación y otras en las que llegan a desarrollarse hasta 5. Estos intervalos poseen patrones de apilamiento, propiedades petrofísicas y geomecánicas diferentes que posiblemente afecten el crecimiento lateral y vertical de las fracturas hidráulicas, condicionando a su vez el espaciamiento entre pozos en cada intervalo.

Identificación de niveles de navegación

Un intervalo o nivel de navegación se define en este trabajo por presentar buenas propiedades petrofísicas, es decir alta porosidad y baja saturación de agua, y baja intensidad de interfases o intercalaciones de roca frágil-dúctil en un espesor de al menos 20 m. Idealmente, y en base a estudios realizados de alto de fractura hidráulica (Ortiz *et al.*, 2016) y datos dinámicos obtenidos, se estima que el espesor deseable de cada intervalo debería alcanzar los 25 a 30 m. De este modo, en el área de estudio se han identificado 5 intervalos, definidos en base a sus propiedades petrofísicas y geomecánicas y a la heterogeneidad interna que presentan. Los intervalos se enumeran a continuación y están representados en el perfil esquemático de la figura 5.

Nivel 1: conocido coloquialmente como “La Cocina”, es el nivel con mejores propiedades petrofísicas y menor intensidad de interfases. La porosidad total promedio (Φ_{IT}) es máxima y la saturación de agua total (SwT), mínima, por lo que presenta el mayor *storage* de hidrocarburo de toda la sección orgánica. El contenido de Carbono Orgánico Total (COT) es el máximo registrado, llega al 8%. Este intervalo se encuentra en la sección basal agradante de la Fm. Vaca Muerta, por lo cual se halla presente en la totalidad del área de estudio y su espesor se mantiene mayormente constante, en un promedio de los 31 m.

Nivel 2: este intervalo posee excelentes propiedades petrofísicas y escasa presencia de interfases. Este nivel, junto con el nivel 1, se encuentra presente en todo el bloque con un espesor que ronda los 30 m.

Nivel 3: constituye el intervalo de interés más profundo de

la sección progradante de la Fm. Vaca Muerta. Su espesor promedio los 29 m. Se lo encuentra en gran parte del área excepto en las regiones más proximales del sistema.

Nivel 4: con un espesor promedio de 34 m, es el intervalo de interés con menor extensión areal del sistema progradante, se encuentra presente en la porción más occidental del bloque.

Nivel 5: Este intervalo constituye el más somero de todos los estudiados, se desarrolla arealmente en la mitad distal del bloque. Su espesor es muy variable, promedio los 27 m. Constituye el intervalo con menor Φ_{IT} de toda la sección orgánica.

Es clave destacar que el contenido de COT y el porcentaje de arcilla disminuyen desde los niveles más profundos a los más someros, como así también se observan cambios mineralógicos de base a tope de la sección; mientras que el contenido de cuarzo y feldespato decrece, el contenido de carbonato se incrementa.

En la figura 6 se muestran los resultados del análisis de Difractometría de Rayos X (DRX) efectuado en muestras de corona y testigos laterales de dos pozos del piloto (pozos A y B, respectivamente) y se identifican los 5 niveles de navegación en diferentes colores. Se observa que el nivel 1 muestra la mayor participación de cuarzo y feldespato en detrimento del contenido de carbonato. Tanto el Nivel 1 como el Nivel 2 muestran los mayores porcentajes de arcillas mientras que el Nivel 3 expone el más alto contenido de calcita y dolomita. Los niveles 4 y 5 se encuentran escasamente muestreados dado que no se encuentran desarrollados en el pozo A y solamente se cuenta con datos de algunos testigos rotados del pozo B. Si bien se observa la misma tendencia que en el nivel 3, no se tomarán como concluyentes los resultados arrojados por el DRX en los niveles más someros.

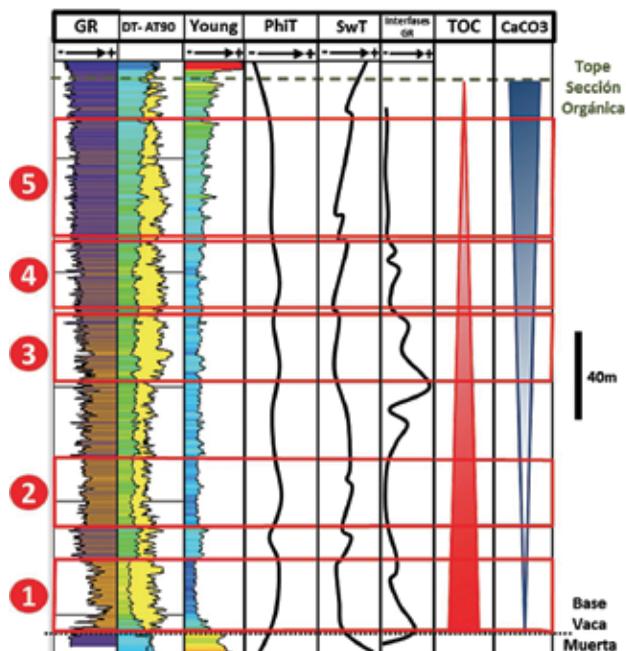


Figura 5. Perfil esquemático simplificado en donde se identifican los distintos intervalos de navegación que se distinguen en el área de estudio.

A la hora de definir los distintos niveles de navegación, resulta de gran interés lograr un entendimiento de la distribución de los componentes que conforman cada uno de los niveles. Los estudios de microscopía electrónica de barrido realizados sobre 25 muestras, distribuidas a lo largo de la corona continua del pozo A, dieron datos ilustrativos sobre los tipos de partículas constituyentes del *shale* y su tipo de poros, tanto orgánicos como inorgánicos, para los tres niveles de navegación más profundos. A grandes rasgos, los principales constituyentes de este *shale* son granos detríticos de cuarzo y feldespato tamaño limo, partículas de origen volcánico, restos fósiles (cocolithos, radiolarios, saccocomidos, espículas, pellets), arcillas (caolinita, illita/illita-smectita) y materia orgánica (Smith, 2017).

Se realizó la caracterización de los niveles y la descripción a escala micro del reservorio en general. Además, se intentó estimar semicuantitativamente la ocurrencia de los tipos de arcilla a lo largo de la sección de interés, como así también los tipos de poros encontrados tanto orgánicos como inorgánicos.

De este análisis se desprende que la porosidad inorgánica aumenta en proporción hacia los niveles de navegación 2 y 3, mientras que la asociada a la materia orgánica aumenta considerablemente hacia la base (nivel 1). La caolinita, aunque presente en casi toda la sección, presenta un claro aumento en el nivel 1. Se presenta mayormente en pellets, en general porosos, o como clastos en cantidades variables a lo largo de toda la columna, que pueden o no mostrar porosidad. Además, se caracterizó la ocurrencia de illita/illita-smectita. A nivel microscópico, estas se observaron tanto asociadas con materia orgánica, como también en forma de copos/láminas entre los granos; es decir, como componente principal de matriz sin materia orgánica asociada. Dado que ambas presentaciones (asociadas *versus* no asociadas a la materia orgánica) se asocian a tipos de porosidades distintos, se caracterizaron por separado. La illita/illita-smectita como componente de matriz que no está asociada a la materia orgánica se presenta casi exclusivamente en las secciones superiores (niveles 2 y 3). Por otro lado, la illita/illita-smectita que se encuentra íntimamente ligada a la materia orgánica, aumenta hacia la base, junto con el COT. Por último, las arcillas o partículas tamaño limo de origen volcánico aumentan su ocurrencia hacia la base de la sección, mayormente presentes en el nivel 1.

La figura 7 muestra los histogramas de ocurrencia de la porosidad orgánica *versus* la inorgánica e inorgánica *versus* los distintos tipos de arcillas muestreadas en la corona del pozo A. También se incluyen, a modo de ejemplo, algunas imágenes de Microscopio Electrónico de Barrido (MEB) en muestras de la corona ilustrando: A) Porosidad asociada a illita-smectita y materia orgánica, con mayor ocurrencia en el nivel 1. B) Porosidad inter-partícula (illita), comúnmente encontrado en los niveles superiores. C) Porosidad inter-partícula entre restos de cocolitos, presentes en toda la columna, más abundantes hacia niveles superiores, no hay registro de materia orgánica. D) Porosidad orgánica,

Nuestra experiencia de más de 40 años en el rubro de especialidades químicas nos permite ofrecer

Soluciones para la industria del petróleo y gas en toda su cadena de valor

- ✦ Producción de petróleo
 - Aditivos para petróleo: Contamos con una amplia gama de productos para el tratamiento del crudo. Desemulsionantes, Inhibidores de incrustación, Biosidas, Inhibidores de corrosión, mejoradores de flujo y otros.
- ✦ Secado y purificación de gas:
 - Tamices moleculares SILIPORITE®
- ✦ Extracción y transporte:
 - Soluciones para protección de tuberías contra la corrosión, resistencia química, altas temperaturas y prolongación de vida útil.
- ✦ Refinación:
 - Servicio de sulfurización in situ en refinerías CARELFLEX® SERVICE
 - Provisión de DMDS, agente que activa los catalizadores usados para la desulfuración de los combustibles en refinerías.
 - Diluyentes de azufre: SULFATEK®
- ✦ Distribución de gas:
 - Odorización de gas natural y licuado: SPOTLEAK®, VIGILEAK®
 - Inhibidor de mercaptanos: O-SCENT®



VETEK S.A.U. - Arkema Group
 3 de Febrero 2750, 3° piso (C1428AHT) - C.A.B.A., Argentina
 Tel: +54 11 47884117 / 0277 - info@vetek.com.ar - www.vetek.com.ar

VETEK
 ARKEMA GROUP

ARKEMA
 INNOVATIVE CHEMISTRY

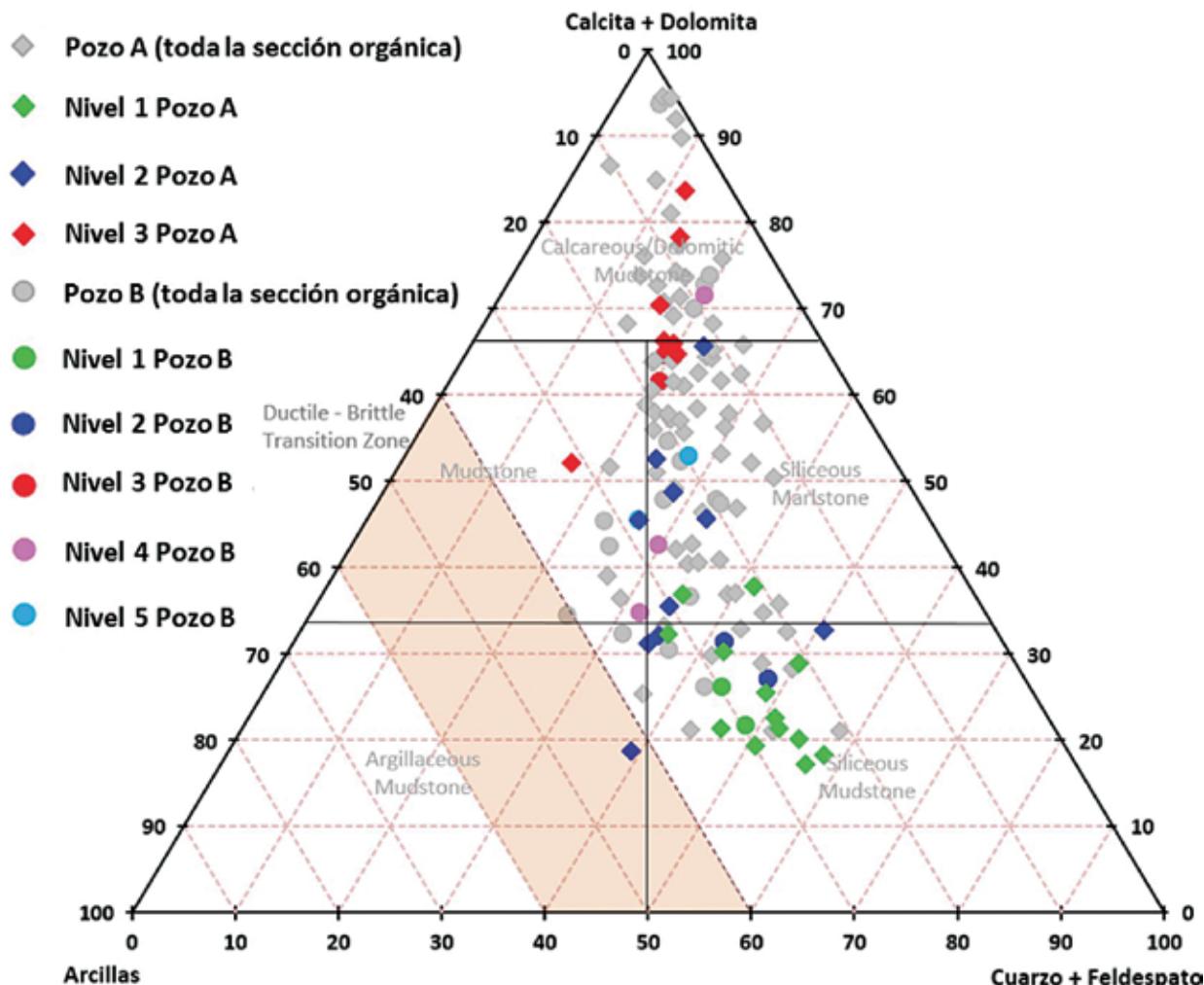


Figura 6. Diagrama de Difractometría de Rayos X (DRX) obtenido en muestras de la corona del Pozo A y testigos rotados del pozo B. Las muestras correspondientes a los distintos niveles de navegación se observan en distintos colores.

poros muy chicos hasta nanométricos. Presente en toda la columna, aumentando su ocurrencia hacia la base (nivel 1). E) Porosidad en materia orgánica y arcillas asociada a la disolución de feldespatos, abundante en zonas con mayor contenido de material volcánico (nivel 1). F) Porosidad en Caolinita y en materia orgánica asociada, su mayor ocurrencia se da en los niveles basales.

En lo que respecta a las propiedades geomecánicas de los distintos niveles, puede constatar una tendencia creciente del Módulo de Young desde los niveles basales a los someros, en íntima relación con el contenido creciente de carbonato de calcio y decreciente de COT (Figura 5). El comportamiento distintivo de cada nivel ante la estimulación hidráulica se pudo comprobar mediante el monitoreo microsísmico de todas las etapas de fractura de 3 pozos horizontales (pozos X, Y y Z), ubicados en la misma locación y perforados cada uno en los 3 niveles de navegación más profundos de la sección (Niveles 1, 2 y 3, respectivamente). En la figura 8 se observan los perfiles principales del pozo vertical monitor (Pozo A) con la superposición de los histogramas ecualizados de los eventos microsísmicos

registrados en todas las etapas de cada pozo horizontal (X en azul, Y en rojo y Z en amarillo) y proyectados de manera horizontal sobre el monitor. El análisis de los histogramas revela la significativa diferencia, tanto en la cantidad como en la dispersión vertical de eventos registrados en los niveles 2 y 3 con respecto a las obtenidas en el nivel 1. Esto se da en estrecha correspondencia con el mayor módulo de Young estático y mayor contenido de carbonato de estos intervalos. Cabe aclarar que los tratamientos aplicados a cada pozo fueron similares, a excepción de los volúmenes de agua inyectados, y que la secuencia de estimulación comenzó por el pozo X, navegado en el Nivel 1, siguiendo el pozo Z, navegado en el intervalo 3, y finalmente el pozo Y perforado en el Nivel 2. La población de eventos correspondientes al pozo Y, desarrollada en proximidad del Nivel 3, está relacionada con dicha secuencia de estimulación. Es decir que al haberse modificado el estado de estrés original de la roca mediante la estimulación del pozo Z, durante el tratamiento del pozo subsiguiente (Pozo Y), se produjo una nueva perturbación de la zona previamente estimulada.

En la figura 9 se muestra la dispersión horizontal de los



SOLUCIONES PARA EL FUTURO

**MÁS DE 30 AÑOS BRINDANDO SOLUCIONES INNOVADORAS
EN GENERACIÓN DE ENERGÍA Y COMPRESIÓN DE GAS.**

Estamos preparados para nuevos desafíos.



SECCO

www.secco.com.ar

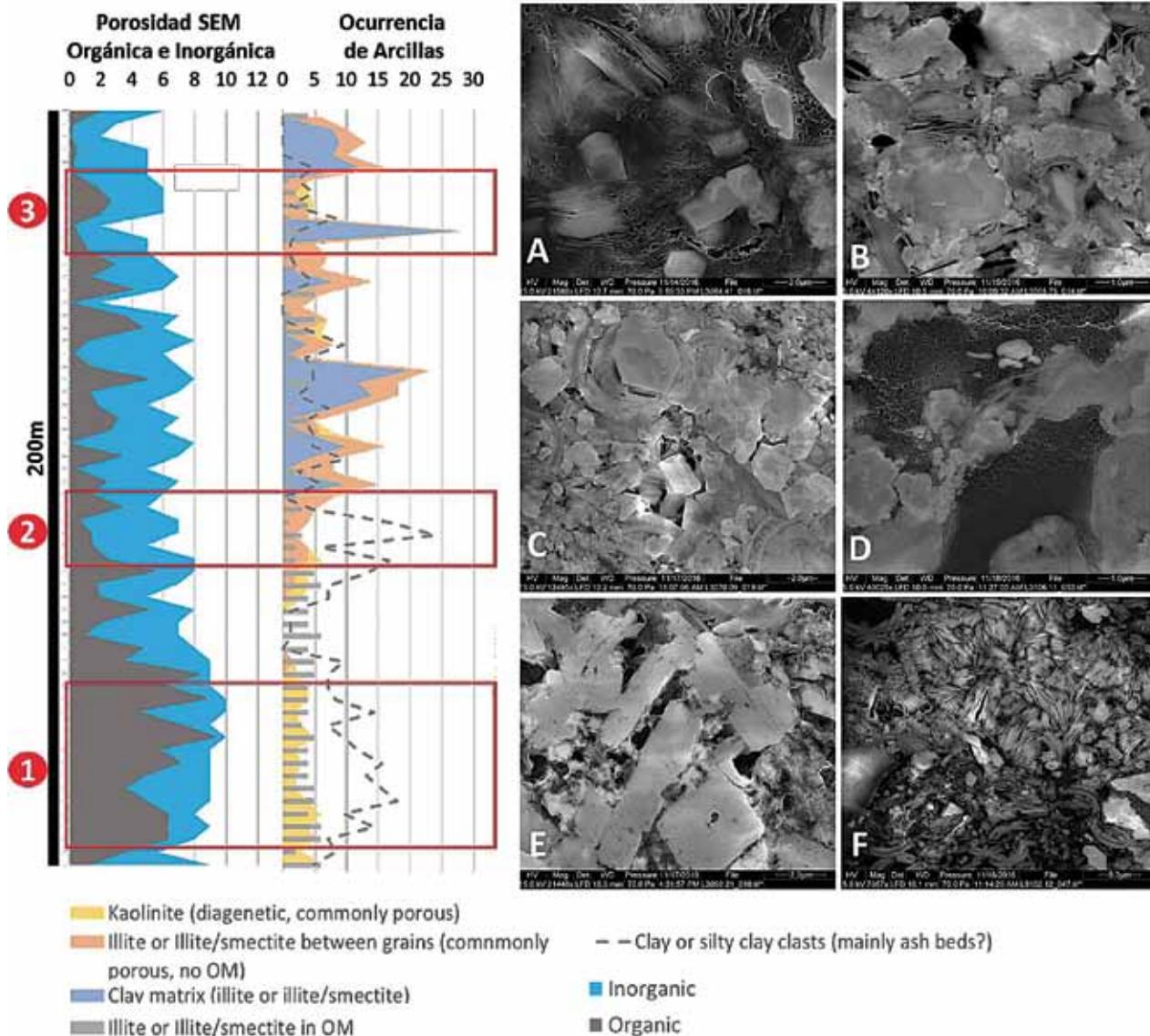


Figura 7. Izquierda. Histogramas de ocurrencia de porosidad orgánica e inorgánica versus los distintos tipos de arcillas muestreadas en el pozo A. Nótese que las muestras no son equidistantes por lo que los espesores de los niveles no son los reales. Derecha. Imágenes de Microscopio Electrónico de Barrido (MEB) en muestras de la corona. Ver explicación en texto.

eventos microsísmicos registrados en los pozos horizontales X, Y y Z, coloreados por etapa de fractura. Nuevamente se evidencia una clara diferencia en cuanto al desarrollo de la nube microsísmica adquirida en el pozo estimulado en el Nivel 1 (más profundo) respecto de las obtenidas en los niveles más someros.

Si se toma como referencia a la respuesta microsísmica ante el tratamiento de fractura, incluso teniendo en cuenta los reparos que la metodología merece, resulta evidente el comportamiento distintivo de cada nivel de navegación. Esta sin dudas constituirá una de las variables más significativas en el diseño de la fractura y la definición del distanciamiento de los pozos en la etapa de desarrollo del campo, los cuales necesariamente deberán adecuarse a cada nivel. Esto es, los espaciamentos entre pozos perforados a los niveles más someros, con mayor módulo de Young y

menor contenido orgánico total serán mayores a los de pozos perforados en los intervalos más profundos, con mayor COT y menor participación carbonática.

La descripción y caracterización sedimentológica de los niveles de navegación va más allá del objetivo de este trabajo. Para ese fin se refiere al lector González Tomassini *et al.* (2016, 2017).

Distribución areal de los niveles de navegación

Como se mencionó, la naturaleza y geometría del sistema deposicional implican que no todos los niveles de navegación se encuentren presentes en todo el área de estudio; aquellos desarrollados en la porción agradante del



**TODO LO QUE SU EMPRESA NECESITA
PARA EL CUIDADO DE LAS PERSONAS EN UN SOLO LUGAR.**



Estamos orgullosos de ser elegidos por las principales empresas de petróleo, gas y minería del país y por más de 950.000 asociados que saben que, estén donde estén, cuentan con la tranquilidad de sentirse protegidos.

- Atención corporativa especializada
- Destacados profesionales
- Protección médica para sus colaboradores
- La tecnología más avanzada



www.swissmedical.com.ar

(011) 5239-6555 | ventasempresas@swissmedical.com.ar



**EL SERVICIO DE EMERGENCIA
Y PREVENCIÓN INTEGRAL
PARA LAS EMPRESAS.**

NUESTROS SERVICIOS:

- Cobertura en locaciones, plantas, obras, pozos, minas, exploraciones y explotaciones.
- Unidades de Terapia Intensiva móviles: ambulancias y vehículos 4x4.
- Unidades de rescate vehicular.
- Trailers sanitarios y de alojamiento.
- Médicos y/o enfermeros in company.
- Avión sanitario.



Más información en www.ecco.com.ar | 0800-444-3226

Buenos Aires: (011) 5272-8256 - Herrera 541, 2° Piso | Salta: (0387) 422-3778 España 943 4° piso
Mendoza: (0261) 445-2333 - Av. Colón 653 4° Piso | Neuquén: (0299) 443-8011 - Jujuy 164

REPRESENTANTE ÚNICO DE SERVICIOS DE SALUD - C/DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA
 Nº 100-225 - SALTA 47723497 - www.swissmedical.com.ar - 99494949 - 11302

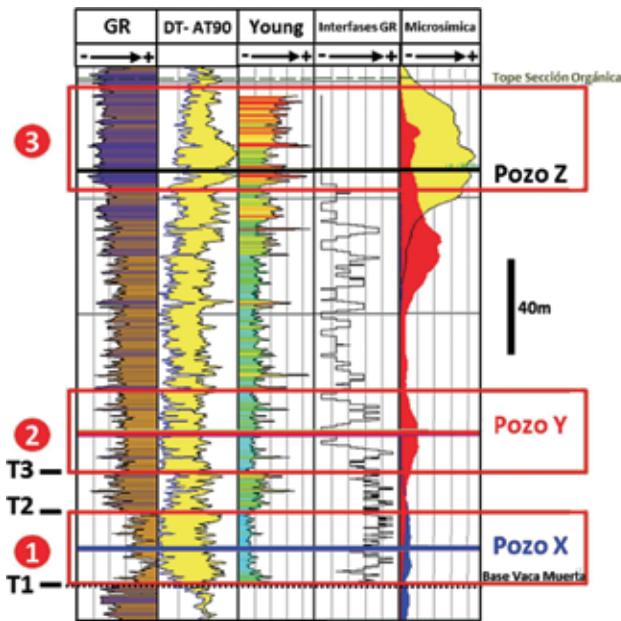


Figura 8. Histogramas ecualizados de los eventos microsísmicos registrados en todas las etapas del Pozo X (azul) navegado en el Nivel 1, el Pozo Y (rojo) perforado en el Nivel 2 y el Pozo Z (negro) atravesando el Nivel 3. Todos se encuentran proyectados en forma horizontal sobre los perfiles del pozo vertical A (monitor), de izquierda a derecha: GR, Cruce de Passey, Módulo estático de Young, interfases obtenidas a partir del GR e histogramas de eventos. Se indica además, la equivalencia con las superficies definidas en la transecta regional Vaca Muerta T1-T2-T3 (González et al., 2016). La superficie T4 queda, en el área de estudio, por encima de la zona de interés.

sistema se hallan en la totalidad del área mientras que los correspondientes a la sección progradante están sectorizados. Otro parámetro que se debe considerar es la variación lateral de las propiedades en un mismo intervalo, las cuales pueden a su vez condicionar su desarrollo.

De este modo, los niveles 1 y 2 se encuentran en todo el área de estudio; el nivel 3 está presente en gran parte del área, excepto en la porción proximal del sector sur; el nivel 4 se halla restringido sector central y; finalmente, el nivel 5 se desarrolla en la mitad distal del área.

En la figura 10 se muestran los perfiles de los pozos A y B y la respuesta de los principales perfiles eléctricos en cada uno de ellos. El primero, el pozo A, es representativo de la mayor parte de la porción proximal del área de estudio identificándose los niveles de navegación 1, 2 y 3. El pozo B es considerado el más representativo de la porción más distal del bloque, en él se hallan presentes todos los niveles de navegación identificados.

Finalmente, en la figura 11 se muestra una sección sísmica regional de orientación NW-SE, una sección de impedancia acústica IP y un diagrama esquemático en los que se evidencia la geometría del sistema progradante y el desarrollo de los distintos intervalos de navegación en cada porción del bloque. Se ilustra además la ubicación de los pozos representativos A y B, ubicados en la porción proximal y distal, respectivamente, así como otros pozos de referencia intermedios.

Estrategia de desarrollo

En el paso de un bloque de la etapa de delineación a desarrollo deberán ser abordadas dos grandes consideraciones estratégicas, por un lado, el enfoque temporal o secuencial que se le quiera dar al desarrollo y, por el otro, el espacial o geométrico.

Dado que la performance productiva de cada intervalo no necesariamente es la misma, la estrategia temporal deberá decidirse en forma temprana. Esto implica resolver si se desarrollarán en forma simultánea todos los niveles

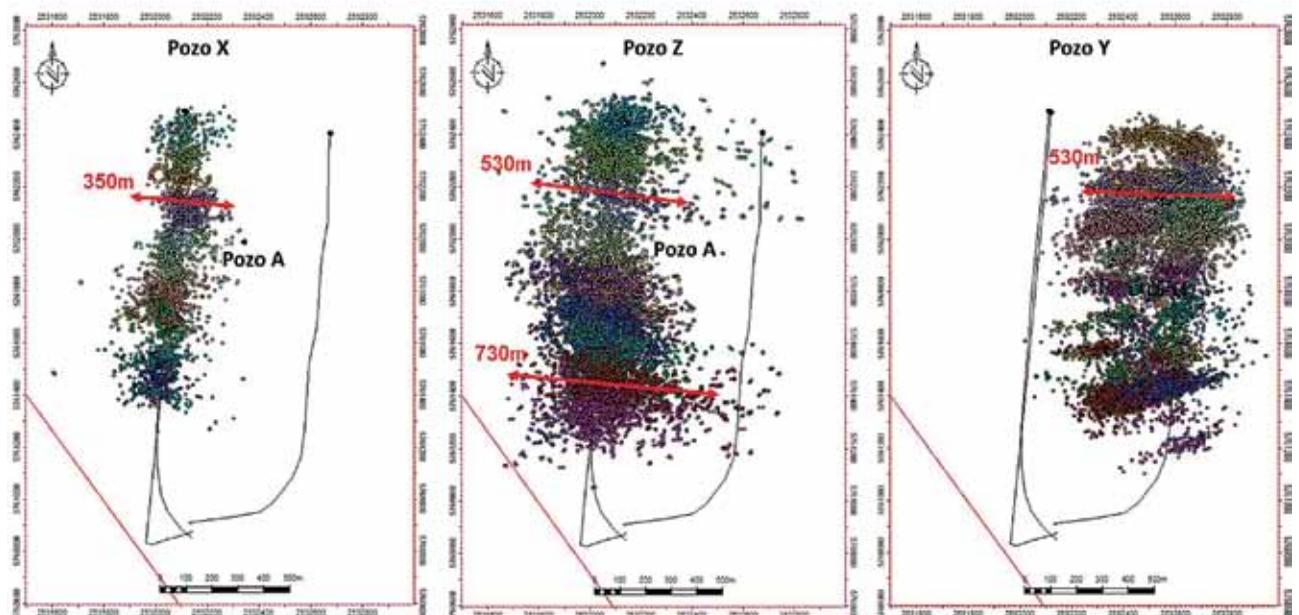


Figura 9. Vista en planta de los eventos microsísmicos registrados en cada pozo de tratamiento (X, Y y Z) coloreados por etapa de fractura. Se observan respuestas significativamente distintas en particular en el pozo X perforado en el Nivel 1.

existentes en cada sector del campo o, por el contrario, comenzará con aquellos que muestren los mejores resultados. Un aspecto que no puede despreciarse es el riesgo asociado al desarrollo de niveles someros en forma temprana dejando los profundos para una etapa posterior, aun sabiendo que la perforación y posterior estimulación de un pozo por debajo de una zona previamente estimulada podrían verse comprometidos. Esto se debe principalmente a los problemas operativos que podrían ocasionarse al perforarse a través y por debajo de una zona depletada y, principalmente, a las complicaciones logístico/operativas suscitadas a partir de la estimulación hidráulica en una zona inferior a otra ya estimulada y luego producida durante un tiempo.

Por otro lado, a partir de la distribución areal de cada nivel se desprende que la estrategia espacial a adoptarse en la etapa de desarrollo del campo deberá adaptarse necesariamente a la cantidad de niveles de navegación presentes en cada sector. Esto implica que cada porción del bloque deberá tratarse de forma independiente.

A partir de los estudios realizados, se interpreta que el comportamiento de cada nivel de navegación ante la estimulación hidráulica es distinto; aquellos intervalos con mayor contenido orgánico evidencian un menor crecimiento y, por ende, se requerirá un menor espaciamiento entre los pozos navegados en cada intervalo. Ahora bien, como el distanciamiento óptimo de pozos es una variable intrínseca de cada nivel, existe un gran número de configuraciones geométricas posibles a fin de evitar interferencias durante la perforación, estimulación y producción de varios intervalos en simultáneo. Las configuraciones lógicamente se complejizan a medida que se suman niveles de navegación.

Dicho esto, en cada sector del bloque deberán elaborarse distintos escenarios potenciales considerando todas las variables involucradas (número de intervalos que se desarrollarán, espaciamiento de pozos en cada intervalo, distancia vertical entre niveles que se desarrollará, diseño de estimulación hidráulica, etc.). En las porciones proximales la configuración geométrica de pozos resultante será siempre más simple que en aquellas áreas del bloque en donde se desarrollen 4 y hasta 5 niveles de navegación.

Finalmente, también deberá adoptarse una estrategia con respecto al tipo de avance del desarrollo. La perfora-

ción y la estimulación de pozos concatenada, avanzando en un único frente, beneficiaría la recuperación final de cada pozo al minimizar la interferencia de cada uno con su antecesor vecino. Sin embargo, esta práctica implica, un mayor riesgo asociado a la demora relativa de los datos de producción respecto del frente de avance de la perforación. Otra alternativa constituye el avance diversificado en distintas zonas del bloque. Con este enfoque se lograrían mitigar problemas operativos y anticipar enganches de pozos, aunque implicaría la pérdida de área de drenaje en zonas aledañas a las porciones perforadas y depletadas.



DPI
del plata ingeniería

EQUIPOS ROTANTES

- Overhaul de Turbinas y Motores
- Upgrade Integral
- Operación y Mantenimiento - LTSA

INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL

- Turbomáquinas y Plantas Industriales
- Provisión Llave en Mano
- Reemplazo - Upgrade

MONITOREO EQUIPOS DE TORRE

- Perforación - Workover - Pulling
- Registro - Monitoreo - Perf. Automático
- Registrador Electrónico - WITSML - IoT

INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

- Plantas Llave en Mano (TKP - EPC)
- Plantas de Compresión de Gas y Generación de Energía Eléctrica
- Procesos Industriales

Añelo, Rio Gallegos, Rio Grande, Neuquén, Comodoro Rivadavia, Buenos Aires.

📍 Argentina | ✉ info@dpisa.com.ar | 🌐 www.dpisa.com.ar



**La misión
de Expro
es la
gestión
del flujo
de pozo**



EXPRO



Proporcionamos servicios y productos que miden, mejoran, controlan y procesan el flujo en pozos de petróleo y gas de alto valor, desde la exploración y evaluación hasta la optimización y mejora de la producción en campos maduros.

Con un enfoque específico en operaciones costa afuera, en aguas profundas y otros ambientes que presentan desafíos técnicos importantes, ofrecemos diversos servicios de misión crítica en tres áreas claves:

- Servicios de prueba y evaluación de pozo
- Servicios submarinos, de intervención y terminación
- Servicios de producción

Más de 40 años de experiencia e innovación permiten a Expro ofrecer soluciones a medida a clientes en todo el sector de energía. Con más de 4.500 empleados en más de 50 países, Expro ofrece una solución de servicio verdaderamente global.

Expro estará presente en la Argentina Oil & Gas 2019

Únase a nuestros expertos en la industria para conocer más acerca de nuestros servicios:

- Intervención de Pozo
- Integridad de Pozo
- Monitoreo inalámbrico de pozo
- Evaluación de Pozo
- Meters
- PowerChokes®
- CoilHose

Stand 3E – 18
23-26 Septiembre, 2019
La Rural Predio Ferial

www.exprogroup.com



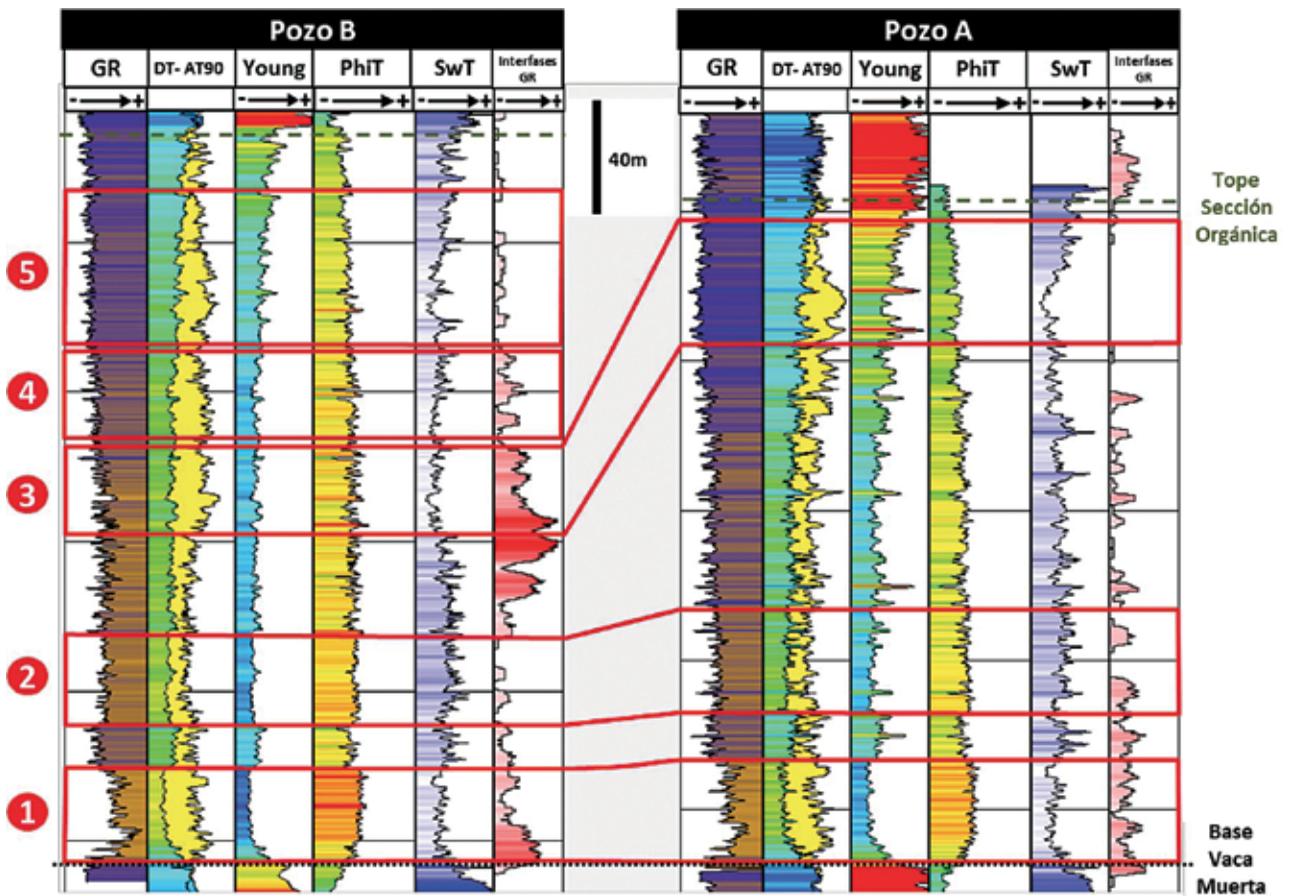


Figura 10. Perfiles tipo de: Derecha) Pozo A, representativo de la porción proximal del bloque, e Izquierda) Pozo B, representativo de la porción más distal del bloque. Se ilustran en los diferentes tracks de izquierda a derecha: GR, Cruce de Passey (DT/ AT-90), Módulo estático de Young, Porosidad Total interpretada, Saturación de Agua Total interpretada y cuantificación de interfases a partir del perfil de GR.

Consideraciones finales

Como resultado de la integración y el análisis de toda la información adquirida durante la etapa de delineación del área de estudio se han logrado identificar dentro de la sección orgánica de la Fm. Vaca Muerta hasta 5 intervalos de navegación con características distintivas.

El desarrollo areal de cada intervalo está controlado por la naturaleza progradante del sistema deposicional. De este modo, algunos sectores del área presentan 2 niveles de navegación mientras que otros se caracterizan por el desarrollo de hasta 5 intervalos.

A partir de la distribución areal de cada nivel, se determina que la estrategia, tanto temporal como espacial, que se adopta en la etapa de desarrollo del campo debe adaptarse necesariamente a la cantidad de niveles de navegación presentes en cada sector. Esto implica que cada porción del bloque deberá tratarse de forma independiente aunque enmarcada dentro de la estrategia global de desarrollo del campo.

Finalmente se concluye que los múltiples intervalos estratigráficos identificados y testeados durante el plan de delineación del área representan un enorme potencial de recursos de *shale oil* en la cuenca. Su desarrollo implica un

desafío sin precedentes dado que la determinación temprana en la estrategia de desarrollo del bloque, con todas sus implicancias, impactará directamente en la logística y la economía global del proyecto.

Agradecimientos

Agradecemos a las autoridades de YPF S.A. por permitir la publicación de este trabajo, a Damián Hryb y David Giunta por la lectura crítica del manuscrito y los aportes realizados y a Ricardo Manoni por las valiosas sugerencias realizadas. Finalmente, agradecemos a los revisores que contribuyeron a enriquecer este trabajo.

Referencias

- Brisson, I. y R. Veiga, 1999, "Gira de Campo en tres módulos: Cuenca Neuquina, Provincias del Neuquén y Mendoza, Patagonia Septentrional – Argentina". Guía de la escuela de campo interna, Repsol-YPF.
- Cristallini, E. O., J. M. Martínez, E. Sánchez, S. Periale Gómez y A. Loncarich, 2005, "Evaluación estructural del bloque Bandurria (Provincia del Neuquén, Argentina)". YPF, (inédito), 73 p., Buenos Aires, Argentina.

VÁLVULAS PARA OIL&GAS

Experiencia, Calidad y Seguridad en el Control de Fluidos



Esféricas Roscadas



Retención



Uniones Dobles



Mariposas



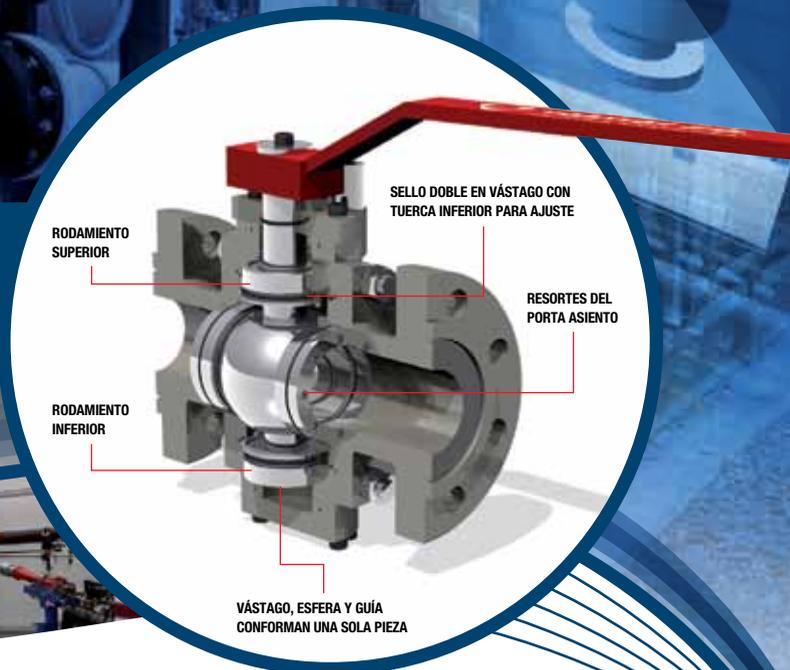
Conjuntos Petroleros



Actuadores

- Mecánicos
- Neumáticos
- Eléctricos

Válvulas Esféricas Bridadas
Serie 150 / 300 / 600 / 900 / 1500
1/2" a 16"



CERTIFICACIONES

ISO 9001-2015 / ISO 14001-2015
API 6D 1417 / API Q1 3303
NAG 212 ENARGAS - BVG



NUESTRAS SOLUCIONES

- Válvulas Esféricas Bridadas, Roscadas y para Soldar
- Válvulas Esféricas Alta Presión y Tres Vías
- Válvulas Mariposa, Esclusas, Retención y Regulación
- Actuadores y Accesorios para Automatización
- Productos Especiales
- Conjuntos Petroleros y Accesorios
- Automatización y Sistemas de Control

ATENCIÓN AL CLIENTE

Tel.: +54 03327-452426 / +54 03327-452427
info@valmec.com.ar / ventas@valmec.com.ar

www.valmec.com.ar

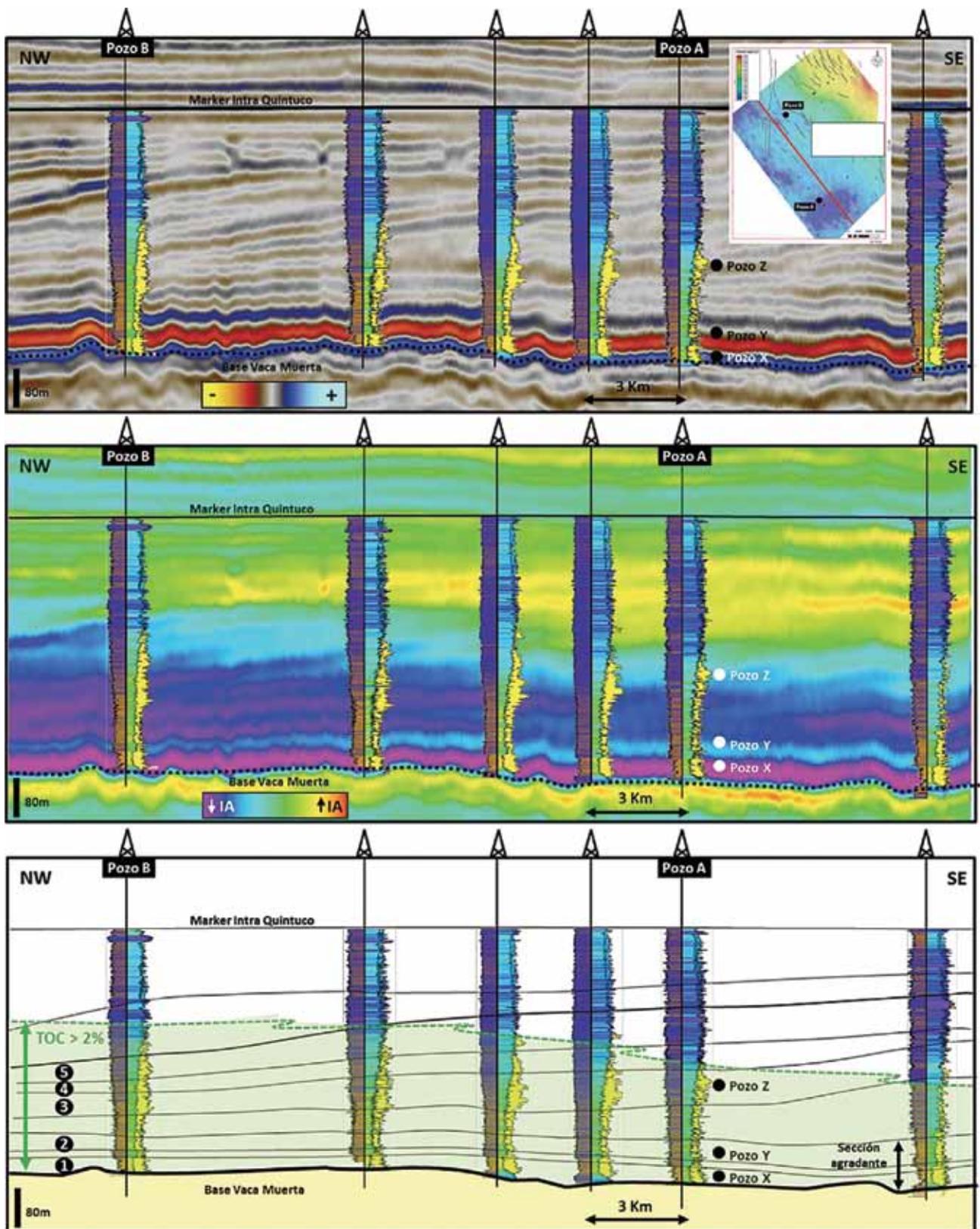


Figura 11. Sección regional de orientación NW-SE que ilustra la geometría del sistema y los distintos niveles de navegación identificados en el bloque. Arriba) Sección sísmica en profundidad horizontalizada al marker Intraquintuco. Centro) Sección de impedancia IP. Abajo) Esquema simplificado de correlación de los niveles de navegación 1 a 5.



- Gangui, A. y M. Grausem, 2014, "Tectonismo y estilos estructurales en el Engolfamiento Neuquino: Implicancias en la interpretación de las fracturas monitoreadas por microsísmica en la Formación Vaca Muerta". IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG, CD Trabajos Técnicos, Mendoza, Argentina.
- González, G., Vallejo, D., Desjardins, P., González-Tomassini, F., Kietzmann, D., Rivarola, L., Marechal D. y F. Domínguez, 2016, "Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta-Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos". Publicación Especial del Instituto Argentino de Petróleo y el Gas (IAPG): 252 p., Buenos Aires, Argentina.
- González Tomassini, F.; Hryb, D.; Smith, L.; Sagasti, G. y J. L. Massaferro, 2016. "Why do we have to care about detailed reservoir characterization? We will break it all. Will we?" Unconventional Resources Technology Conference (URTEC). DOI 10.15530-urtec-2016-2460837, San Antonio, Texas, USA.
- González Tomassini, F.; Hryb, D.; Palacio, J. P.; Lazzari, V.; Bertoldi, F y G. Sagasti, 2017. "Caracterización e impacto de las heterogeneidades identificadas en subsuelo en la Formación Vaca Muerta". XX Congreso Geológico Argentino. Tucumán, Argentina.
- Gulisano, C.A., Gutiérrez Pleimling, A. y R. Digregorio, 1984, "Análisis estratigráfico del intervalo Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Mulichinco) en el suroeste de la provincia del Neuquén". IX Congreso Geológico Argentino Actas III: pp. 389-409, Bariloche, Argentina.
- Massaferro, J. L., Zeller, M., Giunta, D. L., Sagasti, G. y G. P. Eberli, 2014. "Evolución del Sistema mixto Tithoniano-Valanginiano (formaciones Vaca Muerta, Quintuco y equivalentes) a partir de estudios de afloramiento y subsuelo, centro sur de la cuenca Neuquina". IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG, CD Trabajos Técnicos, Mendoza, Argentina.
- Mitchum, R. M & M. A. Uliana, 1985, *Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Upper Jurassic - Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina*, in: Bero, B.R., and Woolverton, D.G. (eds), *Seismic Stratigraphy: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration*, AAPG Memoir 39, pp. 255 - 275.
- Mosquera, A., y V. A. Ramos, 2005, *Intraplate deformation in the Neuquén embayment*. XVI Congreso Geológico Argentino. Actas II: p.193-202, La Plata, Argentina.
- Ortiz, A. C., Hryb D., Ramírez Martínez J., y R. A. Varela, 2016, "Hydraulic Fracture Height Estimation in an Unconventional Vertical Well in the Vaca Muerta Formation, Neuquen Basin, Argentina". Society of Petroleum Engineers. SPE-179145-MS.
- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J. y J. D. Stroud, 1990, "A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs". The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. V. 74. No. 12, pp. 1777-1794.
- Passey, Q. R., Bohacs, K., Esch, W. L., Klimentidis, R., P. 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.
- Reijenstein H. M., Posamentier H. W., Fantín M., González Tomassini F. y C. Lipinski, 2014. *Vaca Muerta Seismic stratigraphy and Geomorphology: regional architectural trends for unconventional exploration*. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG, CD Trabajos Técnicos, Mendoza, Argentina.
- Sattler, F., Domínguez, R. F., Fantín, M., Desjardins, P., Reijenstein, H., Benoit, S., Borgnia, M., Vittore, F., González Tomassini, F., Feinstein, E., Kietzmann, D., y D. Marchal, 2016. Anexo 1: "Transecta Regional NW-SE", en González, *et al.* (eds), "Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta" (IAPG), Buenos Aires.
- Smith, L., 2017. "Vaca Muerta Fm., Thin Section and SEM Results", Informe inédito YPF.

Análisis en la capacidad de almacenamiento de gas

a partir del uso de registros de pozo. Ejemplos en la Fm. Vaca Muerta

Por **Ricardo Veiga, Alejandro Bande, Eduardo Micucci, Alfonso Mosquera, Carlos Macellari** (Tepetrol)

El análisis de los recursos en un reservorio no convencional es objeto de estudio dado que existen diferentes aproximaciones para abordar esta problemática y cada compañía puede utilizar diferentes criterios en distintas etapas de un proyecto. En aspectos muy amplios, los diferentes métodos se pueden agrupar en dos grandes categorías: 1) análisis volumétrico y 2) evaluación de pozos tipo. La primera se basa en la estimación de área, el espesor productivo, la porosidad, saturación de hidrocarburos, el factor volumétrico y/o factor de expansión del gas. La segunda aborda la problemática a partir de la declinación de curvas producción.

Este trabajo se enfoca en el primer método, debido a que es el más usado durante la fase exploratoria y puede ser calculado con información pre-existente (registro de pozos antiguos e información geoquímica básica) que no reviste un carácter confidencial. Por el contrario, el segundo método requiere del análisis de historia de producción y/o ensayos, lo cual conlleva una demora en el tiempo, son datos menos accesibles y dependen de aspectos operativos (largo de rama horizontal, número de fracturas y tipo de estimulación, entre otros).

Este trabajo fue presentado en el Simposio de Recursos No Convencionales, "Hacia una nueva convención", durante el 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Reservas del IAPG, realizado en Mendoza, noviembre de 2018.



Metodología de trabajo

Para el análisis volumétrico se realizó un estudio de la capacidad de almacenamiento (STO) en la Formación Vaca Muerta. La STO se define como el producto entre la porosidad (PHIT) y la saturación de hidrocarburos (SHc) dividido por el factor de expansión del gas (Bg) (o el factor volumétrico en caso de petróleo-Bo). Esta propiedad fue calculada en 20 pozos de la Cuenca Neuquina ubicados en la zona de gas seco (Figura 1). El objetivo era identificar las regiones de mayor STO y ver las variaciones existentes dentro de un mismo pozo para definir potenciales niveles de navegación.

El flujo de trabajo consistió de cinco pasos:

- 1) Determinación del COT
- 2) Estimación del volumen de arcilla
- 3) Cálculo de PHIT y Sw
- 4) Cálculo de presión poral (PP) y Bg
- 5) Obtención del STO

Para ello se analizaron los tramos con alto contenido de Carbono Orgánico Total (COT > 2%) y sobre esta sección se realizó una estimación de la porosidad total (PHIT) y saturación de agua (Sw) a partir de los registros de pozo. Paralelamente, se efectuó un análisis de la presión de poros (PP) y las respectivas temperaturas de formación (TEMP) para calcular el factor de expansión del gas (Bg).

Con las curvas de PHIT, Sw y Bg se obtuvo una curva de STO. Esta curva se utilizó como un elemento de análisis que, junto con los datos geoquímicos y la evaluación geomecánica, ayudan a definir los niveles de mejor potencialidad para navegar. Asimismo, las curvas de STO de diferentes pozos fueron correlacionadas para reconocer cambios laterales y variaciones dentro de la zona de alto COT.

Posteriormente, se realizó una cuantificación de los valores de STO para definir valores P90/ Mean/P10 en los distintos sondeos. Finalmente, se aplicaron estos valores al área de drenaje de un pozo para obtener un valor de producción acumulada por pozo (EUR) y cuantificar la chance de éxito comercial de un proyecto no convencional.

Determinación del COT

Existe una extensa lista de trabajos que tratan sobre este tema. No es la intención de este trabajo hacer un análisis de los diferentes métodos, simplemente se desea puntualizar en aquellos donde se ha obtenido una buena correlación entre los datos de laboratorio y el análisis de registros. Para el cálculo de COT en la Formación Vaca Muerta se ha usado el método de Passey *et al.* (1990) y también formulas empíricas que correlacionan el COT con la densidad (Figura 2).

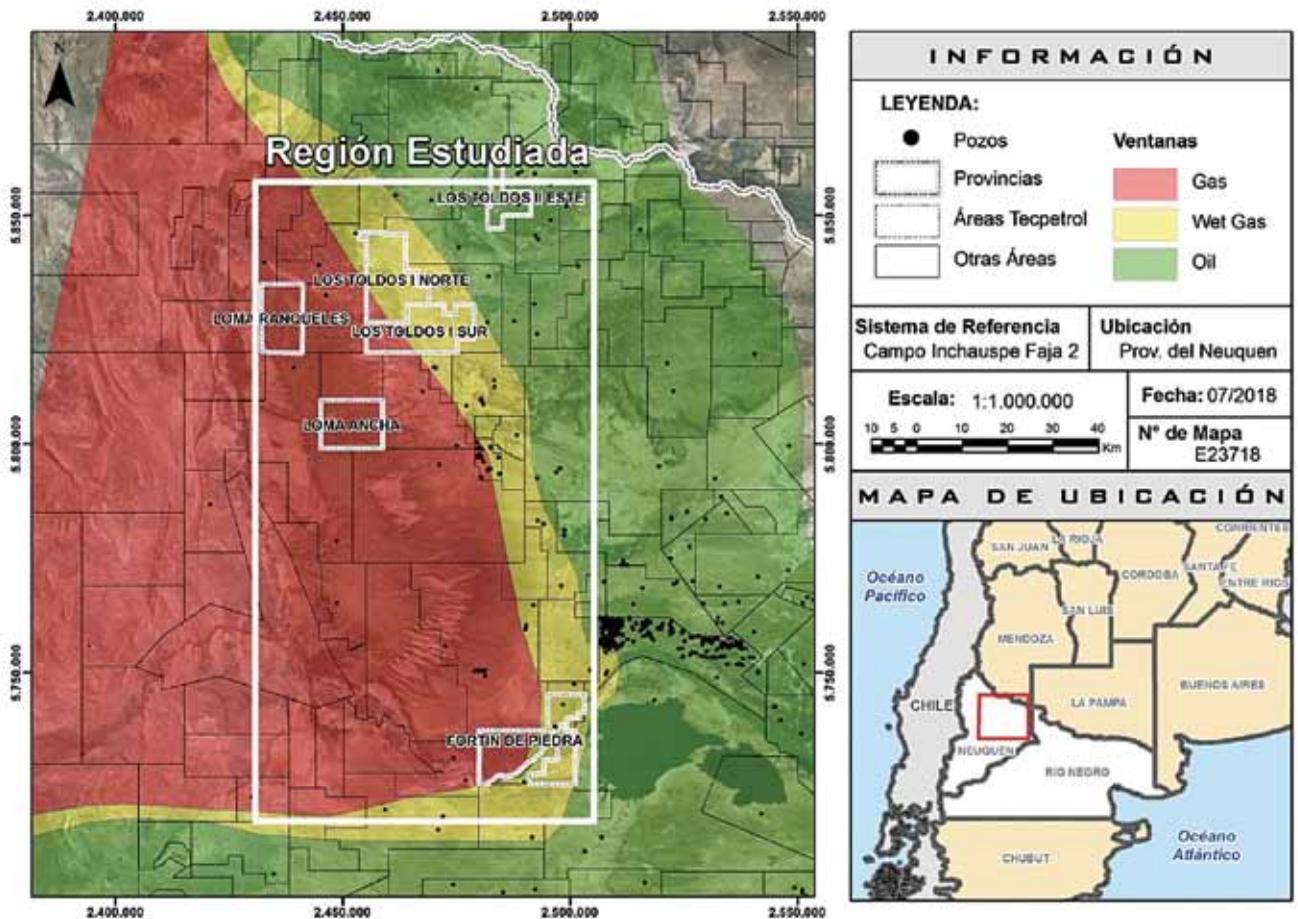


Figura 1. Mapa de ubicación zona de estudio. Para realizar cálculos de la capacidad de almacenamiento (STO) se trabajó con datos de pozos ubicados dentro de la ventana de gas seco.

La correlación entre el COT obtenido de laboratorio en muestras extraídas y el COT obtenido con perfiles de densidad (RHOB) muestra una regresión (R2) entre un 0,67 y un 0,84 (Figura 3). En todos los casos se ha contado con datos de laboratorio que permitieron calibrar los cálculos realizados.

El uso del perfil de Uranio y de perfiles mineralógicos fue muy útil para visualizar las zonas de alto contenido

de COT, sin embargo tuvieron regresiones (R2) más bajas en el orden del 0,15 al 0,30. De todas formas, este tipo de registros permitió identificar la presencia de un intervalo de alto COT inmediatamente al Este del Dorso de los Chihuidos, ubicado entre unos 270-300 m por arriba de la base de la Formación Vaca Muerta, con un espesor de aproximadamente de 100 m y un COT de 3,8% (Figura 4). Similar observación fue realizada por Marchal *et al.* (2016) para la región de Sierra Chata.

Los estudios de fluorescencia de rayos x (FRX) mues-

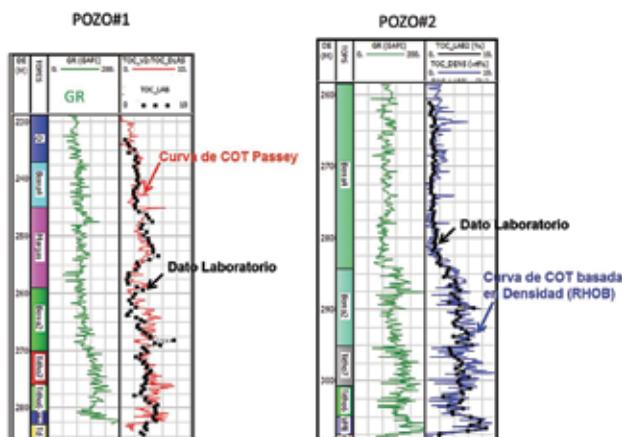


Figura 2. Ejemplo de calibración de COT mediante método de Passey *et al.* (Pozo#1) y mediante correlación Densidad (RHOB) versus COT (Pozo#2).

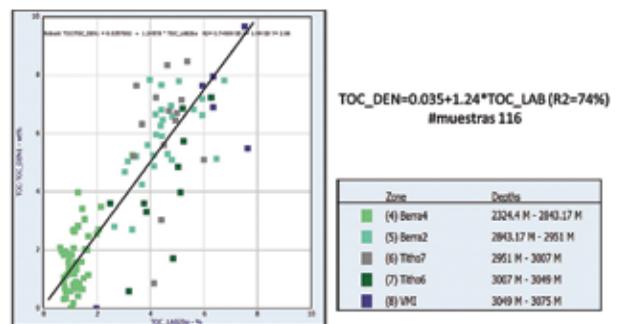


Figura 3. Correlación COT obtenido a partir de perfiles de Densidad (TOC_DEN) y datos de laboratorio (TOC_LAB). La regresión (R2) obtenida fue del 74%. Los puntos de diferentes colores representan las secciones en que fue subdividida la Formación Vaca Muerta.



Para una Argentina más grande

Inauguramos el primer tramo de una obra fundamental e imprescindible para poner en valor la segunda reserva de gas no convencional del mundo, Vaca Muerta.



TGS, el primer midstreamer del país, contribuye al desarrollo energético de la región, permitiendo inyectar la producción incremental de gas a los sistemas de transporte y expandiendo la escala del mercado de gas.

INVERSIÓN
U\$S 300 millones

GASODUCTO
150 Kms

ACONDICIONAMOS
hasta 5MMm³/d

CAUDAL TRANSPORTADO
hasta 60MMm³/d

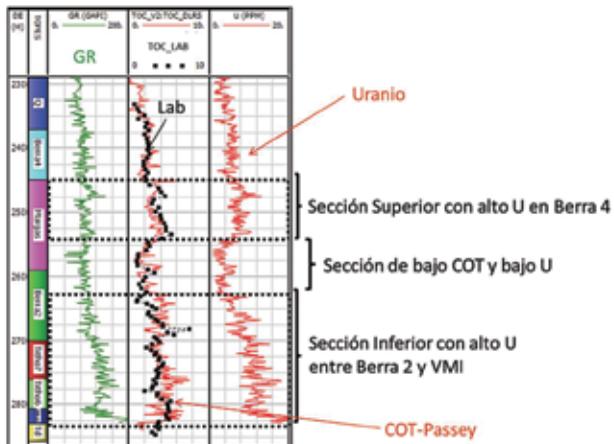


Figura 4. Correlación COT y Perfil de Uranio (U). Notar que las zonas de alto COT se correlacionan cualitativamente con los intervalos de alta concentración de Uranio. En este pozo se observan dos secciones de alto COT y alto U.

tran que las zonas de alto COT de la sección basal de la F. Vaca Muerta coinciden con un aumento en la presencia de S, Mo, Mn y V indicando fuerte condiciones reductoras y la depositación en aguas estratificadas anóxicas y con presencia de SH₂. Estas condiciones disminuyen en posiciones estratigráficas más altas indicando una disminución en las condiciones de estratificación de las aguas (Figura 5).

Una vez realizada la determinación de COT se debe transformar esta masa a volumen de kerógeno (Vker), dado que este parámetro tendrá un fuerte impacto en la porosidad total de la roca. Para ello se procedió a graficar en diferentes pozos la relación de COT medido en laboratorio con la inversa de la densidad (1/RHOB). Este gráfico

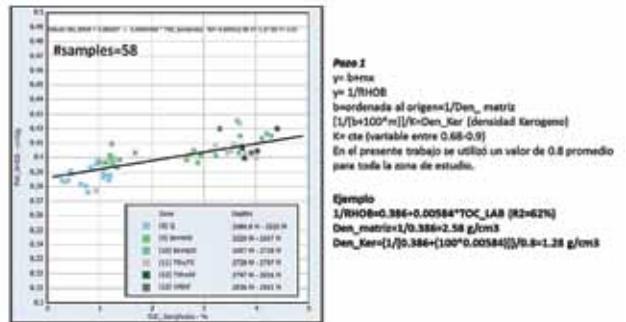


Figura 6. Correlación COT medido en laboratorio (eje X) y la inversa de la densidad 1/RHOB (eje Y). Este gráfico permite obtener de manera sencilla un valor de densidad de matriz, densidad de carbono orgánico y densidad de kerógeno.

ayudó a cuantificar dos parámetros: la densidad de matriz y la densidad del kerógeno. El análisis fue efectuado para 7 pozos ubicados en diferentes ventanas de fluidos y diferente grado de madurez para todo el intervalo de alto COT.

De acuerdo con este análisis, los valores de densidad de matriz oscilan entre 2,54 y 2,66 g/cm³, la y la densidad de kerógeno entre 0,95 a 1,56. Para este trabajo se tomó una media de 1,28 g/cm³ (Figura 6). Valores similares fueron informados por Bernhart *et al.* (2017), quien obtuvo una densidad de kerógeno de 1.3 g/cm³. Es de destacar que no se encontró relación entre la madurez de la materia orgánica y los valores de densidad de kerógeno. Esto puede deberse a dos aspectos: el uso de valores promedios para caracterizar a toda la sección de alto COT y los cambios composicionales en las características de la materia orgánica en diferentes sectores de la cuenca. Un análisis de mayor detalle en las diferentes secuencias de la F. Vaca

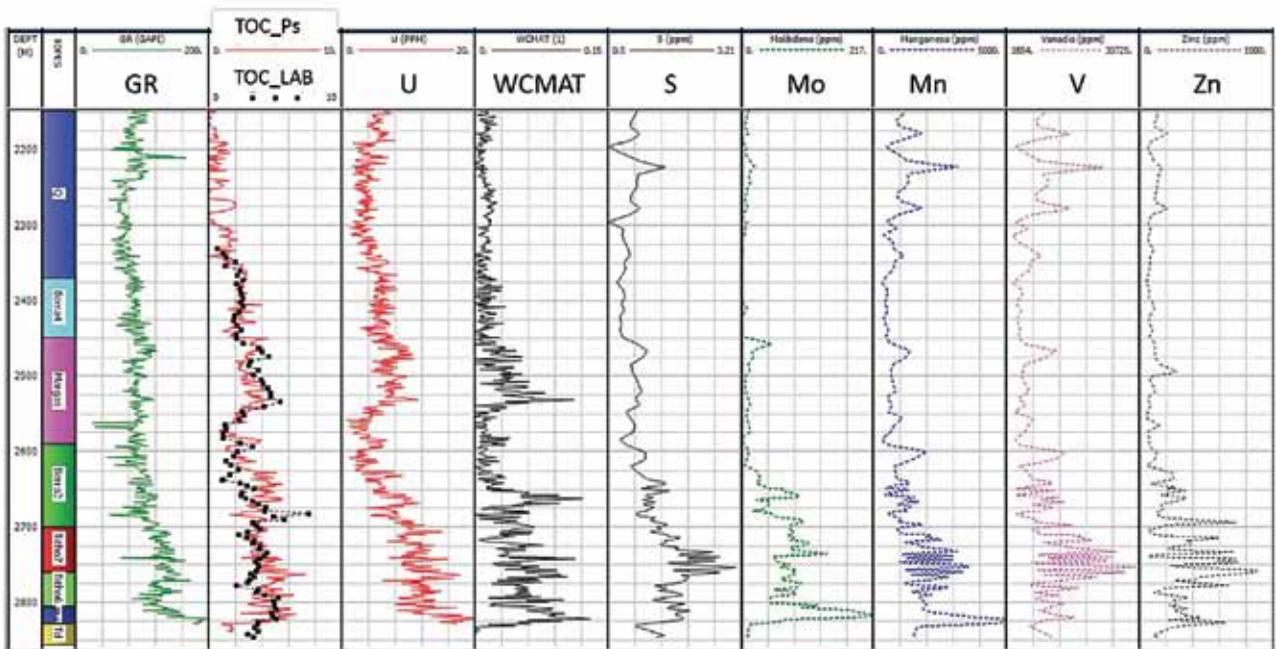


Figura 5. Correlación entre los intervalos de alto COT y la presencia de Azufre (S), Molibdeno (Mo), Manganese (Mn), Vanadio (V) y Zinc (Zn). Nótese la correspondencia entre la zona de alto COT con una alta concentración de Uranio (U) y alto contenido de Materia Orgánica (WCMAT) obtenido a partir de perfiles mineralógicos.



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



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



ISO-9001
ISO-14001
OHSAS-18001

Villa Mercedes, San Luis
Argentina

tubhier@tubhier.com.ar

www.tubhier.com.ar

Zona	Fluido	COT		Vker		COTo		VKero		MCOTo-MCOT		VKero-Vker		TR	
		%	V/V	%	V/V	%	V/V	g/gR	Decimal	Decimal	decimal	decimal			
Centro Cuenca	gas	3.26	0.07	8.55	0.17	0.053	0.10	0.10	0.99						
Dorso Chihuideo	gas	4.51	0.10	11.85	0.23	0.073	0.14	0.14	0.98						

Tabla 1. Conversión de relación en peso de COT a VKer en la zona de Fortín de Piedra (Centro de Cuenca) y Dorso de los Chihuideo. COT (carbono orgánico total en %), VKer (volumen de kerógeno en V/V), COTo (carbono orgánico original en %), VKero (volumen de kerógeno original en V/V) diferencial de volumen (VKero-Vker) y tasa de transformación (TR).

Muerta debería ser realizado para definir una de estas dos opciones.

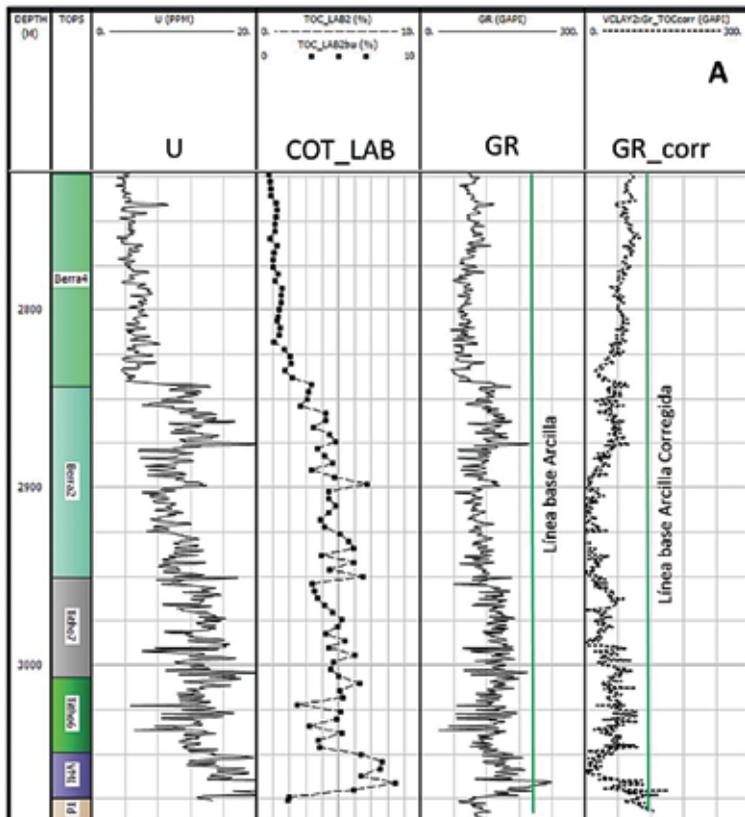
Con los valores obtenidos de densidad de matriz y densidad del kerógeno se procedió a calcular el volumen ocupado por el kerógeno (VKer), para ello se consideró una densidad promedio de 1,28 g/cm³. Este análisis se efectuó para la región de Fortín de Piedra y Dorso de los Chihuideo, (Tabla 1). A modo de ejemplo en el sondeo Fortín de Piedra x-1 el COT medido equivale a un promedio de 3,26% en peso, que pasado a volumen representa un 7,3% del volumen total de la roca. Si estos valores de COT actuales son restituidos a sus valores originales (COTo) con el empleo de la técnica de Peters *et al.*, (2005) y Chen y Jiang (2016) el porcentaje en masa de carbono orgánico original representa un 8,5% y el volumen equivalente alcanza el 17% del total de la roca. Para el cálculo de COTo se ha utilizado un Índice de Hidrogenooriginal (IHo) entre 750 a 800 mgHc/gCOT.

De acuerdo con estos valores, la masa de carbono orgánico que fue transformada a hidrocarburos es de 56 mgHc/gRoca, lo cual representa una variación del 10 % en el volumen total de la roca.

Cálculo del Volumen de Arcilla (VCLAY)

Para el cálculo del volumen de arcilla se utilizó el perfil de rayos gama (GR) por estar disponibles en la mayoría de los pozos analizados. El problema con el GR es que en secciones con alto contenido en U se obtiene valores de VCLAY mayores a los reales. Para evitar este efecto se procedió a corregir el valor de GR (Figura 7). Para el GR_{toc} se utilizó un valor de 260°API en base correlaciones entre la inversa del COT (1/COT) y GR (valores de hasta 500°API son informados). Finalmente, con el perfil de GR_{corr} se procedió con la estimación del VCLAY.

Los estudios de difracción de rayos X (DRX), en la sección de alto contenido en COT, muestran que el porcentaje en peso de la fracción arcilla rara vez supera el 30%. Por lo tanto se ha tratado hacer coincidir la curva de VCLAY obtenida con los datos de DRX y con la información suministrada por el perfil mineralógico cuando se encontraba disponible. Los resultados obtenidos muestran que para el intervalo rico en COT, la Formación Vaca Muerta presenta un VCLAY del 20% (media) con una relación P90/P10 entre el 11% y el 30%, respectivamente (Figura 8).



$$GR_{corr} = GR - (GR_{toc} * TOC * F)$$

Donde

GR_{corr} = GR corregido

GR = GR medido en el pozo

GR_{toc} = GR del Kerogeno (valor usado 260)

F = factor de corrección que transforma el porcentaje en peso en porcentaje en volumen (valor usado 1.17)

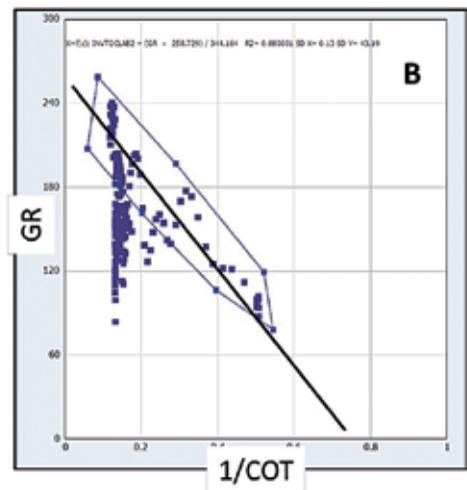


Figura 7. A) Efecto del U sobre el GR y sobre la estimación del VCLAY. Nótese que el registro de GR puede estar sobreestimando el volumen de arcillas calculado. Para evitar este efecto se debe introducir una corrección en el GR para obtener un GR corregido (GR_{corr}). Con ese nuevo registro se obtiene una mejor estimación del VCLAY. B) Relación 1/COT vs GR para calcular GR_{toc}. En este ejemplo ese valor se aproxima a 260°API.



CONSTRUIMOS CRECIMIENTO

Creemos en la excelencia.

Realizamos actividades integradas de ingeniería, construcción y servicios. Nuestra capacidad operativa, experiencia y fuerte compromiso con un desarrollo eficiente y sustentable se reflejan a través de nuestros proyectos.

ENERGÍA | OIL&GAS | SERVICIOS | INFRAESTRUCTURA

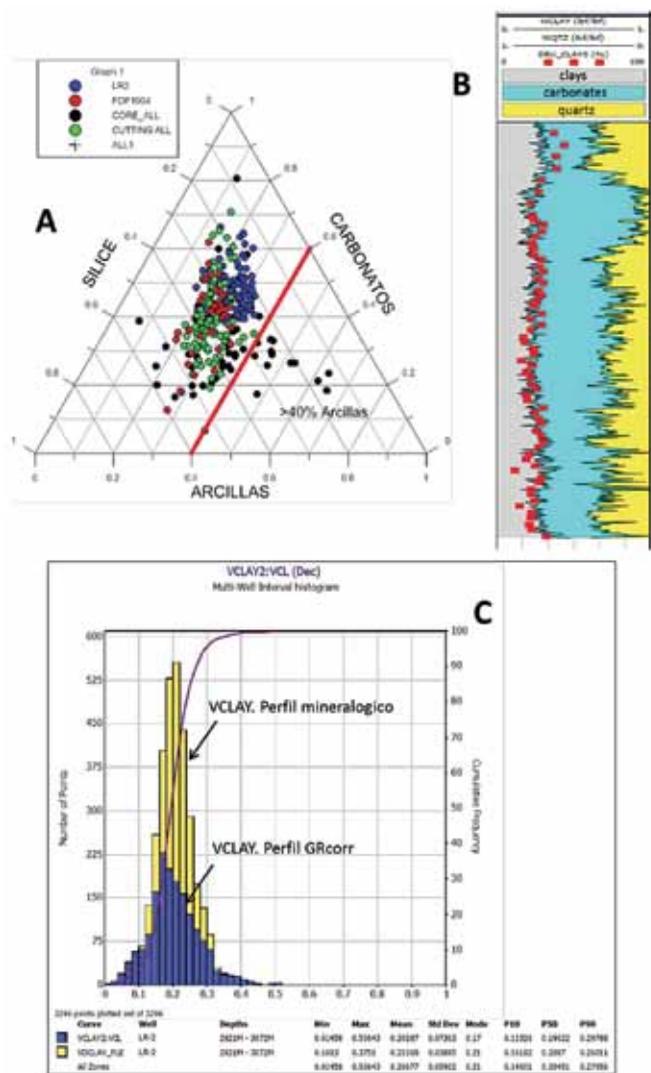


Figura 8. A) Diagrama ternario que muestra la relación Arcilla-Sílice-Carbonatos en diferentes pozos. La mayoría de las muestras analizadas tienen un porcentaje de arcillas inferior al 40%. B) Correspondencia entre el perfil mineralógico y los estudios de DRX que muestra un muy buen ajuste de los datos. C) Estimación de VCLAY mediante GRcorr y el perfil mineralógico que muestra valores similares de ajuste. Perfiles mineralógicos y VCLAY calibrados con datos de DRX.

Cálculo de Porosidad (PHIT) y Saturación de agua (Sw)

Para el cálculo PHIT y Sw se emplearon los siguientes datos de entrada: porosidad neutrón (NPHI), densidad (RHOB), sónico (DT), resistividad profunda (Rt), resistividad somera (Rs), temperatura (Temp), volumen de arcilla (VCLAY), COT transformado a volumen (VCOT) y volumen de minerales pesados (VHVY). El método de porosidad usado fue a partir del perfil de densidad (RHOB) y el método para el cálculo de Sw fue la ecuación de Archie. Lamentablemente no se cuenta con datos de corona para calibrar la PHIT y la SW, por lo tanto deben considerarse como valores preliminares que necesitan ser calibrados con datos de laboratorio. En dos sondeos se contó con

información obtenida a partir de perfiles de resonancia magnética nuclear (NMR), del cual se obtuvo las porosidades total (PHITnmr) y efectiva (PHIEnmr). Estos datos se usaron para comparar la PHIT obtenida a partir del perfil RHOB con la PHITnmr.

En términos generales, la Formación Vaca Muerta presenta una porosidad total del 11% (Media) con una distribución P90/P10 entre un 6% y un 16%. La relación P90/P10 ronda en 2,85 y los cocientes Media/P90 y P10/Media varían entre 1,98 y 1,41, respectivamente. En los perfiles analizados se observó que para los pozos ubicados en la porción sur de la zona de estudio existe un incremento de la PHIT hacia la base de la unidad, mientras que, en el sector norte, esta gradación no es evidente. Por otro lado, en todos los casos se observa una buena correlación entre los valores de PHIT y la Impedancia P (Zp) obteniendo ecuaciones lineares con regresiones (R2) superiores al 75% (Figura 9).

La distribución de la porosidad promedio muestra una disminución de los valores de PHIT hacia la región con menor espesor de la sección rica en COT (Figura 10).

Para la Sw se utilizó la fórmula de Archie (1942). El valor de m usado osciló entre 1,8 y 2 mientras que el valor de n fue 2. La fórmula de Archie tiene limitaciones en rocas arcillosas atento al incremento del volumen de agua retenida por las arcillas. En línea a esta observación, trabajos realizados por Kim *et al.* (2016) demuestran que las ecuaciones de Archie (1942) y Waxman y Smits (1968) tienden a dar valores más altos a los reales. Por lo tanto, este parámetro fue analizado como un escenario pesimista para la posterior estimación de STO.

Para el dato de resistividad de agua de formación se usó la información de los ensayos de *flowback*, los que habitualmente daban valores de salinidad entre 100.000 y 150.000 ppm de cloruro de sodio. Este dato coincide con la salinidad informada por Bernhardt *et al.* (2017) de 116.000 ppm. En un solo pozo se ha observado salinidades en el orden de 70.000 ppm.

En los pozos analizados se observó un incremento en la Sw hacia términos estratigráficos más altos dentro de la Formación Vaca Muerta. Estas observaciones tienden a ser coincidentes con los valores obtenidos del perfil de resonancia magnética (NMR), los cuales muestran un incremento en el volumen de agua no móvil hacia el tope de la unidad en consonancia con caídas en el perfil de resistividad (Figura 11). Debido a la falta de datos de coronas es imposible realizar una calibración de este parámetro, por lo tanto debe ser tomado como un factor de alta incertidumbre y tiene la finalidad de hacer un uso principalmente comparativo entre pozos.

Determinación de la presión poral y factor de expansión de gas

El análisis de la presión poral fue realizado con el objeto de ajustar los valores de expansión de gas (Bg). Para este cálculo se utilizó el método de Eaton (1975) calibrado con la densidad de ahogo que se obtiene en los partes de perforación (Loza Peirano, 2004).

MÁS TECNOLOGÍA Y PERFORMANCE EN CUALQUIER DESAFÍO PROFESIONAL.

Con más de 145 años de experiencia y referencia en telas workwear, Cedro Textil garantiza la mejor calidad de acuerdo a todas las exigencias del mercado. Cedro ofrece la posibilidad de hacer desarrollos de colores y acabados especiales, además, brinda servicios diferenciados a través de un gran equipo técnico y comercial. Tratándose de telas de protección, Cedro tiene exclusividad con la empresa Rhodia, líder mundial en telas ignífugas, por medio de su producto **PROBAN** provee una línea completa a las Américas. Toda la garantía de **Cedro y Rhodia** pueden ser identificadas por medio de la marca de agua en los productos originales, avalando la eficiencia y calidad del producto. Con telas de la línea workwear de Cedro, se garantiza un mejor desempeño, mayor comodidad y seguridad.



Para más informaciones acerca de la línea FR de workwear Cedro, visite:
workwear.cedro.com.br/web/FR

PERFORMANCE Y TECNOLOGÍA

- Protección al arco eléctrico y fuego repentino.
- Más fiabilidad
- Único con tecnología PROBAN
- Único con certificado Oeko Tex



PERFORMANCE E TECNOLOGIA

Workwear Cedro proporciona más comodidad y seguridad al profesional. Workwear Cedro es tecnología, innovación y exclusividad.

Visite workwear.cedro.com.br y aproveche la oportunidad de utilizar nuestro servicio digital para creación y personalización de sus propios uniformes.

cedrobras@gmail.com

[f/workwearcedro](https://www.facebook.com/workwearcedro) [@workwearcedro](https://www.instagram.com/workwearcedro) [yt/WorkwearCedro](https://www.youtube.com/WorkwearCedro)

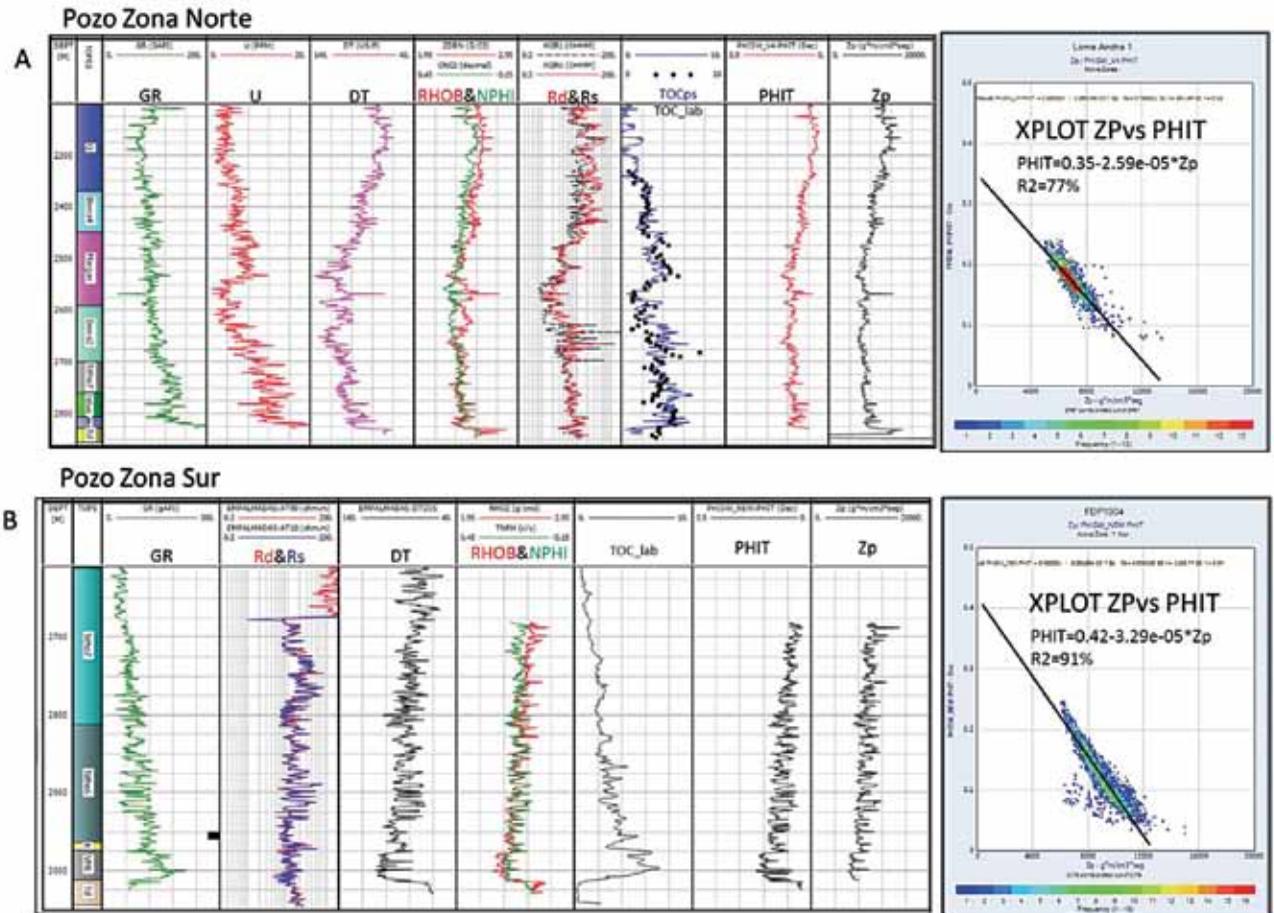


Figura 9. A) Ejemplo de evolución de PHIT versus Profundidad en un pozo ubicado en la zona Norte (Dorso de los Chihuideos y correlación entre PHIT y Zp (impedancia acústica). B) El mismo caso, pero para un pozo ubicado en el ámbito de centro de cuenca. Nótese que en ambos ejemplos se obtuvo una buena correlación entre PHIT y Zp.

Por cada pozo se grafica una tendencia de compactación de arcillas a partir del perfil sísmico (DT). A esta curva de compactación normal (obtenida a partir del DT) se la denomina DTN (Figura 12). Luego se realiza un cálculo del esfuerzo vertical a partir de los registros de densidad (RHOB) y de la presión hidrostática (PHy). Con estos cuatro datos de entrada: DT, DTN, Sv y PHy se aplica la ecuación de Eaton (1975) y se obtiene la presión poral:

$$PHy = DEPTH * 3.28 * 0.465$$

$$Sv = \sum 0.052 * 8.34 * RHOB * DEPTH * 3.28$$

$$PP = Sv - \{Sv - [PHy * (DTN/DT)^k]\}$$

Donde:

- PHy = Presión hidrostática (psi)
- DEPTH = Profundidad (metros)
- 3,28 = Factor de conversión metros a pies, 0,465 = gradiente hidrostático [psi/ft]
- Sv = Esfuerzo vertical (psi)
- RHOB = Densidad medida en perfiles
- PP = Presión poral (psi)
- DTN = Tiempo de tránsito sísmico en arcillas con compactación normal [usec/ft]
- DT = Tiempo de tránsito sísmico medido en perfiles [usec/ft]

K = Constante de Eaton (habitualmente es 2, pero se calibra con la densidad del lodo de perforación)

El proceso de análisis consistió en determinar la profundidad de inicio de sobrepresión y la magnitud de la misma expresada en gradiente de presión poral. El análisis realizado en 28 sondeos muestra que la zona de sobrepresión se inicia a una profundidad entre -1000 a -1800 mnm y magnitud varían desde 0,6 a 0,9 psi/ft (Figura 13).

Con el dato de presión poral y de temperatura se calculó el factor de expansión del gas (Bg), dado que este factor tiene un fuerte impacto en los recursos de gas calculados. Para la estimación este parámetro se consideró solo la presencia de gas metano con el fin de trabajar con un solo factor de compresibilidad. La fórmula usada para obtener el Bg es la siguiente:

$$Bg = (z * T_{res} * R * P_{sup}) / (T_{sup} * PP)$$

$$Z = \text{Coeficiente compresibilidad metano} = 1,17$$

T_{res} (°Rankine) = Temperatura en condiciones de reservorio

P_{sup}: Presión en superficie = 14.65 psi

T_{sup} (°Rankine) = Temperatura en superficie

PP = Presión Poral

Energía es futuro

La energía es necesaria para el desarrollo y el progreso.

Trabajamos responsablemente para contribuir con el crecimiento del país.

ExxonMobil, líder en el desarrollo seguro y eficiente en reservorios de gas y petróleo no convencionales.

ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.

ExxonMobil

La energía vive aquí



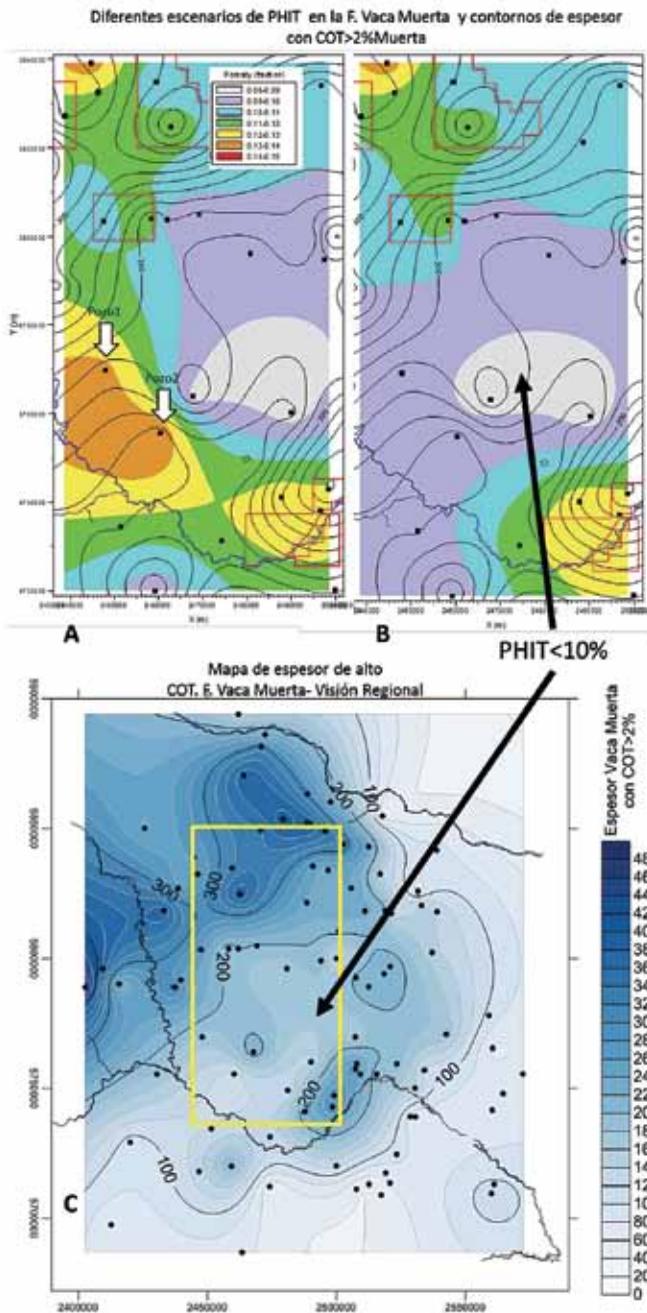


Figura 10. Escenarios de PHIT y su relación con el mapa de espesor rico en COT de la F. Vaca Muerta. A) Mapa original que muestra valores de PHIT promedio. Los pozos 1y 2 tienen valores de PHIT altos, debido a perfiles RHOB de mediana calidad (RHOB derivadas de registros sísmicos). B) Nuevo mapa obtenido con valores normalizados de RHOB. C) Mapa regional de espesor con COT>2% en la Formación Vaca Muerta.

Cálculo de la capacidad de almacenamiento

Con los datos calculados de PHIT, Sw y Bg se procedió a calcular la curva de capacidad de almacenamiento (STO) a través de la siguiente fórmula:

$$STO = [PHIT * (1 - Sw) * 43.56] / Bg [Mcf/acre*ft]$$

Donde:

PHIT = Porosidad total calculada

Sw = Saturación de agua calculada

Bg = Factor de expansión del gas (rcf/scf)

De esta manera se puede generar una curva de STO por cada pozo y es posible identificar las zonas con mayor capacidad de retención en una sección vertical y visualizar variaciones laterales al correlacionar diferentes pozos (Figura 14).

El cálculo de STO realizado en 12 pozos ubicados dentro de la ventana de gas seco, indica que la sección de alto COT en la Formación Vaca Muerta contiene un volumen *in place* promedio de 1.5MMcf /acre*ft (P90/P10 = 0.8 y 2.1MMcf/Acre*ft). La correlación de los valores de STO con la RHOB muestra que existen dos poblaciones que presentan regresiones lineares. Estas regresiones pueden usarse como una estimación aproximada para determinar los valores de STO (Figura 15). Los pozos ubicados en la población con menor pendiente son los que tienen una menor densidad en la formación Vaca Muerta y, habitualmente, son los que presentan una menor capacidad de almacenamiento. Además, se observa un conjunto de pozos con una roca de mayor densidad, que se alinean en una recta de mayor pendiente y que contienen una mayor STO.

Las regresiones encontradas fueron las siguientes:

$$STO = 20177 - 7637 * RHOB \quad R2 = 84\%$$

$$STO = 13126 - 5149 * RHO \quad R2 = 67\%$$

Donde:

RHOB = Densidad (g/cm³)

STO = Almacenamiento (Mcf/Acre*ft)

De igual forma, cuando se realiza un gráfico entre COT y STO se observa que la mayoría de las muestras caen en un triángulo definido por dos ecuaciones lineares. Estos límites superior e inferior pueden considerarse los extremos en la distribución de STO estableciendo una ecuación promedio que pasa por la zona de mayor frecuencia (Figura 15). Las ecuaciones obtenidas fueron:

$$STO_{max} = 605 * COT$$

$$STO_{med} = 340 * COT$$

$$STO_{min} = 125.7 * COT$$

Donde:

STO = Capacidad de almacenamiento (Mcf/Acre*ft)

COT = Porcentaje en peso

Chance de éxito comercial

Uno de los aspectos críticos que se pretendía cuantificar era la chance de éxito de un proyecto no convencional. Debido al carácter continuo de la mineralización, generalmente se piensa que este tipo de proyectos tiene poco riesgo. Cabe aclarar que los elementos y los procesos que se ponderan en la matriz de riesgo de un proyecto convencional no aplican para un proyecto no convencional.

Generalmente se considera que el riesgo principal de un proyecto no convencional se focaliza en la productivi-



La energía más poderosa es la que compartimos.

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

Confiar, invertir, crecer.

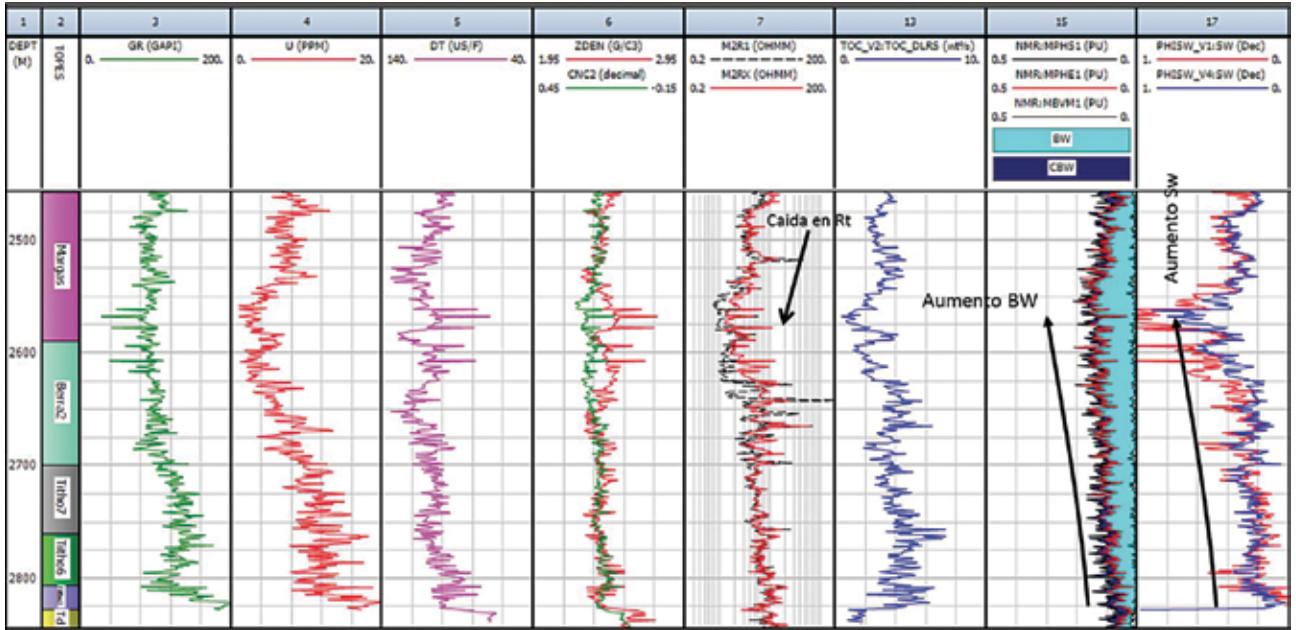


Figura 11. El aumento en la Sw al tope de la sección con alto COT coincide con cambios en el registro de resistividad, sísmico y densidad. Este aumento en la Sw también es observado en el perfil NMR como un aumento en el volumen de agua no móvil.

dad del reservorio y el recurso estimado por pozo (EUR). Si no existen datos de pozos vecinos, este parámetro puede considerarse con un chance de 50% de ocurrencia. Bajo este aspecto, los proyectos no convencionales casi siempre

tendrían un riesgo menor (o chance de éxito más alta) que los proyectos convencionales y, por lo tanto, son considerados de "poco riesgo". Sin embargo, las chances de éxito comercial se reducen notablemente.

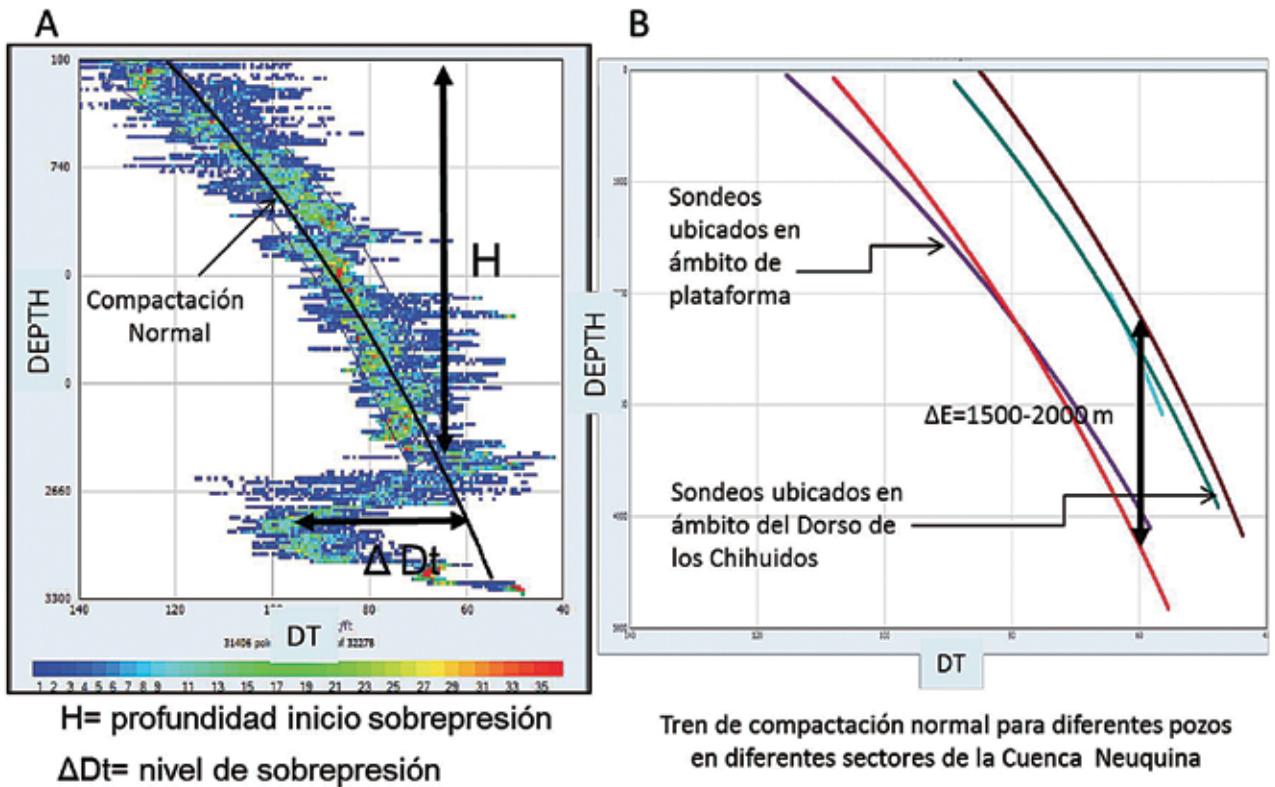


Figura 12. A) Tendencia de compactación normal (DTN) y datos de DT. La zona donde $DT \gg DTN$ es una sección sobrepresionada. La profundidad H indica el tope de la zona sobrepresionada mientras que la separación entre DT y DTN (ΔDt) es proporcional a la magnitud de la sobrepresión. B) Ejemplos de curvas de DTN para diferentes pozos en distintos sectores de la cuenca. Los pozos ubicados en las cercanías del Dorso de los Chihuidos presentan una curva de DTN con menores tiempos de tránsito sísmico que permite inferir una remoción de sedimentos en el orden de los 2000 m.



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

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

USTED PUEDE HACERLO

Colabore en las decisiones claves en cualquier momento y en cualquier lugar.

Mantener los programas de producción a menudo significa lidiar con lo inesperado – de forma rápida y precisa. Plantweb Optics de Emerson es un software de colaboración que conecta el equipo de producción a través de dispositivos móviles con información que es accionable y específica para cada miembro del equipo.

Para desbloquear comunicación en su planta visite **[Emerson.com/CollaborationSoftware](https://www.emerson.com/CollaborationSoftware)**.



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



CONSIDER IT SOLVED™

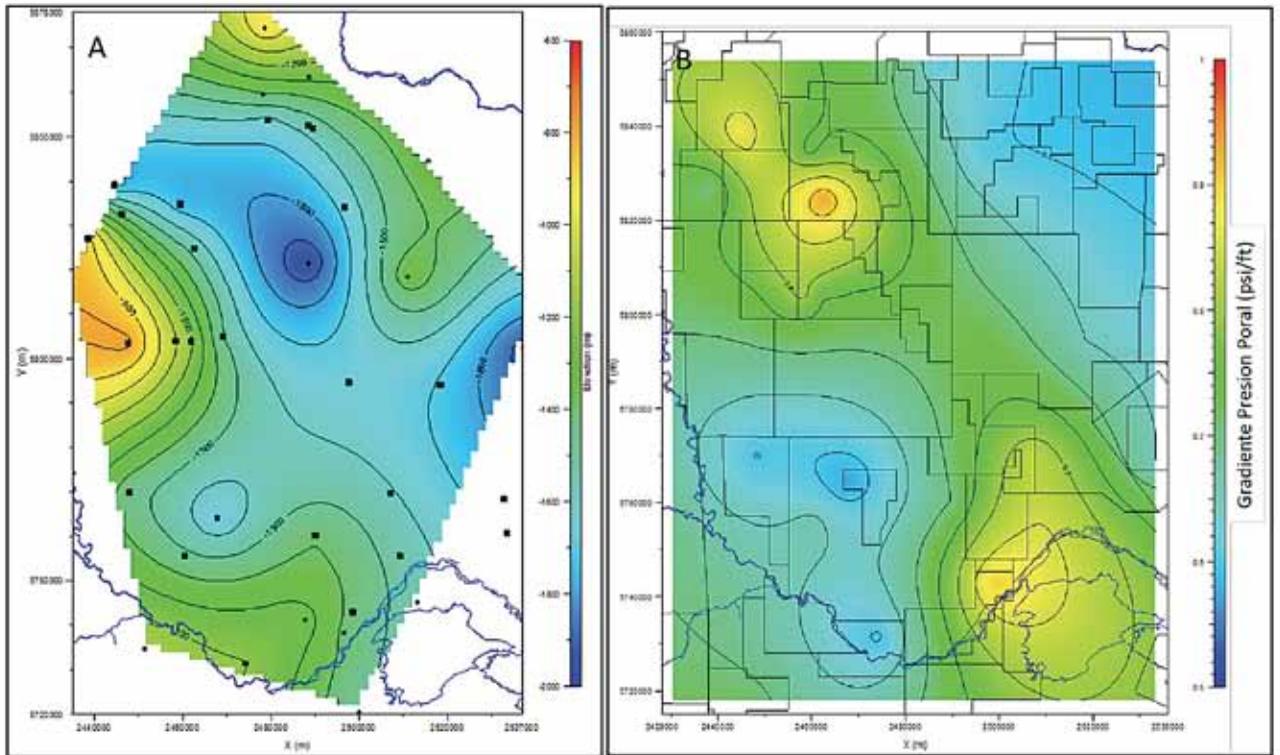


Figura 13. A) Mapa al tope de la sección sobrepresionada. B) Mapa de gradiente de presión poral a la base de la Formación Vaca Muerta.

Por ejemplo si se toma un pozo horizontal con largo de rama de 2000 m, distanciamiento entre pozos de 225 m, considerando que la estimulación hidráulica contacta un espesor de capa de 50 m. Los cálculos volumétricos indica-

rían que ese pozo tiene un OGIP de 18 BCF. Si a esto se le aplica un factor de recobro entre un 20% y un 40% (P90/P10), el valor de recursos recuperable (EUR) se aproxima a 5.6Bcf (P90/P10=2.8/9.0). Si el límite comercial ronda en

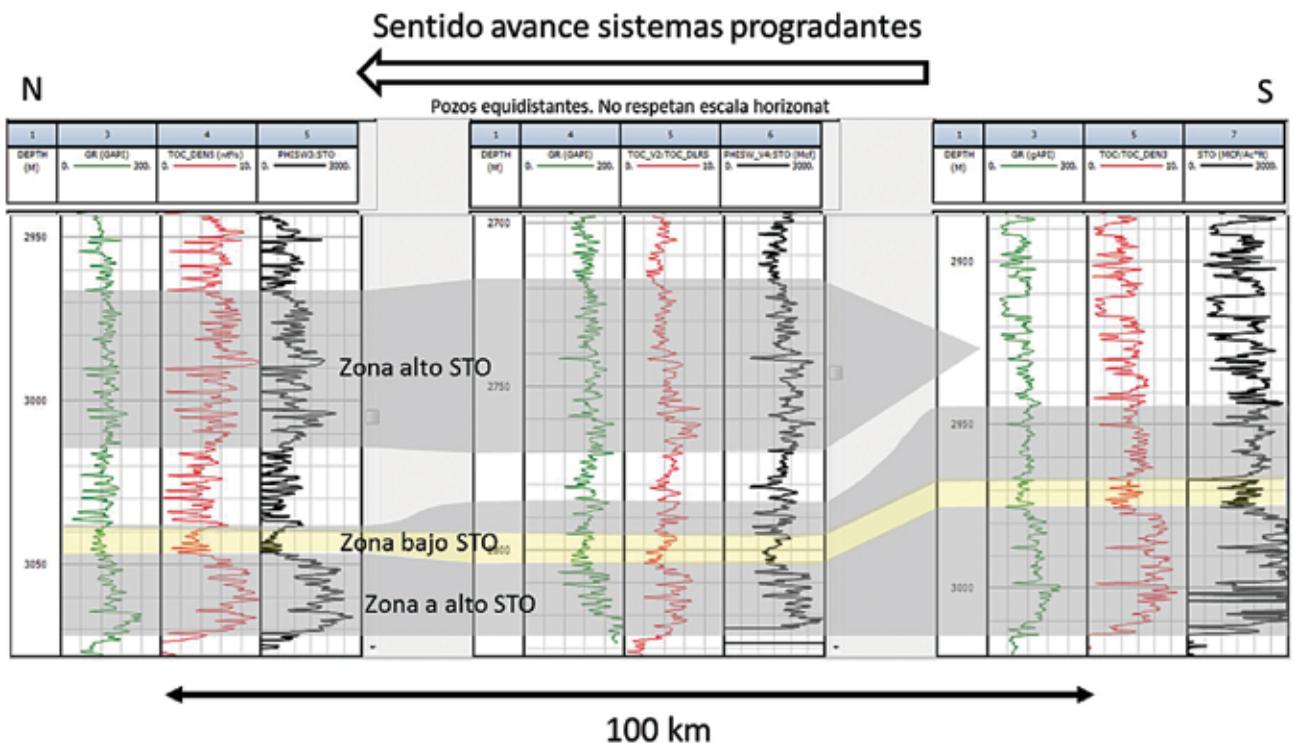


Figura 14. Identificación de zonas de alto STO en diferentes sondeos.

TE ACOMPAÑAMOS ESTÉS DONDE ESTÉS



LA INDUSTRIA DE PETRÓLEO Y GAS REQUIERE EQUIPOS 100% CONFIABLES PARA TU OPERACIÓN EN TODO MOMENTO.

En Finning encontrarás un amplio portafolio de maquinaria, repuestos y servicios, así como soluciones integrales que permiten agregar valor a tus necesidades.

- Motores Diésel y Gas – compresión, generación de energía, potencia. Sistemas bi-fuel
- Motores eléctricos para compresión
- Transmisiones y bombas alternativas para Well Service
- Monitoreo remoto
- Soluciones de Ingeniería a medida



VISITANOS
EN EL STAND
1D-31

LLAMANOS AL
0800 555 0832
FINNING.COM



FINNING. CAT

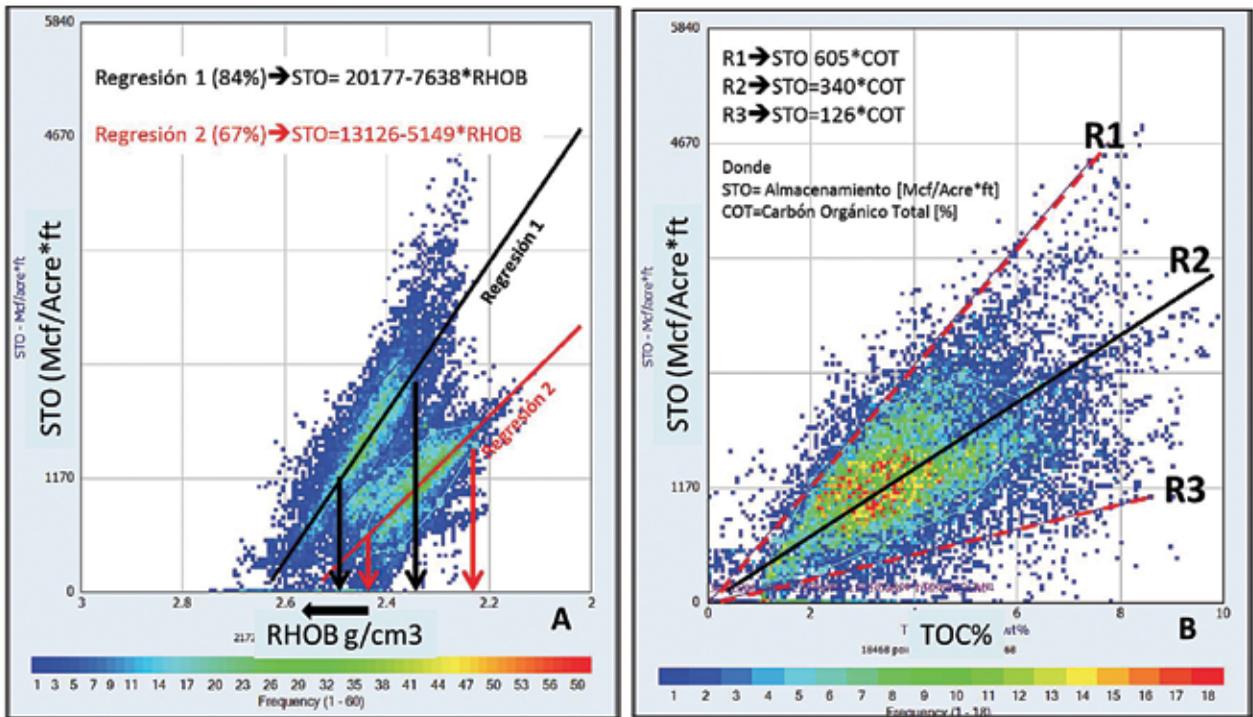


Figura 15. A) Correlación STO versus RHOB. Se observa dos regresiones. La regresión 1 representa a los pozos en donde la Fm. Vaca Muerta presenta mayor RHOB y tienen los mayores valores de STO. La regresión 2 comprende al grupo de pozos con menor densidad y un menor valor de STO. B) Correlación STO versus COT. Se observa una región limitada por dos ecuaciones lineares que abarcan a la totalidad de puntos muestreados (R1 y R3). La recta R2 se ubica en la región de datos con mayor frecuencia. Dado un valor de COT actual puede llegar a ser predefinido el rango en el valor de STO.

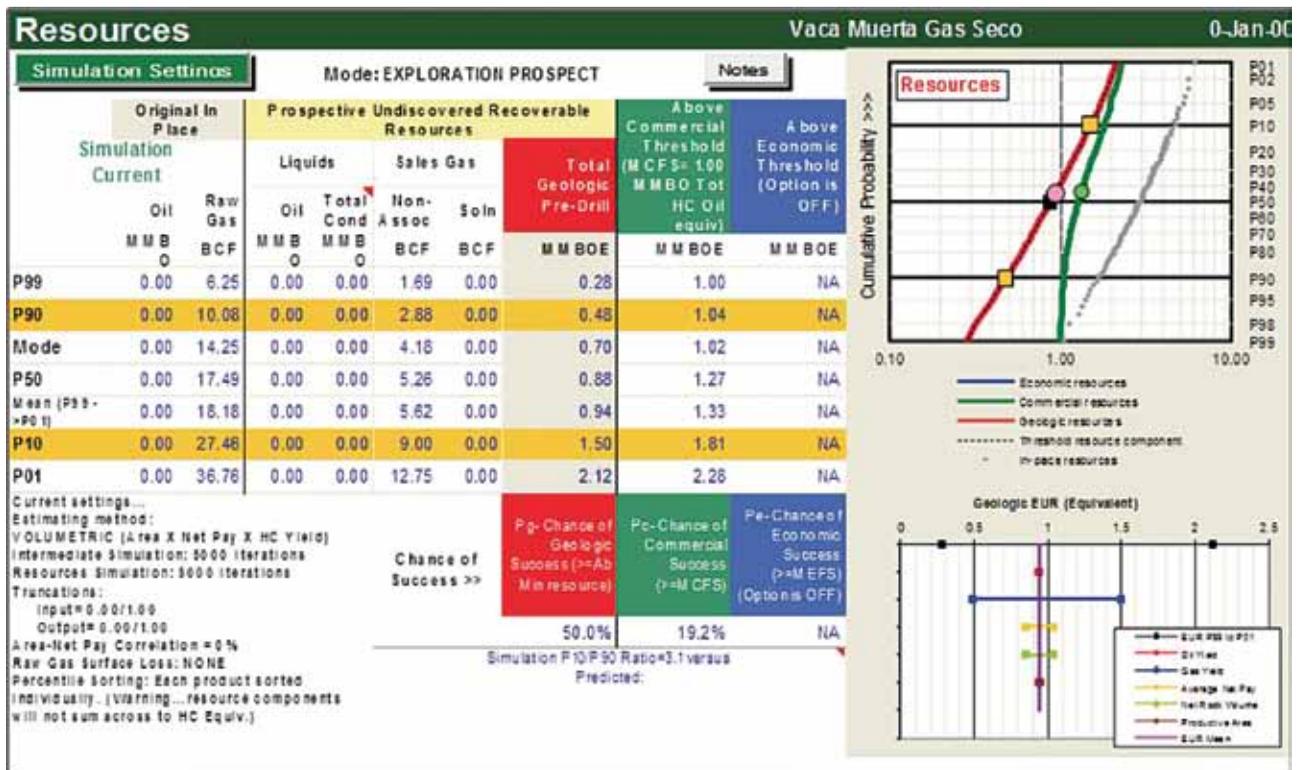
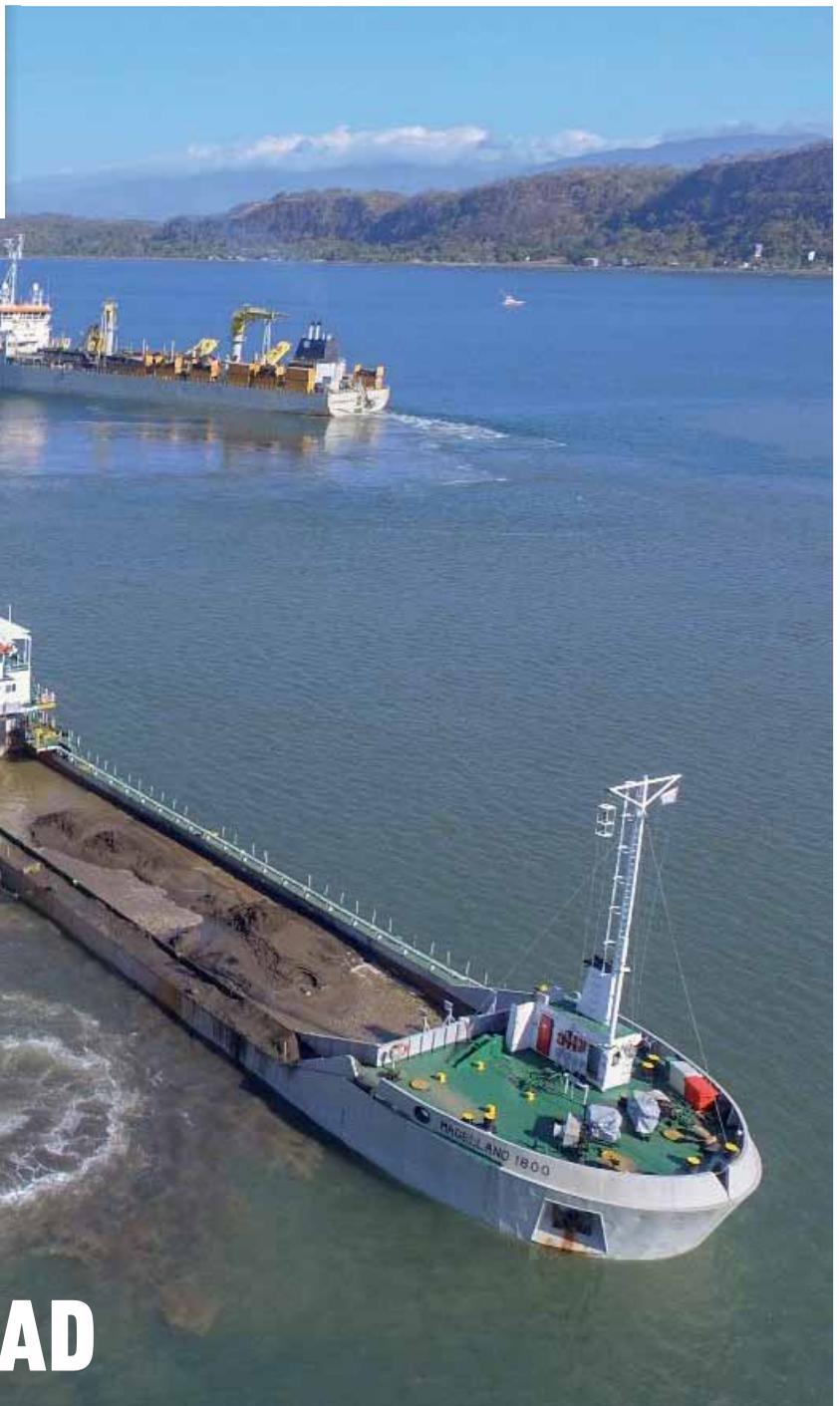


Figura 16. Ejemplo de evaluación volumétrica de pozo tipo asumiendo área de drenaje de 0,45 km², espesor estimado de 50 m, PHIT=11%, Sw=30% Bg=310 scf/rcf y factor de recobro (RF) de un 30%. Con estos datos de entrada el EUR del pozo tipo sería 5.6 Bcf. Nótese que si el límite comercial es truncado a 6 Bcf, la chance de éxito pasa del 50% (geológica) al 19% (comercial).



Jan De Nul
G R O U P



INNOVACIÓN, PERICIA Y SOSTENIBILIDAD

25 AÑOS INVIRTIENDO EN INFRAESTRUCTURA PARA CONTRIBUIR AL DESARROLLO DEL PAÍS

Estos son la fuerza motriz detrás de Jan De Nul Group. Gracias a sus empleados apasionados y su flota ultramoderna, el grupo se encuentra en la cima de la industria de dragado internacional y de la construcción marítima. El grupo Jan De Nul también se destaca en cuanto a obras de ingeniería civil y medio ambiente.

Nuestras soluciones profesionales e innovadoras inspiran confianza en toda la industria. Jan De Nul Group trabaja para un mayor desarrollo económico, junto con sus clientes, ya sea para la construcción de las nuevas esclusas en el Canal de Panamá o para un nuevo complejo portuario en Australia Occidental.



www.jandenu.com



un EUR= 6Bcf =1MMboe, entonces la chance de éxito comercial se reduce al 19% (Figura 16). Por lo tanto, cuando se realizan las evaluaciones económicas en proyectos no convencionales, este análisis debería ser considerado.

Conclusiones

Las principales conclusiones de este trabajo se pueden resumir en los siguientes puntos:

1. La determinación del COT mediante el método de Passey y correlaciones lineares con la RHOB han presentado buenos ajustes con los datos de laboratorio que alcanzaron regresiones entre el 67% y el 84%.
2. La densidad de matriz promedio obtenida es de 2,62 g/cm³, mientras que la densidad de kerógeno promedio es de 1,28 g/cm³.
3. La masa de carbono orgánico total a tiempo presente (en la zona de ventana de gas seco) promedia 110 mg/cm³ de roca y ocupa un volumen poral de aproximadamente el 9%. Cuando estos valores son restaurados a sus condiciones originales, la masa de carbono orgánico total fue de 180 mg/cm³ roca y ocupaba un volumen poral del 25%. La diferencia promedio entre el volumen de materia orgánica original y el volumen actual es del 16% aproximadamente.
4. Se ha observado la presencia de un segundo intervalo de alto COT a 250 m-300 m por encima de la base de la Formación Vaca Muerta con un espesor de 100 m y un COT promedio del 3,8%.
5. El cálculo de VCLAY a partir de la corrección del perfil de GR por presencia de materia orgánica muestra resultados similares a los obtenidos con los datos de perfiles mineralógicos y estudios de DRX.
6. Los cálculos de PHIT realizados muestran que la Formación Vaca Muerta tiene una porosidad total promedio del 11% con una relación P90/P10 entre el 6% y el 16%. Los valores más bajos de PHIT se observan hacia el Bajo de Añelo-Cortaderas, debido a la profundidad de soterramiento. Asimismo, se observa una correlación del 75% entre los valores de impedancia acústica (Zp) y la PHIT.
7. La Sw muestra un incremento de base a tope de la sección orgánica, esta tendencia es confirmada en los perfiles de resonancia magnética. La salinidad del agua de formación sería superior a 100.000 ppm de ClNa con resistividades de agua (Rw) menores a 0,07 ohm. m a 15 °C.
8. El gradiente de presión poral en la zona de estudio varía entre 0,6 a 0,9 psi/ft. El inicio de la sobrepresión se produce entre -1000 y -1800 mrnm.
9. La capacidad de almacenamiento (STO) de la Formación Vaca Muerta promedia 1.5 MMcf/ Acre*ft con una relación P90/P10 entre 0,8 y 2,1 MMcf/ Acre*ft. Se han observado correlaciones lineares entre RHOB y STO, como así también entre COT y STO.

Agradecimientos

Agradecemos a Claudia Galarza, Darío Siehankiewicz y Yoseberling Castillo por ayudarnos en la preparación de figuras. A las autoridades de Tecpetrol por permitir la publicación de este trabajo. Asimismo, agradecemos a los miembros del jurado, quienes con sus comentarios y recomendaciones ayudaron a mejorar la calidad técnica de este trabajo.

Referencias citadas

- Archie, G. 1942. "The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics". Transactions of the AIME, 146/1.
- Bernhardt, C. A. Ortiz F., González Tomassini, 2017. "Interpretación petrofísica de detalle en la Formación Vaca Muerta a partir de datos de testigos de roca y perfiles de última generación. El problema de la calibración roca/perfil". XX Congreso Geológico Argentina. Actas.
- Chen, Z y C. Jiang, 2017. *A revised method for organic porosity estimation using Rock-Eval data: Example from DuvernayFm, in the Western Canadian Sedimentary Basin*. AAPG Bull V100 # 3.
- Eaton, B. 1975. *The Equation for Geopressure Prediction from WellLogs*, SPE 5544.
- Kim, T., S. Hwang & S. Jang. 2016. *Petrophysical approach for estimating porosity, clay volume, and watersaturation in gas-bearing shale: A case study from the Horn River Basin, Canada*. Austrian Journal of Earth Sciences. Volumen 109/2.
- Loza Peirano, J. 2004. Mapa de sobrepresiones en las Formaciones Quintuco y Vaca Muerta. Repsol. YPF informe interno.
- Marchal, D., Sattler, F. y Köhler, G., 2016, "Sierra Chata". En: González, G. et al. (eds) *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Integración de sísmica, registro de pozos, coronas y afloramientos*, capítulo 14: 155-167. IAPG-AGA, Buenos Aires.
- Passey, Q. S. Creaney, J. Bulla, F. Moretti y J. Stroud, 1990, "A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs". AAPG Bulletin V. 74.
- Peters, K., C. Walters, y J. Moldowan. 2005. "The biomarker guide", volume 1. *Biomarkers and isotope in the environment and human history*. Cambridge University Press.
- Waxman, M. y L. Smits. 1968. "Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands". Society of Petroleum Engineers Journal, 8/2.



AGUSTI L. S.R.L.

Subastas de Activos Industriales

Somos especialistas en Subastas de Rodados,
Equipos y Materiales del Sector Petrolero

INGRESÁ A NUESTRA PLATAFORMA DE SUBASTA ONLINE

www.agustisubastas.com.ar

Teléfonos: +54 11 46327755 / 11 46310676

leandro@agustisubastas.com.ar



“Un apellido con 50 años al servicio de la industria ”

Estimación de hidrocarburos generados, carbono orgánico original y porosidad orgánica a partir de datos de pirólisis: Ejemplos en la Fm. Vaca Muerta

Por **Ricardo Veiga** (Tecpetrol)

Este trabajo fue presentado en el Simposio de Recursos No Convencionales, "Hacia una nueva convención", durante el 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Reservas del IAPG, realizado en Mendoza, noviembre de 2018.

Los datos de pirólisis realizados sobre muestras de *cuttings* brindan una valiosa información que habitualmente se emplea para caracterizar propiedades de las rocas madres, como es el Contenido de Carbón Orgánico Total (COT), el tipo de kerógeno y la madurez (Peters, 1986). Pero también, estos mismos datos pueden ser utilizados para calcular la cantidad de materia orgánica que fue transformada a hidrocarburos (S2t), el contenido de carbono orgánico original (COTo) y la estimación de porosidad de la materia orgánica (PHIORG). La gran ventaja de este método es el bajo costo de los estudios de pirólisis y la amplia disponibilidad de los datos.



Metodología de trabajo

La metodología aplicada se fundamenta en los trabajos de Schmoker (1994), Peters *et al.* (2005); Modica y Lapiere (2012), Kuchinskiy (2013), Sari *et al.* (2015) y Chen y Jiang (2016). En este trabajo se explicará conceptualmente las fórmulas utilizadas dejando el desarrollo matemático a los trabajos citados anteriormente.

El flujo de trabajo realizado consta de los siguientes pasos:

- 1) Revisión de datos de pirólisis
- 2) Estimación de la tasa de transformación (TR)
- 3) Cálculo de la masa de hidrocarburos generados (S2t)
- 4) Estimación del Carbón Orgánico Original (COTo)
- 5) Conversión de masas de COT y COTo a volumen de kerógeno actual (V_{ker}) y original (V_{kero})
- 6) Determinación de la porosidad orgánica (PHIORG) dentro de la materia orgánica y su contribución en el volumen total de la roca (PHIMO).

Para la realización de este trabajo se utilizaron 52 pozos de la cuenca neuquina distribuidos en un área de 19.000 km². En esta región se contó con 2745 muestras de roca con pirólisis completa y se trabajó con datos de pozos ubicados en diferentes ventanas de madurez (Figura 1). Para este estudio, el análisis fue focalizado en la sección de la Formación Vaca Muerta que tiene un COT > 2% y que en todos los pozos se localiza en su porción basal (Figura 2).

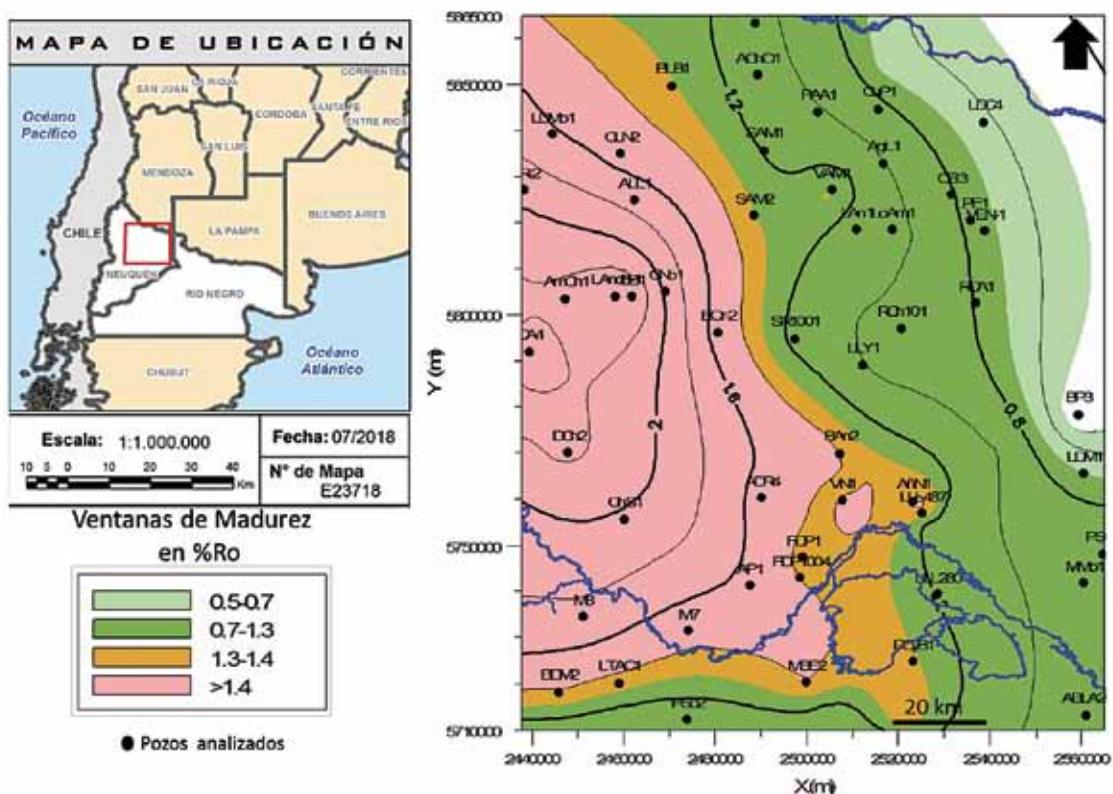


Figura 1. Ubicación de la zona de estudio, pozos analizados y mapa de madurez (en %Ro) para la base de la Formación Vaca Muerta.

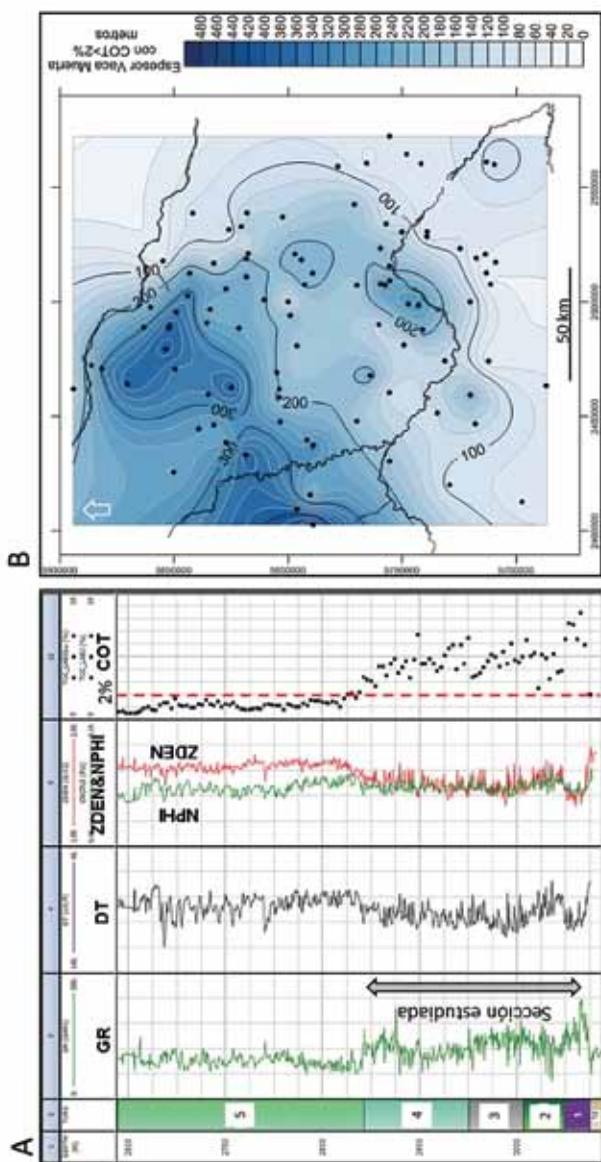


Figura 2. A) Intervalo estratigráfico analizado de la Formación Vaca Muerta con COT>2%. 1=Cocina, 2= Tiitho6x, 3=Tiitho7x, 4= Berra2x, 5= Berra4x. Td: Formación Tordillo B) Mapa de espesor de la sección de alto COT (>2%).

Revisión de datos de pirólisis

Los problemas que se presentan para cuantificar la transformación de la materia orgánica y la estimación de la porosidad se deben a diferentes factores, los más habituales son 1) pérdida de los componentes volátiles al momento de capturar la muestra, 2) la alta madurez en la roca madre y 3) los aditivos en los lodos de perforación.

Por lo tanto, uno de los primeros pasos es identificar aquellos pozos que presentan problemas en la determinación de los picos S1 y S2. Uno de los métodos más sencillos es visualizar en un mapa aquellos sondeos con fuerte contraste de S1 y S2 en cortas distancias. Una forma práctica de realizar este análisis consiste en mapear el índice de productividad (PI) o relación $(S1/(S1+S2))$ para identificar las

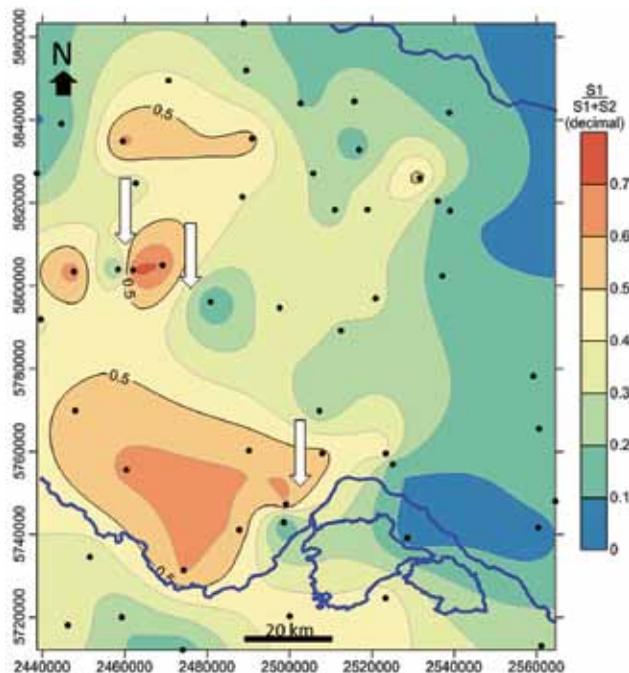


Figura 3. Revisión de la calidad de los datos. Los fuertes contrastes de PI (Peters, 1986) en cortas distancias indican cambios en los valores de S1 y S2. Las flechas blancas señalan zonas donde fuertes se observan variaciones. Los pozos que presentaron estas anomalías fueron perforados con lodos base petróleo y descartados del análisis.

regiones con fuertes contrastes (Figura 3). Abruptos cambios en los valores de PI se deben a problemas en la determinación de S1 y/o S2. Las fuertes variaciones detectadas se deben al tipo de lodo usado durante la perforación o aditivos utilizados. Cuando se comparan pozos perforados con lodo base petróleo se observa que el valor S1 muestra muy baja dispersión comparado con un pozo cercano perforado con base agua (Figura 4). Debido a este problema se prefirió trabajar con muestras que provienen de pozos perforados con lodo base agua.

Los datos S1 y S2 revisados fueron promediados en la sección de interés y, posteriormente, mapeados (Figura 5). Se observa que los valores de S1 y S2 muestran una reducción hacia las zonas de mayor madurez promediando 0,5 mgHC/gR y 2 mgHC/gR, respectivamente. Por el contrario, donde la madurez disminuye, estos valores aumentan a 7,5 mgHC/gR para el pico S1 y hasta 28 mgHC/gR para el pico S2. Es importante notar que en la región cercana al Volcán Auca Mahuida se observa una reducción local de los picos S1 y S2 vinculado a los efectos de cuerpos intrusivos que producen una mayor madurez y una concomitante reducción en los valores de S1 y S2. Similares observaciones fueron descritas por Rodríguez Monreal *et al.* (2009) y Spacapan *et al.* (2017).

Asimismo, se preparó un mapa de COT de la zona de interés. En mismo se define un corredor con altos valores que superan el 4% promedio. Esta franja de alto COT está definida por los sondeos Cerro Las Niñas x-2, Aguada San Roque y Bajada del Palo (Figura 6). Al sur y al norte de esta franja los valores tienen a disminuir, pero siempre es mayor al 2% promedio.

Si la **Calidad**
es **Importante** para **Usted**
Contáctenos.

www.logos.pablomagne.com.ar



Calidad certificada para su seguridad.

Brindamos un completo servicio de asesoramiento, comercialización y distribución de o-rings con la experiencia y prestigio de una empresa especializada en productos técnicos de caucho, junto a un soporte logístico local.

Nuestro programa de acción es hacer más eficientes y seguras sus operaciones garantizando la provisión inmediata en el lugar que usted lo necesite.

- Servicio en operaciones petroleras de Argentina y el mundo.
- Centros de distribución estratégicos.
- Stock permanente y entrega inmediata.



Línea directa de atención al cliente
0800-555-3113
www.vauton.com.ar



VAUTON[®]
O-RING SERVICES

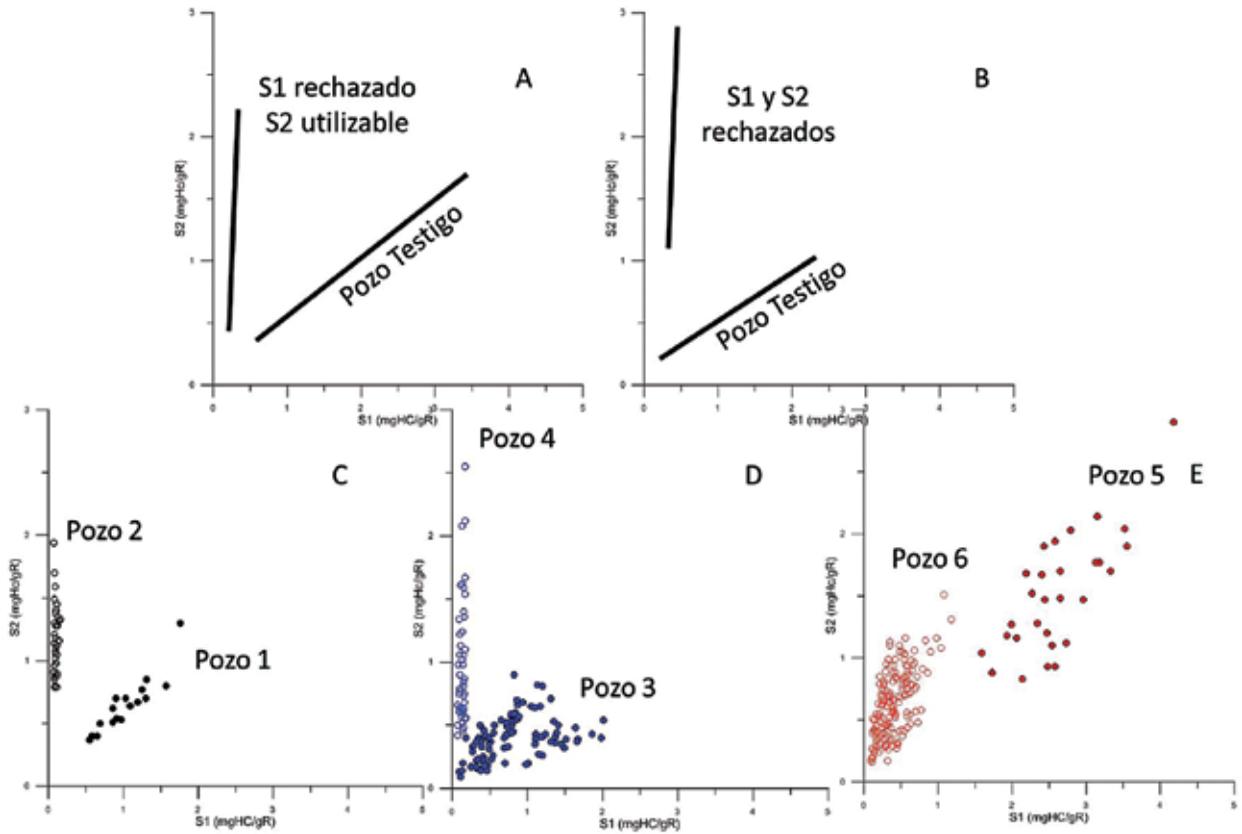


Figura 4. Gráficos S1 versus S2 para evaluar la calidad de los datos. A y B, casos teóricos. C, D y E, situaciones reales. Generalmente los pozos que presentaron problemas son aquellos perforados con lodo base petróleo que alteraron la calidad del dato S1.

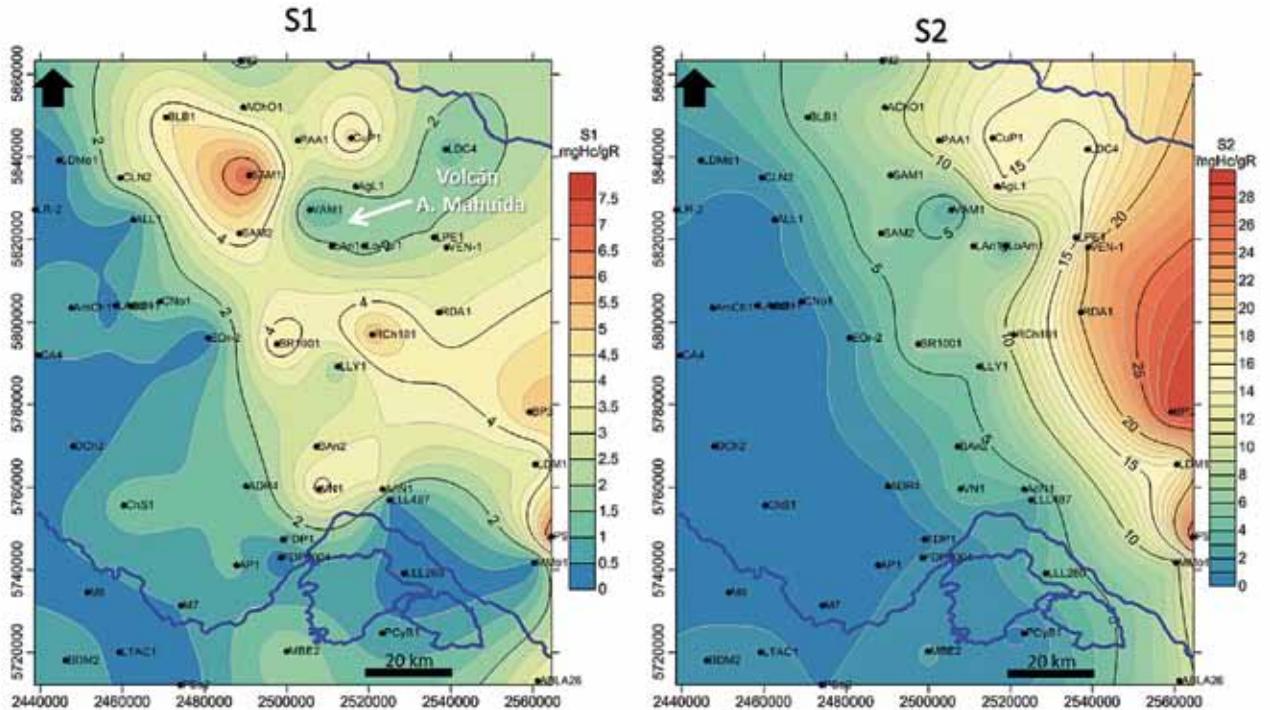


Figura 5. Mapas de S1 y S2 con datos revisados. Notar disminución de valores de S1 y S2 hacia el sector occidental coincidente con el aumento en la madurez en la Formación Vaca Muerta (ver Figura 1). En contraste, los valores más elevados se desarrollan hacia el E-NE donde la madurez disminuye. Se observan anomalías locales en las cercanías del Volcán Auca Mahuida donde los valores de S1 y S2 disminuyen por efecto termal.

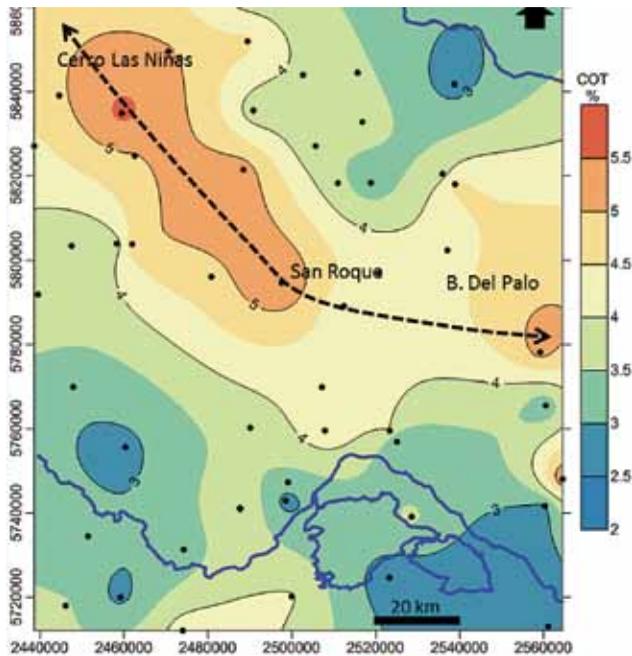


Figura 6. Mapas de COT promedio en la sección de interés.

La multiplicación del mapa de COT y el mapa de espesor con alto contenido orgánico brinda información sobre el espesor neto (Figura 7). El espesor neto es una medida del espesor de materia orgánica depositado. No tiene sentido físico real, pero es un indicador de las regiones que combinan

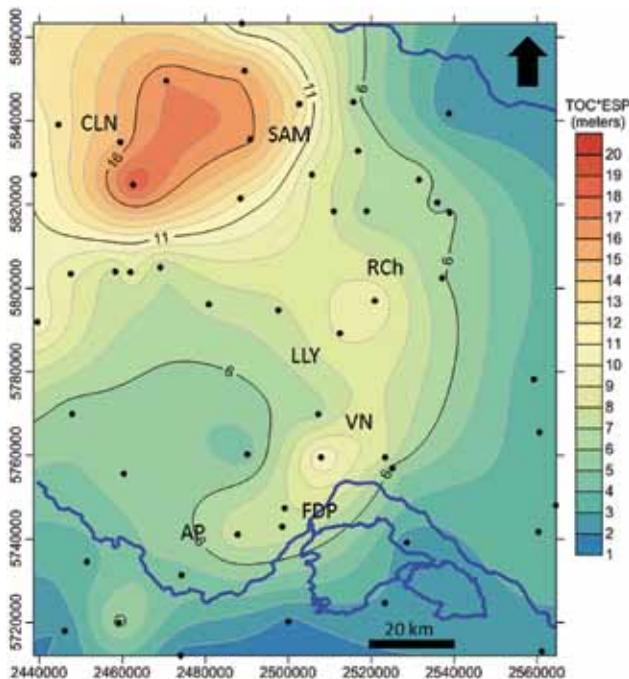


Figura 7. Mapa de Espesor Neto (COT*ESPESOR). CLN= Cerro las Niñas, SAM= Sierra Auca Mahuida, RCh= Rincón Chico, LLY= Loma la Yeguas, VN=Vanguardia Norte, FDP= Fortín de Piedra y AP= Aguada Pichana. Notar que las zonas de mayor espesor neto se ubican en la región norte próximas a CLN y SAM. Hacia el sur se extiende un brazo que conecta las regiones de RCh, LLY, VN, FDP y AP.

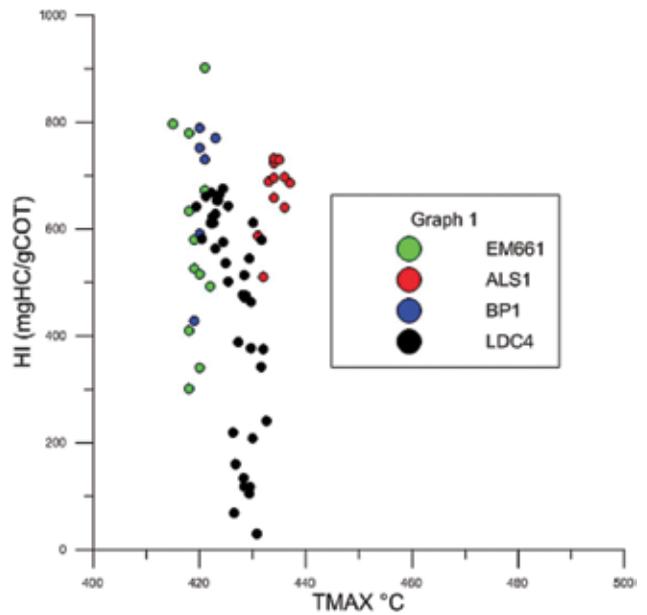


Figura 8. Gráfico TMAX versus HI en pozos con baja madurez.

mayor espesor y mejor COT. La región de mayor espesor neto se encuentra entre los sondeos Cerro Las Niñas 2 y Sierra Auca Mahuida 1. Hacia el Sur se desarrolla una rama que conecta las regiones de Rincón Chico, Loma La Yegua, Vanguardia Norte, Fortín de Piedra y Aguada Pichana.

Cálculo de tasa de transformación (TR)

El segundo paso de este flujo de trabajo consiste en calcular la tasa de transformación (TR). Este parámetro mide el grado de conversión del kerógeno a hidrocarburos. Existen numerosas formas para calcular este parámetro (Peters *et al.*, 2005; Justwan y Dahl, 2005; Jarvie *et al.*, 2007; Modica y Lapierre 2012). En este trabajo se ha usado la fórmula de Justwan y Dahl (2005) cuya expresión es la siguiente:

$$TR = (1200/HI_o) * [(HI_o - HI_m)/(1200 - HI_m)]$$

Donde:

TR = Tasa de transformación (decimal)

HI_m = Índice de hidrógeno medido (mgHc/gCOT)

HI_o = Índice de hidrógeno inicial (mgHc/gCOT)

1200 = Factor de corrección que asume que por cada gramo de carbono orgánico se logran generar hasta 1200 mg de hidrocarburos

Para realizar este cálculo se necesita contar con los datos medidos de S₂, COT y el HI_o. Los dos primeros datos son aportados por los estudios de pirólisis mientras que para el tercero se dispone de dos opciones: 1) a partir de compilación de índices de hidrógeno en muestras inmaduras y 2) a partir de un gráfico S₂ versus COT.

Para el primer método se compila los valores de HI en zona de baja madurez observándose que los valores de más altos llegan a 800 mgHc/gCOT (Figura 8). Estos registros son habituales en muestras con TMAX entre 420 °C y 430 °C.

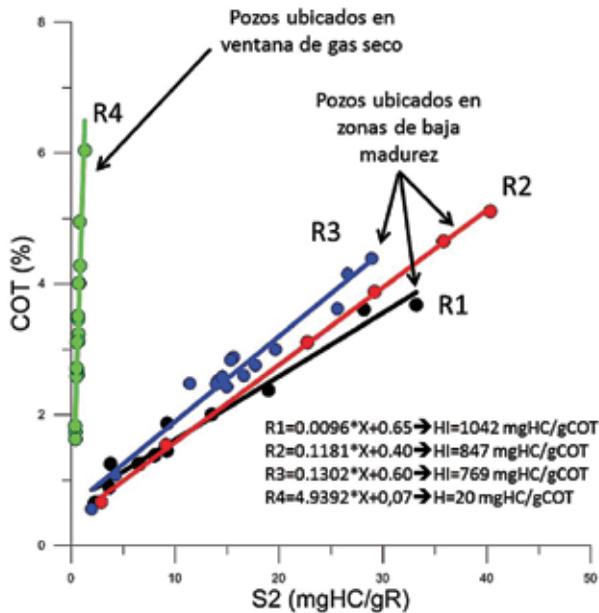


Figura 9. Estimación de HIo a partir de la correlación entre S2 versus COT para pozos ubicados en zonas de baja madurez.

La segunda opción consiste en graficar los valores de S2 versus COT para diferentes pozos (Figura 9). Las pendientes de las regresiones lineares encontradas se correlacionan con el valor del HI. Los valores obtenidos de HI varían entre 770 mg y 1040 mgHC/gCOT. En base a estos dos métodos descritos se ha estimado un HIo= 800mgHC/gCOT para realizar el cálculo de TR.

Los datos de TR calculado por cada muestra fueron promediados a nivel de pozo y luego representados en un

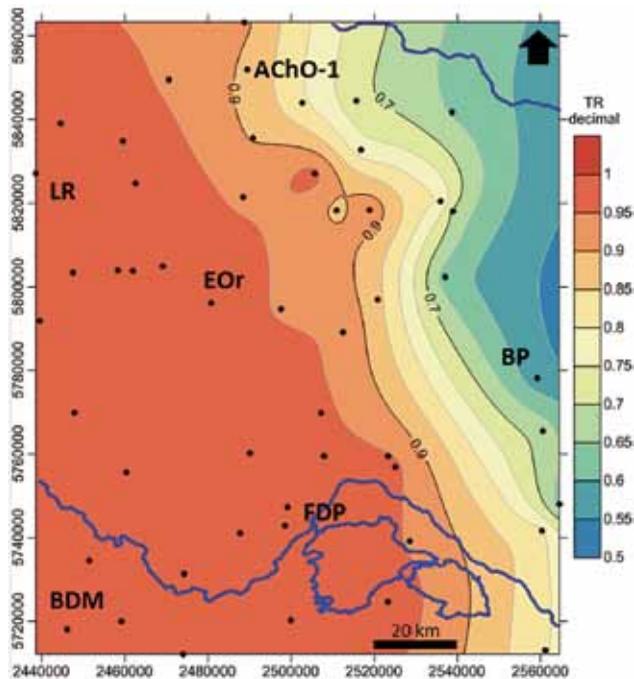


Figura 10. Mapa de TR en la sección de alto COT de la Fm. Vaca Muerta. LR= Loma Ranqueles, EOr= El Orejano, BDM= Bajo del Molle, FDP= Fortin de Piedra; AChO=Agua del Chivato Oeste y BP= Bajada del Palo.

mapa (Figura 10). Los cálculos obtenidos muestran una alta tasa de transformación de la materia orgánica hacia el oeste y una disminución progresiva hacia el noreste. La TR obtenida en todos los pozos siempre fue superior al 50%.

Cálculo de la masa de hidrocarburos transformados (s2t)

La cantidad de hidrocarburos que puede producir una roca está dado por la suma de los picos S1+ S2. El S1 representa la fracción de hidrocarburos libres mientras que el valor S2 corresponde a la fracción generada desde la misma roca madre por craqueo durante el proceso de pirólisis. Cuando se procesan muestras con elevada madurez termal los componentes volátiles se pierden y, por lo tanto, los valores de S2 obtenidos son muy bajos, esto conlleva a un error en las estimaciones de HI y TR. En consecuencia, para conocer la cantidad de hidrocarburos que una roca puede generar es necesario realizar una restauración del valor original de S2 (S2o). Este indicador cumple la siguiente ecuación.

$$S2o= S2m+S2t$$

Donde:

S2o = S2 original

S2m = S2 medido en la pirólisis

S2t = S2 perdido/transformado, también llamado factor ϵ

Para el cálculo de S2t existen diferentes metodologías: 1) Cálculo del factor ϵ (Chen y Jiang, 2016) y 2) Cálculo de S2t (Sari *et al.*, 2015).

El primer método se basa en que la tasa de transformación (TR) puede ser expresada de la siguiente forma:

$$TR= (S1+\epsilon) / (S1+S2+\epsilon)$$

Donde:

TR = Tasa de transformación (calculada en el apartado anterior)

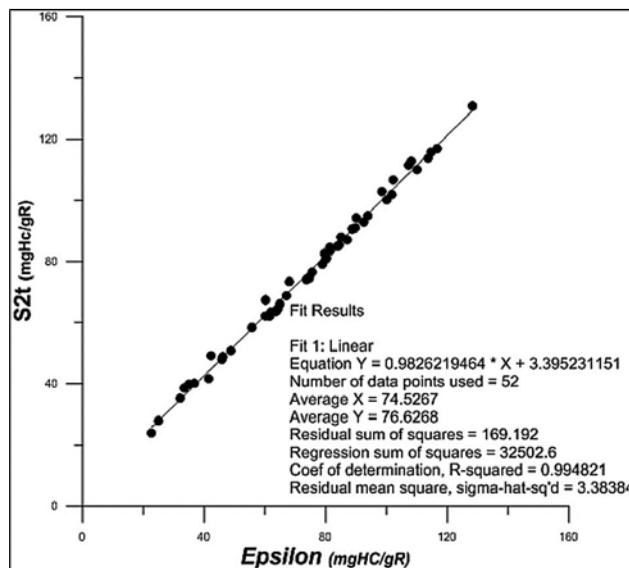


Figura 11. Correlación hidrocarburos transformados según métodos de Chen y Jian (2016), Epsilon y Sari *et al.* (2015) –S2t. Ambos métodos muestran valores muy similares.



SUPERVIELLE



Especialistas en gas y petróleo al servicio de tus proyectos

Brindamos productos pensados para uno de los sectores más comprometidos con el futuro de todos:

- Préstamos a medida
- Leasing
- Servicio de comercio exterior

#Superate

0810-333-7873
supervielle.com.ar

S1 = Pico S1 (mgHC/gR)

S2 = Pico S2 (mgHC/gR)

ϵ = Hidrocarburos que fueron transformados desde la materia orgánica (mgHC/gR)

De la ecuación anterior se despeja ϵ quedando la siguiente fórmula:

$$\epsilon = (TR \cdot S1 + TR \cdot S2 - S1) / (1 - TR)$$

El segundo método utiliza la siguiente fórmula.

$$S2t = S2 \cdot TR / (1 - TR)$$

Donde

S2t = Hidrocarburos que fueron transformados (ídem ϵ)

S2 = Pico S2 (mgHC/gR)

TR = Tasa de transformación.

En este trabajo se utilizaron los dos métodos observándose resultados muy similares (Figura 11). Los valores calculados mediante estas metodologías fueron levemente superiores a los estimados mediante el método de Schmoker (Sylwan, 2014) en un orden entre el 8% y el 12%. Los datos obtenidos fueron promediados en cada pozo dentro de la sección de interés y luego mapeados (Figura 12).

Nótese que la zona Norte es la que presenta una mayor transformación de la materia orgánica a hidrocarburos, alcanzando valores de 130 mgHC/gR. Hacia el ámbito de centro de cuenca este valor se reduce a 80-90 mgHC/g. Hacia la plataforma se observa una disminución de la masa de hidrocarburos transformados, debido al menor grado de madurez. Mientras que al oeste existe otra reducción coincidente con una merma en el COT observado en este sector de la cuenca (Figura 6).

Estimación del carbono orgánico total original (coto)

Conocido el valor S2t o factor ϵ se puede estimar el valor del COTo. Existen diferentes métodos para su cálculo. En este trabajo se emplearon 4 vías de análisis que se enumeran a continuación: 1) Método de Peters *et al.* (2005), 2) Método de Jarvie *et al.* (2007), 3) Método de Modica y Lapierre (2012) y 4) Método de Chen y Jiang (2016). Los resultados obtenidos por las metodologías 1 y 4 son muy

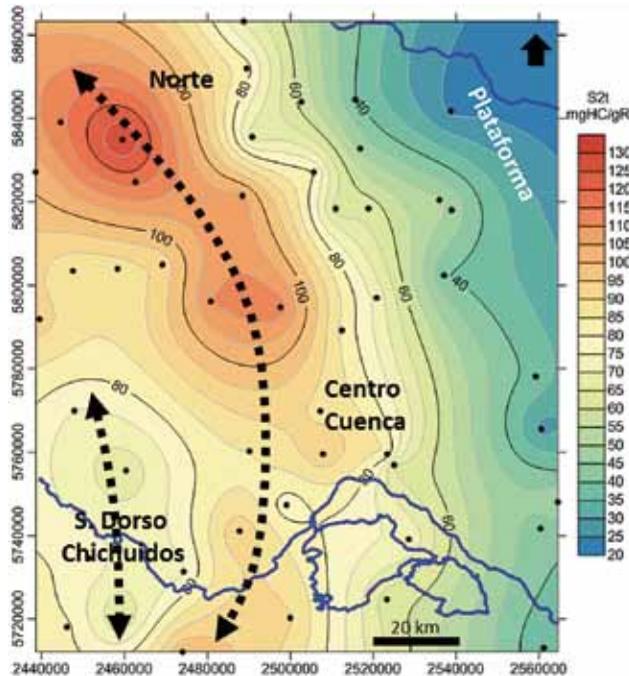


Figura 12. Mapa de hidrocarburos transformados.

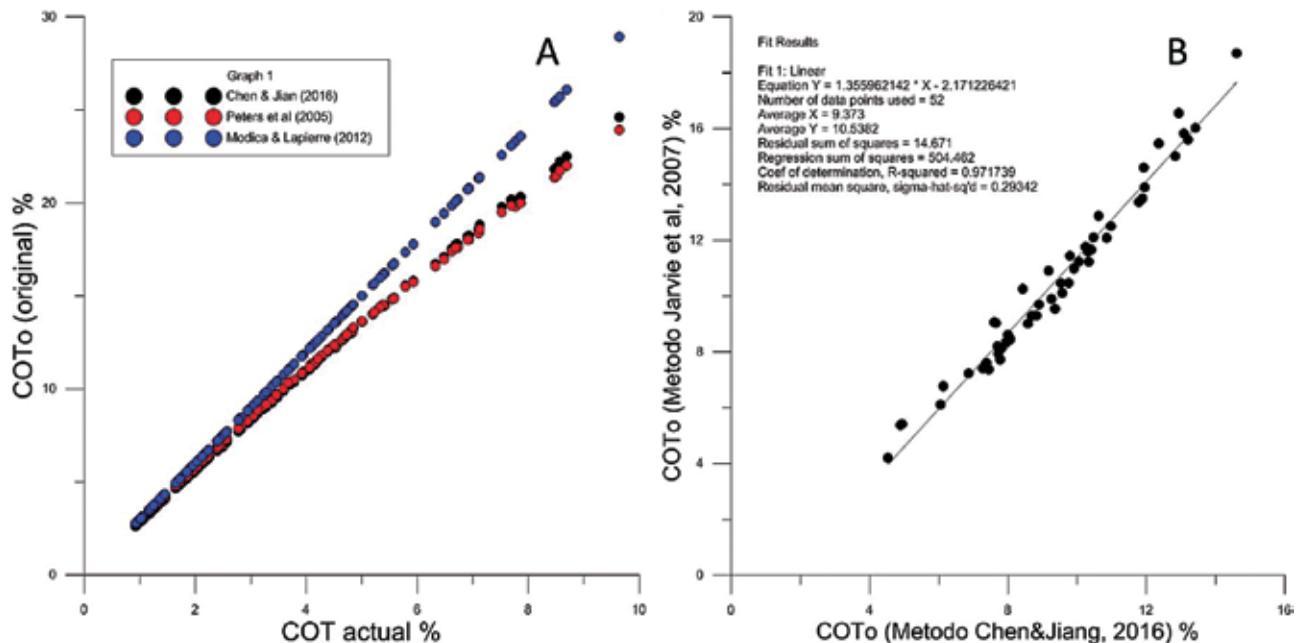


Figura 13. Comparación de diferentes métodos usados para calcular COTo. A) métodos de Chen y Jian (2016), Peters *et al.* (2005) y Modica y Lapierre (2012) para un mismo pozo. B) comparación entre Método de Chen y Jian (2016) y Jarvie *et al.* (2007) en muestras de diferentes pozos.

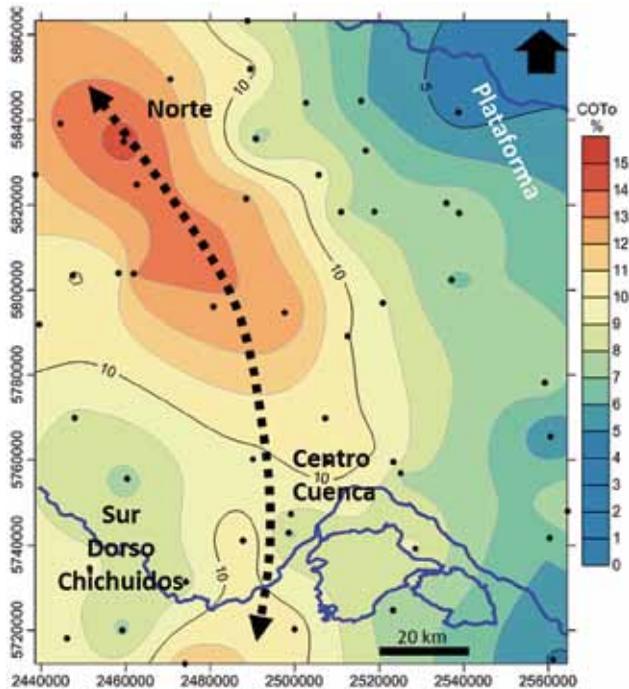


Figura 14. Mapa de COTo (carbono orgánico total original).

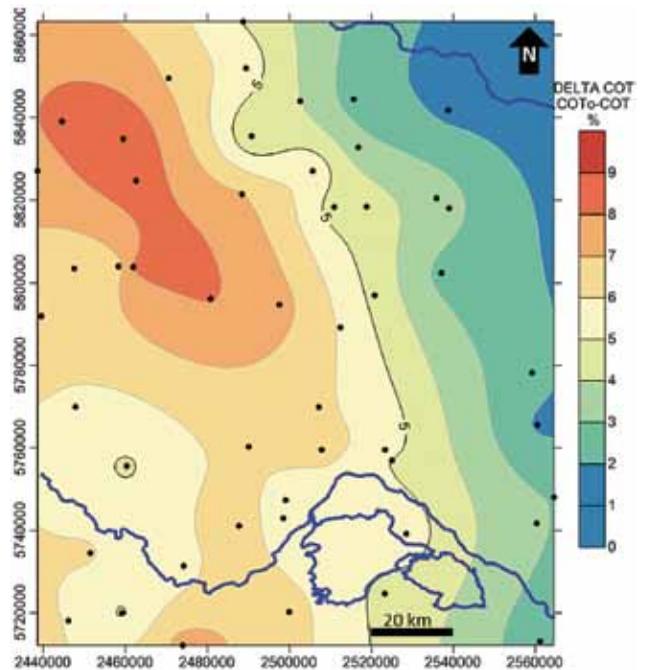


Figura 15. Mapa de DeltaCOT= COTo-COT. Este mapa muestra las regiones con mayor transformación de la materia orgánica.

similares. Los valores obtenidos aplicando los criterios 2 y 3 suelen ser mayores en un orden del 10% al 15% con respecto a los calculados en 1 y 4 (Figura 13). En este trabajo se prefirió usar el método 4 dado que mostraban los valores más bajos y, por lo tanto, los más conservadores. La fórmula utilizada para el cálculo de COTo se detalla a continuación:

$$COTo = COT / [1 - (\alpha * F * TR * (1 - 0.833 * COT / 100))]$$

Donde:

COTo = Carbón orgánico original

COT = Carbón orgánico medido

$\alpha = HIO / 1200$ donde HIO es el Índice de Hidrógeno original (en este caso 800 mg/gCOT)

$F = (S1 + \epsilon) / (S1 + S2 + \epsilon)$ donde S1 y S2 son los valores de pirólisis y ϵ es la masa de hidrocarburos transformada calculada en el apartado anterior TR = tasa de transformación.

Los valores de COTo obtenidos suelen ser 2,5 a 2,7 veces mayores al COT medido para pozos ubicados dentro de la ventana de gas, mientras que, esta relación baja entre 1,4 y 1,5 veces para pozos ubicados en la ventana de petróleo. Los valores de COTo obtenidos en cada pozo fueron promediados para toda la sección de interés y luego mapeados (Figura 14). Los mayores valores de COTo se ubican en el sector Norte alcanzando el 15% en peso mientras que el centro de cuenca presenta un valor de 8-9%.

La diferencia entre los mapas de COTo y COT (Figuras 14 y 6, respectivamente) es un indicador de la cantidad de carbono orgánico que fue transformada a hidrocarburos y debería mostrar coincidencias con el mapa de S2t (Figura 12). Las zonas con mayores diferencias son aquellas regio-

nes en donde se observa una mayor transformación de la materia orgánica (Figura 15). Por otro lado, la superposición de este mapa con el mapa de espesor mostraría las regiones que tienen mayor materia orgánica transformada y mayor espesor de roca con COT >2% (Figura 16).

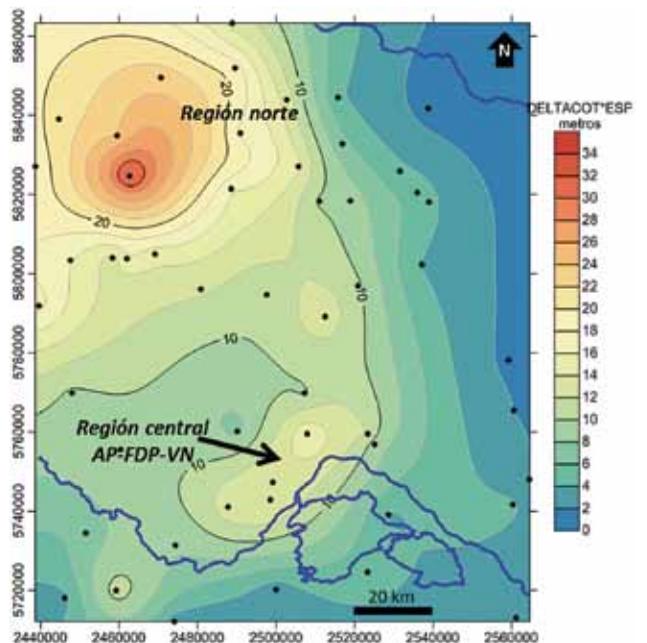


Figura 16. Mapa de DeltaCOT*Espesor. Este mapa muestra el desarrollo de dos regiones ubicadas en el centro de cuenca y en la región norte con las mejores condiciones de transformación de la materia orgánica y espesor.

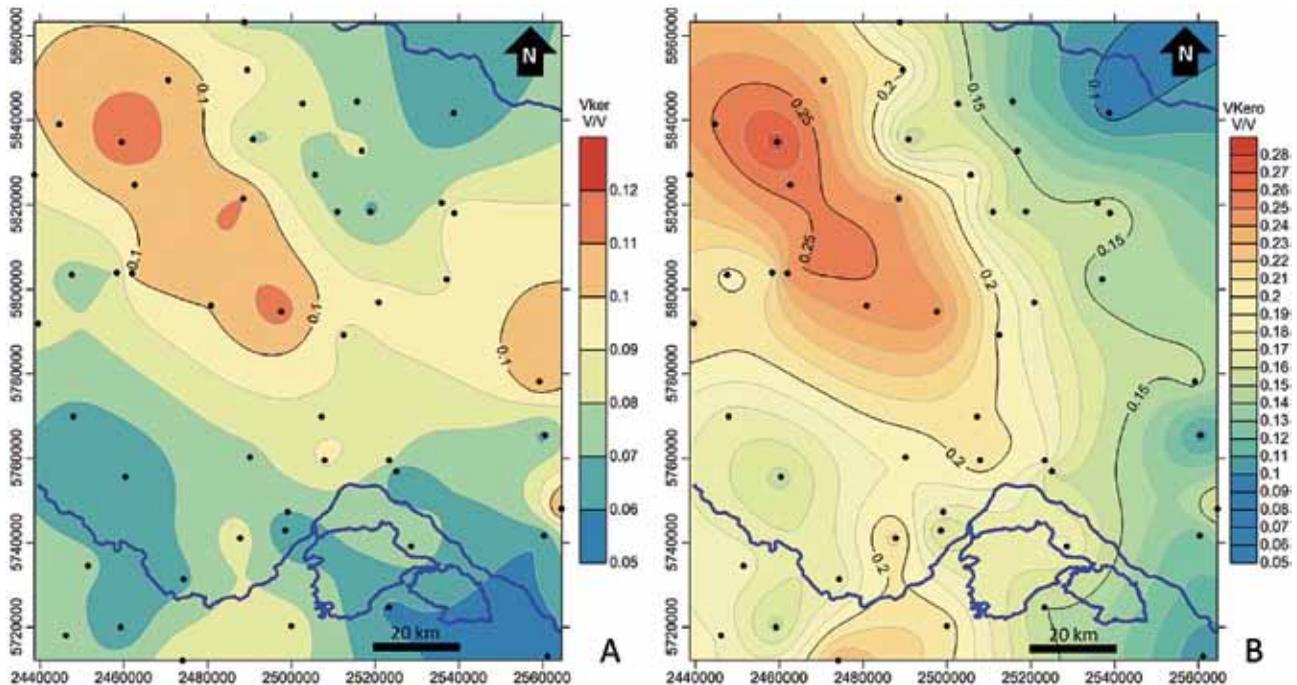


Figura 17. Mapas de Volumen de Kerógeno actual (Vker) y original (VKero). A) Mapa de Vker actual basado en el mapa del COT actual. B) Mapa de VKero (original) basado en el mapa de COTo.

Conversión cot y coto a volumen de kerógeno actual (vker) y original (vkero)

Para hacer la transformación de masa a volumen se asumieron dos premisas que no son estrictamente correctas, pero brindan una solución aproximada para el pasaje de

masa a volumen.

1. La densidad de la materia orgánica fue constante en toda la zona de estudio. El valor usado fue de 1.28 g/cm³ y la misma no varía con el tiempo.
2. La densidad de la roca seca se consideró constante y su valor es 2,66 g/cm³ en base a los valores de

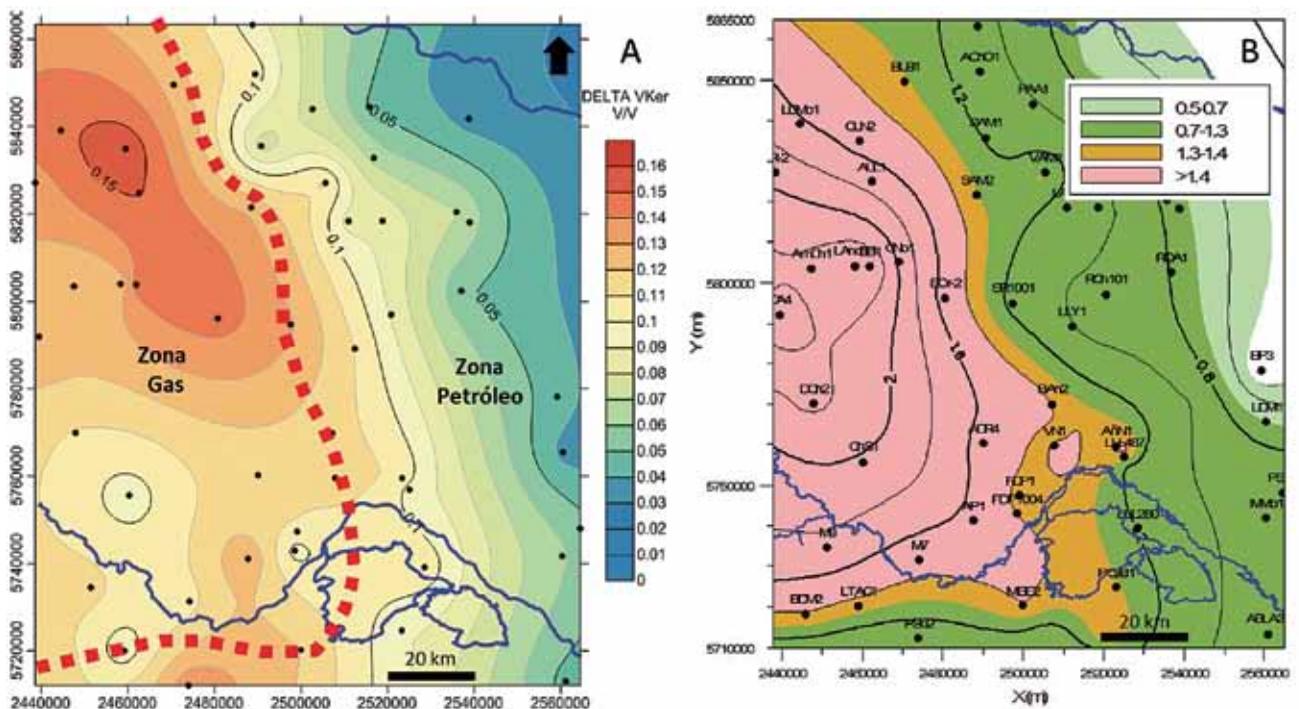


Figura 18. A) Mapa de Delta Vker (VKero-Vker). La línea roja punteada marca el límite entre la zona de petróleo y gas (usar solo como referencia). B) Mapa de Madurez Formación Vaca Muerta.

Reservoir Characterisation

A Tracer Production Log™ (TPL) gives you long term data to plan your next well:

- Measure oil, gas and water stage inflow to optimize future stimulation design.
- Compare geology with oil and gas productivity.
- Drill smarter - higher yields to lower costs.
- Optimize well spacing and well trajectory.
- Determine clean out efficiency.

**Save up to 66%
on drilling costs**

Difracción de Rayos X (DRX) obtenidos.

Con estas dos premisas, más la estimación de porosidades totales calculadas con registros de pozos, se transformó la masa de carbón orgánico a volumen de kerógeno a tiempo actual (V_{ker}) y original (V_{kero}). Este dato, si bien es impreciso servirá para evaluar la contribución de la porosidad orgánica en la porosidad total de la muestra. Finalmente, se calibró el V_{ker} obtenido con el V_{ker} que se obtuvo a partir de registros mineralógicos obteniendo un ajuste con un error entre el 8% y el 12%.

Los datos de V_{ker} y V_{kero} fueron nuevamente promediados en toda la sección de interés y luego mapeados (Figura 17). En términos generales, se observa que el V_{ker} actualmente representa entre el 5% y el 11% del volumen total de la roca. Cuando se lo compara con el V_{kero} , el V_{ker} habría alcanzado valores de hasta el 25%.

Cuando se realiza la resta entre V_{kero} y el V_{ker} se obtiene un mapa de DELTA V_{ker} que muestra aquellas regiones que han sufrido las mayores modificaciones en el volumen poral. Esta variación se produjo por la transformación de la materia orgánica a hidrocarburos (Figura 18). En términos generales se puede apreciar que la región con hidrocarburos líquidos muestra una variación en el volumen entre el 5% y el 11%, mientras que para la región gasífera esta variación llega hasta el 15%.

Cálculo de porosidad orgánica (phiorg)

Para la estimación de la porosidad orgánica existen diferentes metodologías, pero como para el cálculo de COT_o se ha trabajado con las fórmulas de Chen & Jian (2016), se

considera adecuado mantener este método de estimación. Por lo tanto, la fórmula utilizada fue la siguiente:

$$PHIORG = 1.2 [COT_o * a * F * TR * (1 - (8.33E-3 * COT))] * (\rho_b / \rho_k)$$

Donde:

PHIORG = Porosidad orgánica
 COT_o = Carbono orgánico total original
 COT = Carbono orgánico total medido
 a = $Hl_o / 1200$
 F = $(S1 + \epsilon) / (S1 + \epsilon + S2)$
 TR = Tasa de transformación
 ρ_b = Densidad matriz = 2,66 g/cm³
 ρ_k = Densidad kerógeno = 1,28 g/cm³

La PHIORG representa la porosidad presente en la materia orgánica. Para referir este valor al volumen total de roca se debe aplicar la siguiente fórmula:

$$PHIMO (V/V) = (PHIORG / 100) * V_{ker} (V/V)$$

Donde:

PHIMO = Porosidad orgánica en V/V total de Roca
 PHIORG = Porosidad orgánica
 V_{ker} = Volumen de kerógeno

Los datos de PHIORG calculados son elevados por tres razones.

- 1) El COT presente en la Fm. Vaca Muerta es elevado a pesar de su alta tasa de transformación (TR).
- 2) Los valores de COT_o promedian entre 1,5 y 2,7 veces el valor de COT medido a tiempo presente.
- 3) La masa de carbono orgánico total transformada a

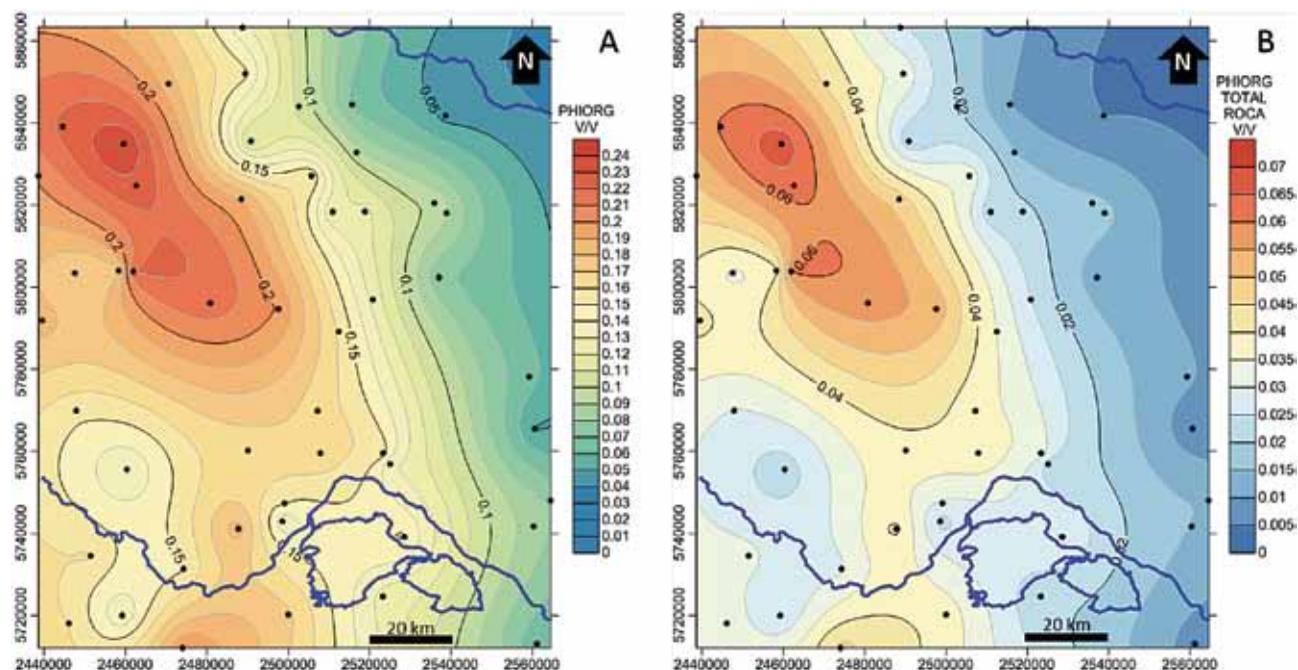


Figura 19. A) Mapa de porosidad orgánica B) Mapa de porosidad orgánica expresada en Volumen Total de Roca.

volumen representa entre el 5% y el 12% del volumen total de la roca, pero originalmente este valor habría llegado hasta el 25% en volumen.

Los valores de PHIORG fueron mapeados y muestran que la porosidad que tiene la materia orgánica varía entre el 5% y el 25%. Cuando son afectados por el volumen de kerógeno (Vker), el volumen poral orgánico representa entre el 2% y el 6% del volumen total de la roca (Figura 19).

Conclusiones

Las observaciones más relevantes se pueden resumir en los siguientes puntos.

- 1) El análisis de los datos de pirólisis permite hacer cuantificaciones de diferentes parámetros de manera rápida y esencialmente con un bajo coste.
- 2) El índice de hidrógeno original de la Formación Vaca Muerta ronda entre 750 a 800 mgHC/gCOT aunque se han observados muestras que indican que este valor puede ser superado.
- 3) La tasa de transformación (TR) en la zona de estudio es de 0,5 en las regiones orientales y llega casi a 1 en el centro de cuenca. Esto indica un elevado grado de evolución termal y un bajo potencial remanente en el sector de mayor transformación.
- 4) La masa de hidrocarburos generados es mayor a 40 mg HC/gRoca y llega hasta 130 mg/gR.
- 5) El porcentaje de carbono orgánico total original alcanza valores de hasta el 15% promedio.
- 6) La región Norte y el centro de cuenca son las áreas que presentan mejor combinación entre contenido orgánico y espesor.
- 7) El volumen de kerógeno presente en la roca puede llegar hasta el 12%, pero inicialmente el mismo pudo haber alcanzado hasta el 25% del total de la roca.
- 8) La porosidad orgánica varía entre el 2% y el 6% del volumen total de roca. Los valores de porosidad orgánica más altos se observan en la zona de mayor COT y mayor madurez.

Agradecimientos

Agradecemos a las autoridades de Tecpetrol por permitir la publicación de este trabajo. Asimismo, agradecemos especialmente a Carlos Sylwan, Jorge Rodríguez y Carlos Macellari por sus observaciones y sugerencias que ayudaron a mejorar la versión original de este trabajo.

Referencias citadas

Chen, Z y C. Jiang, 2016, "A revised method for organic porosity estimation in shales reservoirs using Rock-Eval data: Example from Duvernay Fm., in the Western Canada Sedimentary Basin". AAPG Bulletin v.100 # 3.

Jarvie, D., R. Hill, T. Ruble, y R. Pollastro, 2007, "Un conventional shales gas system: The Mississippian Barnett shale of North-Central Texas as one model for thermogenic shale gas assessment", AAPG Bulletin, v. 91.

Justwan, H. y B. Dahl. 2005, "Quantitative hydrocarbon potential mapping and organofacies study in the Greater Balder area, Norwegian North Sea". En: A. G. Dore and B. A. Vining, (eds.), Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives. Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference: Geological Society, London.

Kuchinskiy, V., 2013, "Organic porosity study: Porosity development within organic matter of the Lower Silurian and Ordovician source rocks of the Poland shale gas trend". AAPG Search and Discovery article 10522.

Modica, C. J., y S. G. Lapiere, 2012, "Estimation of kerogen porosity in source rocks as a function of thermal transformation: Example from the Mowry shale in the Powder River Basin of Wyoming", AAPG Bulletin, vol. 96, # 1.

Peters, K. E., 1986, "Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis". AAPG Bulletin, v.70.

Peters, K., C. Walters y J. Moldowan, 2005, *The biomarker guide*, Volume 1, Cambridge University Press.

Rodríguez Monreal, F., H. Villar, R. Baudino, D. Delpino y S. Zencich, 2009, "Modelling an atypical petroleum system: A case study of hydrocarbon generation, migration and accumulation related to igneous intrusions in the Neuquén Basin. Argentina". *Marine and Petroleum Geology*, 26 (4).

Sari, A., A. Moradi, Y. Kulaksiz y A. Yurtoglu, 2015, "Evaluation of the hydrocarbon potential, mineral matrix effect and gas-oil ratio potential of oil shale from the Kabalar Formation, Goynuk, Tur-key". *Oil Shale*, vol. 32.

Schmoker, J., 1994, "Volumetric Calculation of hydrocarbons generated". En: Magoon, L y W. Dow eds., *The petroleum system from source to trap*, AAPG, Memoir 60.

Spacapan, J., O. Palma, R. Manceda, E. Rocha, O. Galland, H. Leanza, R. Ruiz e I. Labayen. 2017, "Modelado de sistemas petroleros asociados a intrusiones ígneas en pelitas ricas en materia orgánica. El caso de las Formaciones Vaca Muerta y Agrio en el Sur de Mendoza. Argentina". XX Congreso Geológico Argentino.

Sylwan, C. 2014, "Source rock properties of Vaca Muerta Formation, Neuquina Basin, Argentina", IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de recursos no convencionales: Ampliando el horizonte energético.

Un repaso por uno de los eventos técnicos de mayor vanguardia de la industria

Exitosas Jornadas de Innovación Tecnológica

A sala llena se realizaron, los días 6 y 7 de agosto de 2019, las 3^{er} Jornadas de Innovación Tecnológica (JIT3), organizadas por la Comisión de Innovación Tecnológica (CIT) del IAPG, y con el apoyo de SPE argentina, en el auditorio de Techint de la calle Della Paolera de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Dentro del contexto global, nuestra industria está asistiendo a cambios sustanciales fruto de la digitalización de la información y el conocimiento. A la vez, la exploración de formas alternativas de energía, o de utilización de las formas conocidas, impulsan nuevos desarrollos. Si bien estos

cambios forman un continuo en el tiempo, actualmente se observa una marcada aceleración, lo que fue reflejado por Sergio Fernández Mena en su presentación de apertura. El impulso actual de la digitalización en la industria se manifiesta en las asociaciones entre gigantes tradicionales de la industria y otros provenientes de tecnologías digitales, como Total-Google, o Exxon-Microsoft y Exxon-IBM.

En consonancia con este contexto, las JIT3 marcan un punto de crecimiento en la CIT, y auguran unas muy fructíferas próximas JIT4.0. Presentamos aquí un sumario de las JIT3 y de las actividades de la CIT.

La evolución de las JIT es la siguiente:

- 1^{er}as Jornadas (Big Data & Data Analytics, 2016):
 - 1 día, 157 inscriptos.
 - 13 presentaciones.
- 2^{as} Jornadas (Integrando el mundo físico y el digital, 2017):
 - 2 días, 220 inscriptos.
 - 31 presentaciones, 2 Keynotes.
- 3^{er}as Jornadas (Integrando el mundo físico y el digital, 2019):
 - 2 días, 220 inscriptos.
 - 21 presentaciones, 2 Keynotes, 1 Special, 1 Mesa Redonda, Pósters, Premios para trabajos destacados.



Por **Santiago Serebrinsky**, Presidente de la Comisión de Innovación tecnológica del IAPG.

audiencia, y de los integrantes de la mesa redonda que se describe a continuación.

Las aperturas de cada uno de los días fueron realizadas por altos ejecutivos de empresas locales: el primer día por Sergio Fernández Mena (CTO de YPF) y el segundo día por Alejandro Lammertyn (*Chief Digital and Planning Officer de Tenaris*). En ambos casos se destacó la importancia que la digitalización está marcando en la industria actual y, a la vez, conservando un profundo conocimiento de los procesos físicos para lograr una integración efectiva de las nuevas tecnologías.

El Keynote Speaker del primer día, Ganesh Thakur (CTO de Geo-Park y expresidente de SPE Internacional) describió aspectos y técnicas diversas en Data Analytics y Big Data, dando ejemplos exitosos de aplicación. El Keynote Speaker del segundo día, Gerald McDermott (Profesor, Universidad de South Carolina) abordó las condiciones requeridas en el ecosistema industrial para desarrollar las Pymes del mundo energético, identificando la necesidad de desarrollar puentes que vinculen las capacidades actuales existentes en nuestra región para satisfacer las demandas que surgen desde el sector.

La mesa redonda sobre “Metodologías y políticas de innovación. Creando una ventaja competitiva” fue

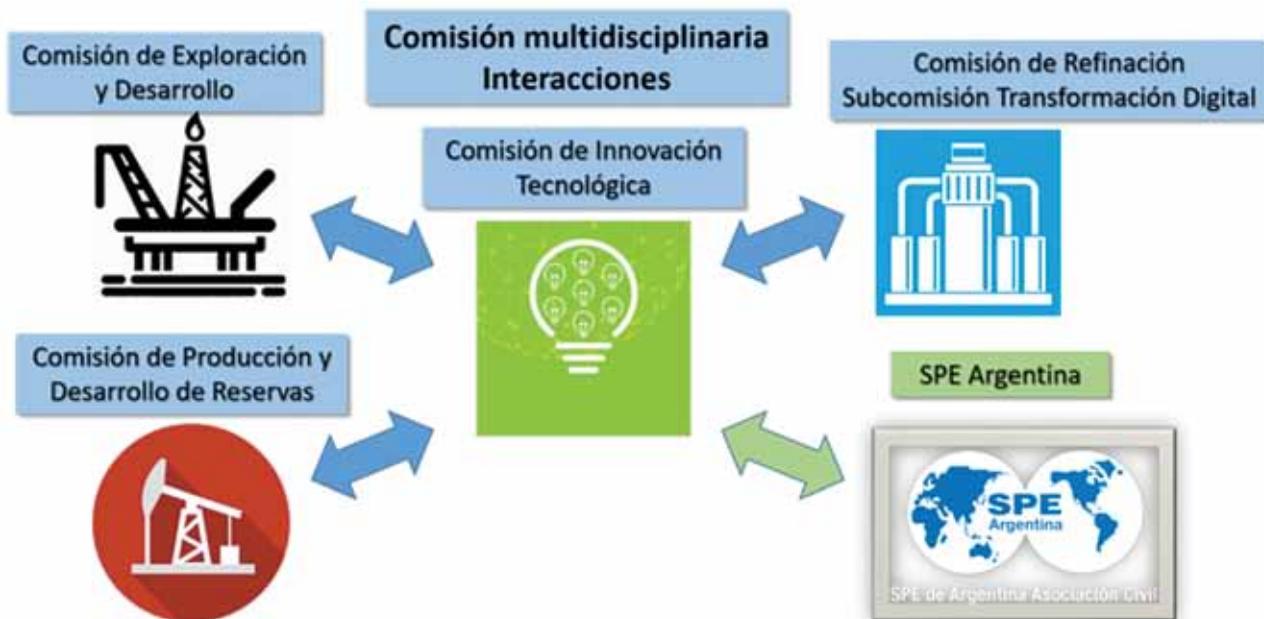
integrada por Santiago Sacerdote (Gerente General, Y-TEC), Marcelo Ramos (CTO, Tenaris), Miguel Laborde (VP de Asuntos Tecnológicos, Conicet) y Sabina Schneider (Chief Solutions Officer, Globant), y moderada por Horacio Cuervo (Innovation Advocate, IBM). Esta variada representación promovió una enfática discusión sobre los roles que los distintos actores pueden tomar para dinamizar la innovación tecnológica, maximizando la utilización de las capacidades del sistema científico-tecnológico. Con igual energía se mencionaron pasos que deberíamos dar en esa dirección.

Los trabajos presentados fueron de una alta calidad y, en general, con una demostración de aplicación exitosa. Resultaron premiados como mejores trabajos “Cambiando el paradigma de monitoreo en pozos petroleros”, por Gustavo Moreno, Abel Gárriz, Agustín Faccipieri y Fernando Sánchez (Y-TEC), “Mantas hidrofóbicas y oleofílicas”, por Federico Trupp, Nicolás Torasso, Gerardo Rubiolo, Diana Grondona y Silvia Goyanes (LP&MC, Universidad de Buenos Aires), “Asfaltos: problemáticas y soluciones”, por Yanina Bava, Mariana Geronés y Mauricio Erben (CEQUINOR-CONICET) y “El rol de la tecnología basada en la nube en la geonavegación de pozos horizontales: Geociencias en tiempo real”, Fernando Spasoff, Luis

- Jornadas 4.0 (Datos, Energías, Integración, 2021):
 - 3 días
 - Presentaciones, Keynotes, Special, Mesa Redonda, Live demo, Concurso de innovación, entre otros.

En las JIT3 se ha enfatizado la participación del abanico completo de la industria, incluyendo empresas productoras, de servicios, de investigación y desarrollo, entes gubernamentales, profesores y estudiantes universitarios. Todo estuvo representado en la composición del conjunto de presentadores de trabajos, de la





Apud y Rafael Aguilar (YPF, Rogii).

Las JIT3 cubrieron ampliamente las expectativas y estuvieron alineadas con la misión de la CIT:

- Conectar a la Comisión de Innovación Tecnológica con los referentes en innovación a nivel de la industria.
- Atraer a la Comisión a empresas e instituciones interesadas en partici-

par en innovación tecnológica en la industria Oil & Gas tanto como oferentes como demandantes.

- Promover mecanismos de incorporación de innovación tecnológica aplicables a proyectos de Oil & Gas.

Actualmente la CIT desarrolla acciones propias y en coordinación

con otras comisiones e instituciones, por su condición transversal y multidisciplinaria.

Para informarse sobre las actividades: www.iapg.org.ar/web_iapg/comisiones/interdisciplinarias/comision-de-innovacion-tecnologica o escribir a Santiago Serebrinsky santiago.serebrinsky@ypf-tecnologia.com o Actividades Técnicas IAPG actividadestecnicas@iapg.org.ar





CURSOS IAPG

Capacitación especializada para profesionales y técnicos de la industria del petróleo y del gas



Cursos Presenciales

- En instalaciones del IAPG, ya sea en Buenos Aires como en las Seccionales
- Publicados en el sitio web del IAPG
- Intensivos, de 2 a 5 días de duración, con entrega de Certificado de asistencia o aprobación



Cursos In Company

- Adaptados a las necesidades de las empresas
- Se pueden dictar en cualquier lugar del país y del exterior
- Disponibles para grupos chicos y grandes, pueden incluir evaluación final



Cursos Online

- Curso básico: La industria de E&P de Petróleo y Gas Natural
- Herramientas de Proyecto: WBS – Administración de alcance
- Registros de Pozos 1
- Registros de Pozos 2

Para más información: cursos@iapg.org.ar

La nueva gestión en el mundo incierto del petróleo y del gas

A photograph of an oil pumpjack in a desert landscape. The pumpjack is black with an orange counterweight. In the background, there are snow-capped mountains under a clear sky. The foreground is a rocky hillside with sparse, dry vegetation.

Por **Gastón Francese**,
Tandem Soluciones de Decisión

En esta serie de artículos para *Petrotecnia*, el autor propondrá analizar las prácticas que deben implementar las empresas del O&G con el fin de asegurar optimizar prácticas, como la toma de decisiones.

Metodologías de medición y desarrollo de las capacidades organizacionales en empresas del sector



En un contexto de alta volatilidad y pocas certezas, las compañías de gas y petróleo deben desarrollar ciertas habilidades que les permitan tanto liderar el cambio como asegurar su éxito y sustentabilidad. A través de un modelo de cinco ejes, se propone la medición y el desarrollo de las capacidades organizacionales en empresas del sector. **¿Cuáles son esas prácticas que deben implementar para**

asegurar agilidad y maximizar la velocidad de decisión?

Las empresas de la industria del petróleo y del gas se enfrentan, probablemente, a uno de los desafíos más críticos de su historia: poder evolucionar su forma de gestionar al punto de reconvertirse en organizaciones sumamente efectivas, capaces de ser líderes en un mundo dinámico y altamente incierto. Esta necesidad de transfor-

mación se debe a que las capacidades organizacionales que les habían permitido crecer y evolucionar hasta hoy no serán las mismas que deberán desarrollar para liderar en el mundo que se avecina. Así, deberán anticiparse con claridad a los nuevos desafíos, decidir con velocidad una vez identificado el cambio, modificar la manera de operar y ejecutar con flexibilidad cuando se haya definido un rumbo y, sobre todo, instalar comportamientos y rasgos culturales que aseguren líderes que enfrenten riesgos, fallen, aprendan y se adecuen rápido para impactar en los resultados.

En base al trabajo realizado sobre empresas líderes de la industria, Tandem ha desarrollado un marco metodológico que mide rápidamente la agilidad para operar y la velocidad para tomar decisiones en empresas de petróleo y gas. Hemos combinado las técnicas de agilidad aplicadas con éxito en otras industrias con las herramientas actuales de gestión de datos y decisiones para desarrollar el modelo “Agilidad en la Gestión y Operación de Petróleo”, un marco que permite medir, detectar y desarrollar aquellas capacidades que puedan transformar a las empresas del sector.

En una serie de artículos abordaremos las claves de la aplicación de estas metodologías en la industria y recorreremos las mejores prácticas para el desarrollo de nuevas capacidades y su implementación eficaz en organizaciones de nuestra región.

El modelo de Agilidad de Gestión y Operaciones busca asegurar las capacidades fundamentales con las que empresas de petróleo y gas deben contar para triunfar, liderar el cambio y asegurar su sustentabilidad en un entorno de alta volatilidad, dinamismo e incertidumbre. Para ello, se plantean cinco ejes en los que agrupar las capacidades críticas y se propone la medición y el desarrollo de cada uno de ellos de manera complementaria.

Los cinco ejes del modelo son los siguientes: 1. El planeamiento dinámico (*Continuous Dynamic Planning*), 2. La inteligencia de datos (*Decision Intelligence*), 3. Las herramientas de decisión en incertidumbre (*Decision Analysis*), 4. La agilidad de gestión en equipos, roles y rutinas (*Management Agility*), y 5. Los comportamientos del líder del futuro (Figura 1).



Figura 1. Los cinco ejes del modelo de Agilidad de Gestión y Operaciones.



1. El planeamiento dinámico.

En entornos altamente inciertos resulta más crítica y necesaria la planificación. Sin embargo, los procesos tradicionales, por lo general rígidos, con ciclos fijos y con centros de costos independientes, suelen ayudar poco a la gestión efectiva en estos contextos.

Un planeamiento dinámico debe asegurar:

- Una visión de largo plazo alineada. En tiempos volátiles, más que nunca, se debe tener una claridad incuestionable con respecto al largo plazo del negocio y de la organización, ya que el mediano y el corto plazo probablemente deberán adaptarse y responder a cambios no previstos, es el largo plazo el que traerá claridad de rumbo y permitirá alinear a la compañía dándole un sentido, un propósito y un rumbo diferenciador específico.
- Anticipación a los cambios. Las variaciones en tendencias no se detectarán si no las buscamos activamente. Las organizaciones que primero detecten estas transformaciones serán aquellas que logren asignar recursos e instalar herramientas para escudriñar los

cambios de hábitos, comprender los *insights* o preferencias de los consumidores y, sobre todo, anticipar las modificaciones en tendencias del contexto.

- Un ciclo de planeamiento continuo y conectado con el contexto. Los procesos con ciclos anuales, que rigen hoy las decisiones de asignación de recursos, asumen que los mercados, las tendencias de los consumidores y los cambios

relevantes en el contexto en el que operamos también respetan los calendarios gregorianos. Lamentablemente, esto no es así y los ciclos de planeamiento deben proyectar un número fijo de períodos hacia adelante, refrescando los planes con frecuencias trimestrales o mensuales y extendiendo sus proyecciones más allá de los 12 meses.

- Una revisión ágil y la adaptación de la asignación de recursos. Fi-



nalmente, un proceso de planificación flexible no tendrá impacto en la gestión del negocio si no logra modificar de manera dinámica la asignación de los recursos. Será crítico instalar las herramientas de gestión y ajustar los procesos como para reasignarlos hacia las áreas que los requieran y poder generar valor, respondiendo y adaptándose a los cambios de contexto.



2. La inteligencia de datos.

En la actualidad la cantidad de datos disponible, la tecnología y la capacidad de procesamiento nos permiten potenciar nuestras decisiones. Años atrás, para analizar antecedentes históricos debíamos evaluar los pocos casos que teníamos o elegir una muestra lo más representativa posible para poder procesarla con la tecnología existente. Sin estas dos restricciones de la estadística tradicional, no incorporar los grandes volúmenes de datos a nuestras decisiones es sinónimo de dejar una enorme fuente de valor en el camino.

Sin embargo, a lo largo de nuestra experiencia nos hemos encontrado muchas veces con empresas que generan y almacenan enorme cantidad de información, pero no tienen claro para qué utilizarla y cómo transformarla en una palanca que impacte en los resultados del negocio. La metodología de *Decision Intelligence* propone realizar el proceso inverso: comenzar definiendo claramente cuál es el objetivo o KPI en el que se busca impactar, comprender qué decisiones habría que tomar para alcanzarlo y, luego, buscar o generar los datos que nos permitan robustecer el análisis.

Por lo general, una de las mayores barreras para llevar esto a la práctica es lograr una comunicación efectiva entre dos lenguajes distintos. Por un lado, el lenguaje del científico de datos, experto en programación, en el análisis estadístico y en la generación de algoritmos para procesar la información. Por otro lado, las necesidades de negocio, con la urgencia de alcanzar resultados, en un plazo definido y bajo determinadas condiciones. Lograr un idioma en común entre ambos es fundamental para implementar una estrategia de *Decision Intelligence* efectiva.



3. Las herramientas de decisión en incertidumbre.

La toma de decisiones no solo requerirá de datos, sino también de las herramientas y metodologías de análisis que permitan comprender y gestionar el riesgo de manera efectiva. Las metodologías de Análisis de Decisiones o *Decision Analysis* (DA) han evolucionado permitiendo su simplificación de manera notoria. Simulaciones que poco tiempo atrás requerían de días de procesamiento, hoy pueden correrse en teléfonos celulares en una fracción de segundos.

De todas maneras, aún con la posibilidad de analizar riesgos y tomar decisiones mucho más rápido, cada problema debe ser evaluado con la complejidad metodológica que le permita encontrar un balance entre calidad y velocidad de decisión. Es importante entender y clasificar los diferentes requerimientos de complejidad de análisis y asignar las herramientas adecuadas para cada uno de ellos. El índice de DA permite establecer el tipo de herramienta y abordaje requerido para una situación, aplicando solo la complejidad mínima necesaria para tomar la decisión rápido.

Por lo general, tradiciones de requerimientos burocráticos hacen que se demoren decisiones o que se dejen de aplicar las herramientas por care-

cer de tiempo para hacerlo. Será clave, entonces, diferenciar los procesos y las herramientas en base al valor adicional generado por una decisión rápida.



4. La agilidad de gestión en equipos, roles y rutinas.

Una vez tomada la decisión, se deberá asegurar la capacidad para ejecutarla e implementarla. La agilidad de gestión implica minimizar los tiempos de escalamiento y cascadeo a lo largo de la jerarquía y para lograrlo se debe asegurar una combinación de tres herramientas de gestión sumamente efectivas:

- a) Equipos ágiles: la capacidad de decisión claramente centralizada –y no diseminada por la organización– ayudarán a ganar en eficiencia. Sin embargo, cuando se trata de tiempo crítico, esta centralización destruye nuestra capacidad de respuesta. De allí que resulte fundamental empoderar equipos multifuncionales con poder de decisión para reducir drásticamente los tiempos de respuesta y asegurar un mayor impacto en la gestión local. Pero, para que estos equipos funcionen, se los deberá dotar de metodologías ágiles de decisión, que aseguren no solo su velocidad,



sino también la calidad y confiabilidad necesaria de su gestión.

b) Roles ágiles: los equipos ágiles traerán a la organización ambigüedad sobre quién decide qué, cómo y cuándo. La clarificación de su participación en el proceso de decisión será crítica para permitir la interacción eficiente con el resto de la organización.

c) Rutinas ágiles: el esquema tradicional de reuniones rara vez permite tomar decisiones rápidas. Por el contrario, carga las agendas, diluye las responsabilidades y demora las decisiones. Instalar rutinas ágiles requerirá limpiar los procesos de encuentros innecesarios, redefinir quién participará de cada uno y establecer pautas estructuradas de preparación y desarrollo de estas reuniones. Un sistema ágil de encuentros podría reducir a

la mitad el tiempo requerido en ellos y duplicar, así, la cantidad de decisiones tomadas por una organización.



5. Los comportamientos del líder del futuro.

Estos cambios organizacionales no tendrán impacto en resultados, no serán sostenibles en el tiempo ni tendrán un funcionamiento natural si no se logra asegurar un set de valores, hábitos y comportamientos, que pueden incluir cambios en los estilos de liderazgo. Veamos algunos ejemplos:

Animarse a tomar riesgo y a fallar: en esta nueva filosofía de trabajo ágil, fallar es parte fundamental del proceso. El resultado no deseado será una de las respuestas posibles (y esperables) al enfrentar una incertidumbre. De todos modos, sentirse cómodo con el riesgo

no será suficiente; buscar el error resultará indispensable para poder aprender rápido y de manera controlada.

Accountability: que el líder reconozca su rol como decisor y gestor del cambio le implicará hacerse cargo de los costos de los escenarios no deseados, ser capaz de dar respuesta sobre los desvíos y, a partir de ellos, diseñar nuevos cursos de acción.

Humildad para aprender: renunciar a las altas cuotas de soberbia permitirá a los líderes de este nuevo paradigma de gestión reconocer fácilmente sus errores y aprender de ellos para favorecer, al mismo tiempo, ese aprendizaje tanto en sus equipos como en el conjunto de la organización.

Estos cinco ejes conforman las capacidades clave que una organización debe desarrollar para asegurar su agilidad y maximizar su velocidad de decisión. Queda claro que el primer paso para hacerlo será medir y que el inicio del proceso de transformación implica hacer un diagnóstico de nuestra salud organizacional respecto de estos cinco ejes.

Este análisis se realiza en base a la medición cuantitativa de indicadores duros de operación (como tiempos de aprobación, compras, modificación de recursos) y se los complementa con el cálculo de indicadores blandos de gestión (*Empowerment, Accountability, Simplicity, Meeting Burden*). De esta manera, se podrán detectar tanto las áreas críticas de desarrollo y enfocar sobre esos puntos los esfuerzos de cambio, como así también impactar rápidamente en los objetivos de la organización y en los resultados de negocio. ■



CABLES DE ACERO
ESLINGAS
ACCESORIOS

(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com



Garantía de calidad para las más altas exigencias y diversas aplicaciones.

Grosby Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

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

VISITENOS EN
AOG EXPO 2019
Stand 2C-02 - HALL 2



iAPG

**Cursos
Online**

Los cursos se desarrollan bajo la modalidad online, a través de la plataforma de cursos de **IAPG Online**. La misma se encuentra disponible 7x24, es decir **los 7 días de la semana las 24 h.** posibilitando el acceso en cualquier hora del día según la disposición del participante.

Esta forma de trabajo, **personalizada y adaptada** a las necesidades y posibilidades de cada participante garantiza un aprendizaje efectivo con herramientas sumamente fáciles de utilizar

Registros de Pozo

Instructor: Alberto Khatchikian

Los dos cursos están estructurados en módulos independientes que pueden ser completados entre 3 a 5 horas cada uno e incluyen trabajos prácticos. Se explica en cada registro primero el principio de funcionamiento y luego la aplicación a la evaluación de formaciones. Cada nivel tiene contenidos, objetivos y destinatarios específicos.

Registros de Pozo I

Curso Básico

Al completar este nivel los profesionales y técnicos de la industria serán capaces de leer correctamente un registro y hacer una evaluación rápida del potencial de un pozo.

Asimismo, los jóvenes profesionales podrán familiarizarse con los registros de pozo abierto y su uso en la evaluación de formaciones.

Registros de Pozo II

Curso Avanzado

Este curso es complementario del nivel básico y está dirigido a profesionales y técnicos que utilizan registros de pozo en las etapas de exploración, desarrollo y workover.

Incluye registros no vistos y se explican los fundamentos de la Evaluación de Formaciones con registros de pozo abierto y entubado y control de calidad de los mismos, como etapa previa a la evaluación.

Para más información: cursos@iapg.org.ar

Este trabajo describe el desarrollo de un prototipo de manta oleofílica e hidrofóbica con alta capacidad absorbente que pueda ser utilizada en la recuperación y la remoción de hidrocarburos en derrames acuosos.

Mantas oleofílicas hidrofóbicas

Por **Federico Trupp**, **Nicolás Torasso** y **Silvia Goyanes** (Laboratorio de Polímeros & Materiales Compuestos, Departamento de Física, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires); **Gerardo Rubiolo** (Gerencia Materiales - CNEA / Instituto Sábato, UNSAM/CNEA), **Diana Grondona** (Instituto de Física del Plasma, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires).



La protección de los suelos debido al frecuente derrame de hidrocarburos es una práctica habitual en la industria del petróleo. Para ello se utilizan mantas absorbentes oleofílicas e hidrofóbicas en las cercanías de los pozos de extracción y las destilerías, con la finalidad de retener de manera selectiva el líquido derramado, sin absorción de agua. Además, este tipo de productos pueden ser utilizados en estaciones de servicio, indus-

trias aceiteras, en la limpieza de derrames de solventes orgánicos como tolueno y benceno, entre otros.

Si bien la industria del petróleo en la Argentina cuenta con proveedores establecidos de mantas oleofílicas, existe la necesidad de optimizar la relación eficiencia/costo con el fin de minimizar el impacto ambiental de la industria de forma económica. En este sentido, uno de los parámetros cruciales que caracteriza a las mantas



Objetivo

El objetivo de este trabajo fue el desarrollo de un prototipo de manta oleofílica e hidrofóbica con alta capacidad absorbente que pueda ser utilizada en la recuperación y la remoción de hidrocarburos en derrames acuosos. Además, se propuso hacerlo con una técnica y con materiales que permitan su escalado para la producción industrial.

Desarrollo y resultados

El desarrollo nace en el contexto de una tesis doctoral en física, investigando descargas en plasma de radiofrecuencia con distintos gases carbonáceos como precursores para la síntesis de estructuras nanométricas. Se logró obtener un polvo compuesto por nanopartículas poliméricas que se aglomeran conformando una red porosa nanoestructurada (Figura 1). Este material es altamente hidrofóbico y oleofílico; es decir, repele el agua y a su vez absorbe aceites e hidrocarburos.

La estructura del material es principalmente mesoporosa (Figura 2) y funciona como absorbente de derrames. En el caso de accidentes sobre el agua, tiene un efecto coagulante sobre el hidrocarburo que permite su fácil remoción, como se muestra en la figura 3. Tienen una capacidad probada de absorción de 33 g/g según un ensayo basado en la norma ASTM 726-12.

Membranas

Debido a que las nanopartículas pueden ser depositadas en diversos sustratos, surgió la idea de desarrollar membranas capaces de permear solamente los aceites e hidrocarburos cuando están mezclados con agua.

es su capacidad de absorción de hidrocarburos en relación a su peso. La misma es de suma importancia porque incide directamente en los costos de transporte, acopio y disposición final. Todos estos procesos escalan con el peso del absorbente.

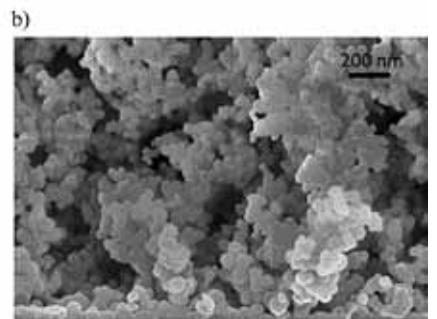


Figura 1. a) Depósito de nanopartículas hidrofóbicas extraídas del reactor en forma de escamas; b) Micrografía SEM de las nanopartículas.

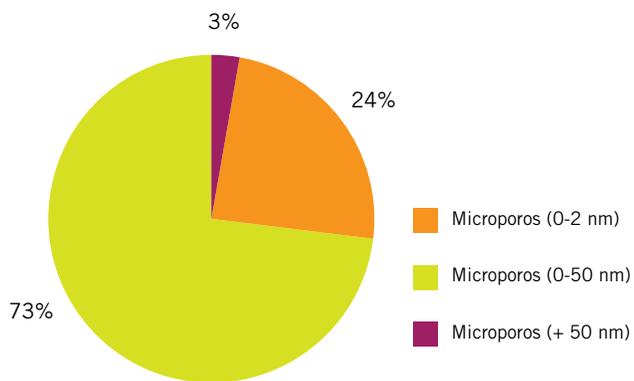


Figura 2. Análisis BET de la estructura porosa del depósito de las nanopartículas hidrofóbicas.

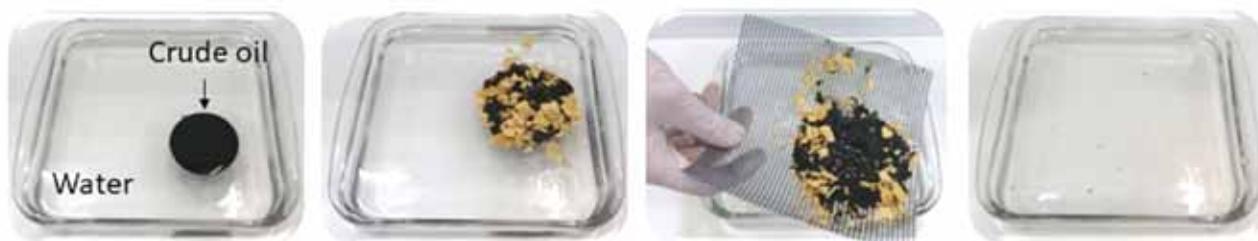


Figura 3. Demostración de absorción de petróleo crudo (a) derrame en agua (b) nanopartículas desparpilladas sobre la mancha (c) remoción del coágulo mediante una malla plástica (d) agua limpia luego del proceso.

Para eso se realizaron descargas de plasma sobre distintos materiales porosos y permeables, utilizándolos como una matriz sobre la cual se depositaron las nanopartículas. En particular, se obtuvieron muy buenos resultados utilizando telas no tejidas de polipropileno (conocidas comercialmente como friselinas). Las mem-

branas obtenidas logran una separación efectiva de los líquidos, como se observa en la figura 4. Es posible controlar la densidad superficial del recubrimiento variando el tiempo de exposición al plasma, típicamente de entre 1 y 10 min. Este tratamiento le confiere a la membrana un carácter nanoestructurado que intensifica el

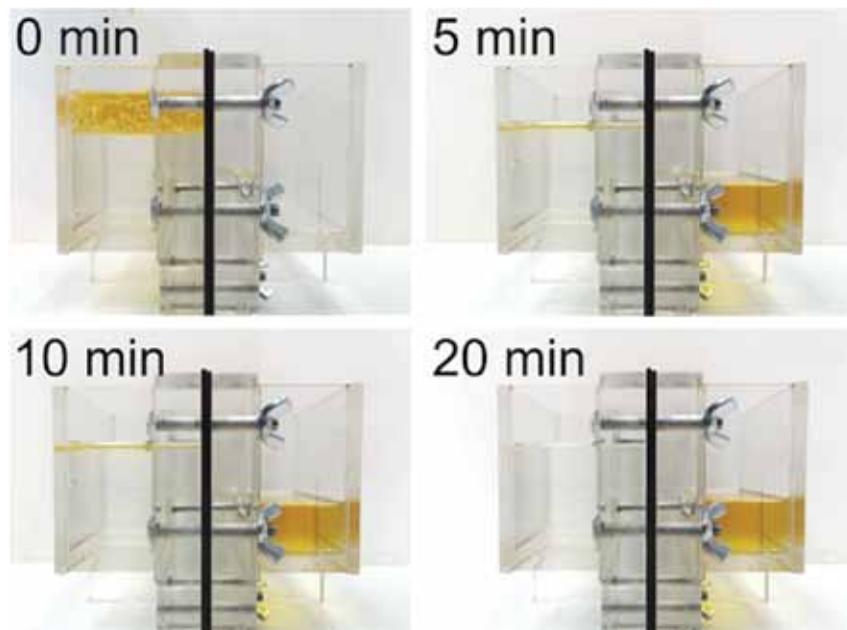


Figura 4. La membrana permite separar aceite de agua tan solo con la presión hidrostática. Está orientada verticalmente y separa el dispositivo en dos partes: en el lado izquierdo, el agua, y el aceite en contacto simultáneo con la membrana; y en el lado derecho, el aceite permeado.

rechazo al agua, a la vez que promueve la fuerza de atracción capilar hacia los hidrocarburos.

Resistencia a la presión de agua: se estudió la resistencia de las membranas a la presión de agua para distintas densidades superficiales de polímero depositado (Figura 5). Para ello se incrementó la presión hidrostática hasta observar el inicio de la permeación de agua. Se observó que la presión de ruptura aumenta linealmente conforme crece la densidad depositada.

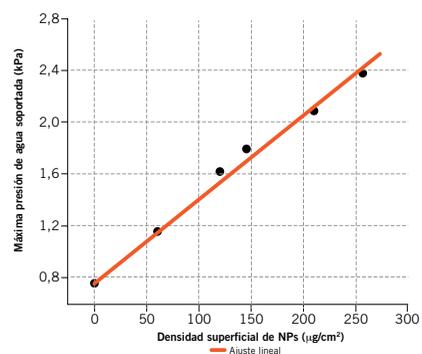


Figura 5. Presión de agua soportada por las membranas en función de la densidad superficial de recubrimiento polimérico.

Permeabilidad de las membranas: se midió la permeabilidad de las membranas mediante ensayos de permeación de aceites con condiciones de presión controladas. En la figura 6 se observa la relación entre la densidad superficial del recubrimiento de NPs y el cociente entre la permeabilidad de la membrana y la de las telas de polipropileno solas. Es decir, que se cuantifica la variación de la permeabilidad relativa al incrementar el depósito de NPs.

Mantas

Finalmente surgió la idea de utilizar estas membranas selectivas en

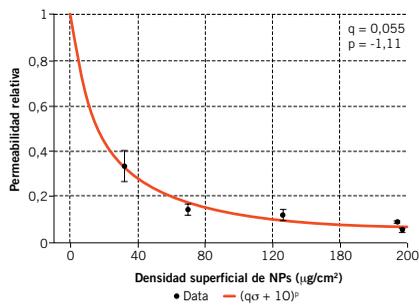


Figura 6. Permeabilidad relativa de las membranas en función de la densidad superficial de NPs.

combinación con rellenos de alta porosidad (composición protegida por secreto de patente) para hacer paños o mantas absorbentes que tuvieran propiedades superadoras a las de los productos conocidos. Luego de varias pruebas, se halló un relleno óptimo compuesto por una combinación de fibras poliméricas oleófilas con estructura altamente porosa, con posibilidad de modificar su densidad y su porosidad. Las mantas resultantes resisten la presión de agua (no se mojan ni la absorben), son capaces de absorber hasta 50 veces su propio peso y de recuperar hasta un 80% de aceites e hidrocarburos (estos valores dependen de la viscosidad y densidad del líquido). También son de bajo costo de fabricación y livianas, lo cual es una ventaja económica para su disposición final.

Absorción selectiva: la manta desarrollada puede ser utilizada para la remoción selectiva de hidrocarburos en agua. Se realizó un ensayo de absorción selectiva, como se observa en la figura 7. Se utilizó una muestra del producto para extraer mediante manipulación directa un derrame de petróleo sobre la superficie del agua.



Figura 7. Ensayo de absorción selectiva. Video completo: <https://youtu.be/ve4MuZt6UTM> en el canal LP&MC de YouTube.

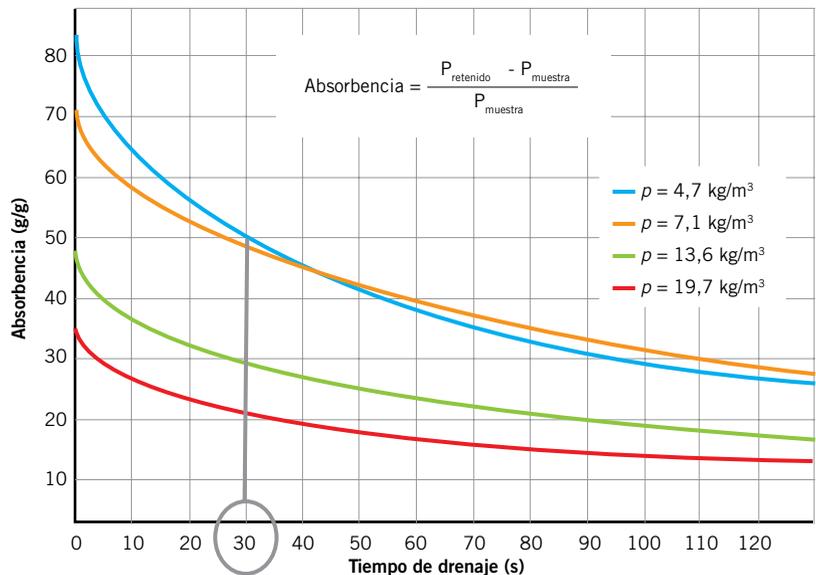


Figura 8. Drenaje gravitatorio de las mantas inmediatamente después de estar completamente sumergidas en aceite. La absorción informada es la correspondiente a 30 s.

El producto consiguió retener en su interior el petróleo sin dejar el paso del agua.

Ensayos de absorción: la absorción de las mantas fue caracterizada mediante ensayos basados en la norma ASTM F726-12 para distintas densidades del relleno y usando diversos fluidos. El ensayo consiste en depositar la muestra en un recipiente con el líquido y dejar que absorba libremente por 15 min. Luego se levanta tomándola por un borde y se drena verticalmente por 30 segundos, en ese momento se pesa el fluido retenido. En la figura 8 se muestra la evolución en el tiempo del valor de absorción una vez que se remueve la manta del recipiente con fluido, para muestras del producto con distinta densidad de relleno. El valor máximo obtenido es de 50 veces su propio peso, para la

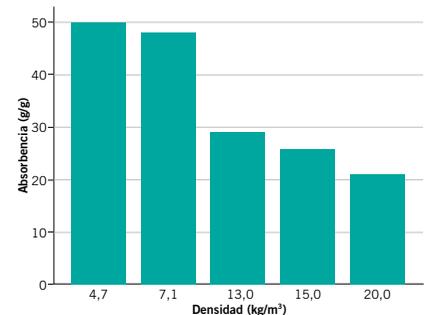


Figura 9. Variación de la absorción con la densidad del relleno protegido.

muestra de menor densidad. Se comparó este resultado con el de un absorbente de hidrocarburos comercial, que dio 27 veces su peso en las mismas condiciones.

Como se muestra en la figura 9, la relación decreciente entre densidad y absorción se mantiene para todas las muestras.

Relleno	Densidad [kg/m ³]	Absorbencia
Absorbente de hidrocarburos comercial	37 ± 3	20
Espónja de poliuretano	24 ± 2	10
Algodón	37 ± 3	18
Sin relleno	-	15
Fibras protegidas	4.7 ± 0.4	50

Tabla 1. Absorbencias de distintos rellenos envueltos en la membrana selectiva.

Se realizó el ensayo de absorción para muestras conformadas por la misma membrana hidrofóbica externa, pero usando como relleno distintos productos comerciales. En la tabla 1 se observan los resultados obtenidos, donde se puede ver que el uso del relleno protegido con menor densidad duplica la *performance* del producto comercial, evidenciando la sinergia entre la membrana y el relleno protegido.

Mercado y escalado de los productos

Si bien en el mercado ya existen varios productos para la absorción y/o remoción de aceites e hidrocarburos, estos difieren ampliamente en la relación costo *versus* capacidad absorbente y en el peso de los mismos. Como se mencionó, esto implica un costo adicional vinculado al transporte, acopio y disposición final. Además, nuestro desarrollo está conformado por nuevos materiales, distintos de aquellos de los productos comerciales existentes.

Actualmente se venden en el mercado reactores de plasma industriales para el tratamiento de las fibras de polipropileno que permiten el escalado de los productos. Se realizó entonces un análisis de costo de venta de las



Figura 10. Componentes involucrados en los costos de las membranas y las mantas.

membranas y de las mantas teniendo en cuenta los factores involucrados en el proceso de producción (Tabla 2).

Con estos criterios, el costo de producción de la membrana es de 0,48 USD/m² y el de las mantas de 1,25 USD/m², compuestos según los gráficos de la figura 10.

Considerando una ganancia de fábrica de 20% y un costo de distribución/comercialización del 80% sobre el costo total de fábrica, se estima que el precio de venta de las membranas es de 1,05 USD/m² y el de las mantas, 2,7 USD/m².

Conclusiones

Se desarrolló un producto en escala prototipo para la absorción selectiva de hidrocarburos en suelos y medios acuosos. El escalado es factible y el producto puede ser utilizado como

manta oleofílica, ya que permite, de forma efectiva, el paso de los hidrocarburos, no del agua. Su *performance* de absorción es superior a la de los productos actualmente presentes en el mercado.

Los productos obtenidos a partir de las investigaciones presentadas pueden prevenir o remediar la conta-

minación de suelos y espejos de agua contribuyendo tanto a la seguridad e higiene en ámbitos industriales, como a la conservación del ecosistema. Asimismo, la posibilidad de recuperar los líquidos contaminantes para su utilización tiene un impacto económico potencial muy alto.

Agradecimientos

Este trabajo fue financiado con fondos de la Universidad de Buenos Aires, del Ministerio de Educación de la Nación (Secretaría de Políticas Universitarias, en el marco del programa "Universidades Agregando Valor") y del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET). Agradecemos la colaboración económica de Y-Tec en el desarrollo de las membranas y a la Dra. Norma D'Accorso por su aporte a la caracterización química del polvo nanoestructurado. ■

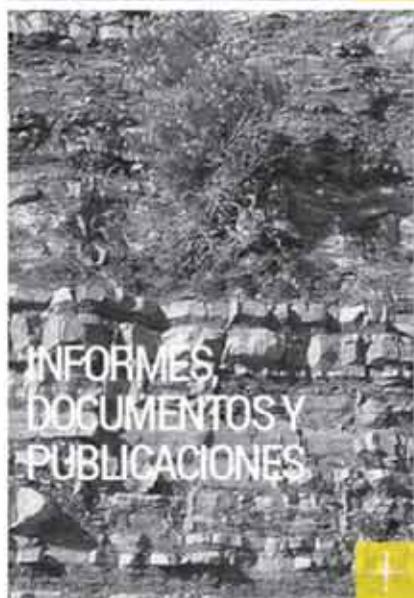
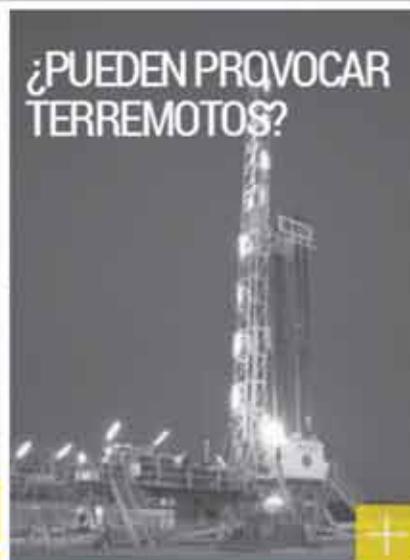
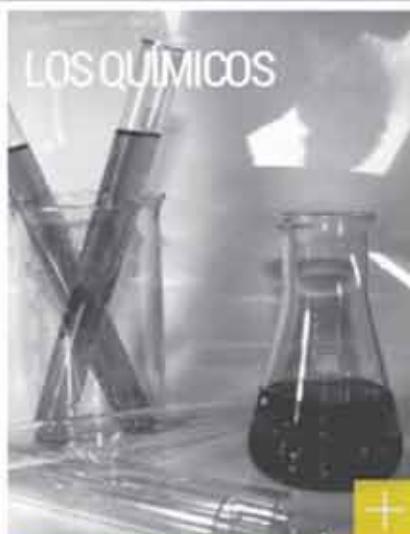
Equipo		Energía		Tela	
Precio de venta	526.400 USD	Categoría	BT < 300 kV	Material	100% polipropileno
Horas activas nominales	24hs/día	Cargo fijo	3226 \$/mes	Costo Mercado Libre	0,084 USD/m ²
Factor de eficiencia	85%	Cargo variable	2.16 \$7kWh		
Horas activas reales	20 h/día	Potencia estimada	10 kW		
Capacidad de tratamiento	36.720 m ² /mes	Horas de trabajo	20 hs/día		
Gases		Personal		Relleno de las mantas	
Costo	144 \$/kilo	Uno por turno de 8 hs	3	Costo	0,48 USD/m ²
Eficiencia en depósito	25%	Costo empresarial	1511 USD/mes/c/u		
Depósito en membrana	2,5 g/m ²				

Tabla 2. Componentes del costo de producción de los absorbentes.

Buscá todo sobre el shale en nuestra web



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUIMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



NOTICIAS

14/01/2014

Vaca Muerta: inician plan de vigilancia ambiental

Tomaron las primeras muestras en cursos de agua. Resultados alentadores.

< >

El experto en shale responde ▢

¿Sabías qué?

Que la formación Vaca Muerta aparece a distintas profundidades e, incluso, en algunas regiones aflora sobre la superficie, pero que por cuestiones físicas sólo pueden explotarse los hidrocarburos que contiene a

< >



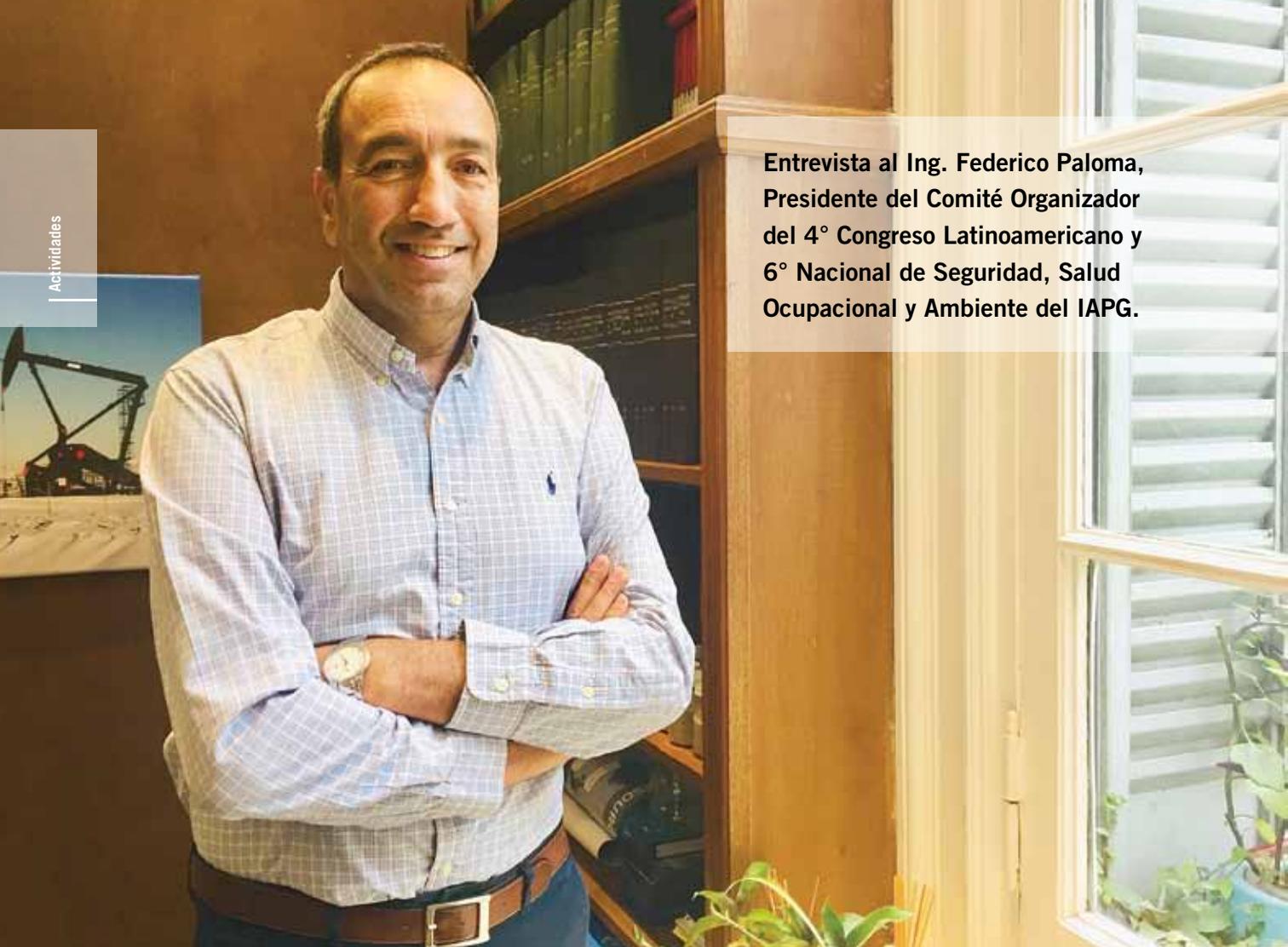
www.shaleenargentina.org.ar

Ya está online el sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como shale gas y shale oil.

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

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

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



Entrevista al Ing. Federico Paloma, Presidente del Comité Organizador del 4° Congreso Latinoamericano y 6° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente del IAPG.

“El Congreso de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente relanza todos los temas que hoy atraviesan a la industria y a la sociedad”

Por Redacción de **Petrotecnia**

Es un gran momento para el área de la industria que vela por la Seguridad y por la Salud laboral: en efecto, en el marco de la Argentina Oil & Gas 2019, que siempre adjunta un área académica, se realizará, como cada tres años, el 4° Congreso Latinoamericano y 6° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, con temáticas actualizadas y un despliegue de trabajos prácti-

cos y exposiciones en mesas redondas.

“La decisión proviene de una consulta realizada durante la última edición de este Congreso: encuestamos acerca de las preferencias para tratar la información, y las mesas redondas resultaron ser un acierto, por eso ahora insistimos en ellas y con temas de urgente actualidad”, dijo Federico Paloma.

En efecto, las mesas serán las siguientes:

- Sistemas de Gestión de Seguridad en Perforación y *Workover*.
- Políticas, programas y procedimientos en prevención del consumo de sustancias psicoactivas en el área de hidrocarburos.
- La sustentabilidad en la industria del petróleo y del gas.
- Desarrollar una respuesta de emergencia consistente de las partes interesadas de O&G en Argentina.
- Gestión de riesgos ambientales y de seguridad del GNL.
- La problemática en el uso de los bitrenes.
- Oportunidades y desafíos en Seguridad, Salud y Medio Ambiente en No Convencional.

Paloma se refirió especialmente a la mesa de sustentabilidad: “El tema es tan transversal a toda la industria, antes se relacionaba con lo puramente ambiental pero hace tiempo que evolucionó hasta exceder enormemente esto, hasta incluir la licencia para operar y los derechos de las personas, de manera que invitamos a la Comisión de Sustentabilidad del IAPG para que organizara su espacio dentro del Congreso”.

Esta mesa puntualmente tratará los siguientes temas: Seguridad laboral desde la perspectiva de los derechos humanos; Cambio Climático y los ODS; Concepto de sustentabilidad y su valor para el negocio; Los Derechos Humanos y los pueblos indígenas. Entre los expositores se encuentran María José Alzari, Asesor Senior de Empresa y Derechos Humanos, CEADS; Carlos Gentile, Secretario de Cambio Climático y Desarrollo Sustentable en la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación; Sandra Martínez, Presidenta del Comité de Sustentabilidad de ARPEL; Cynthia Trigo Paz, Consultora Senior de DDHH, Total Francia.

Posteriormente, se detuvo en describir la Mesa de Gestión de riesgos ambientales y de seguridad del GNL, donde se tratarán los siguientes temas: Aspectos portuarios de las terminales de GNL; La nueva regulación del GNL; Riesgos de operación de GNL; experiencia de la terminal GNL Escobar; Planificación auditorías de seguridad en terminales de GNL; Regulación Ambiental y de Seguridad del GNL.

Desde la perspectiva técnica, el presidente del Congreso describió la mesa sobre la problemática en el uso de los bitrenes, que son “camiones con dos cisternas, con una tecnología distinta de los acoplados antiguos que no se pueden usar en cualquier lado, se trabaja con el Ministerio de Transporte para mejorar la eficiencia y los costos de transporte y la seguridad”.

Por último, profundizó en una problemática que apela a toda la sociedad: la mesa sobre Oportunidades y desafíos en Seguridad, Salud y Medio Ambiente en No Convencional, con panelistas, como Federico Caldora, Vicepresidente Health, Safety & Environment de PAE, Edgar Zuleta, HSE Director

para Oil Field Services en BHGE LATAM, Dr. Guillermo Lombardo, Profesor de Toxicología Ocupacional de la UnTref y Marcela Bochenski, Manager HSE&OE, Chevron Argentina SRL; moderada por Gustavo Chaab, Vicepresidente de Medio Ambiente, Seguridad y Salud de YPF S.A.

“Nuestra industria comparte mucho en foros, a través de mejores prácticas y de lecciones aprendidas; y en temas de salud, por ejemplo, las adicciones, que afectan a la sociedad en su conjunto, pero a esta industria la toca de cerca porque es una industria de riesgo, entonces multiplicamos el cuidado del bienestar de las personas. Hoy todas las empresas tienen políticas de prevención, y esta es una oportunidad de poner en claro cómo se está trabajando en general”, explica Paloma.

Presentación de trabajos

Las expectativas de los organizadores del congreso son altas. “Además del marco tan masivo que nos da el ser parte de la AOG 2019, son los temas en sí los que acaparan cada vez mayor atención”.

Es así que contaron con más de 90 sinopsis presentadas, de las cuales más de 70 fueron trabajos efectivamente presentados. “Es un número muy alto para nuestro sector y fue proporcional a la calidad de los trabajos; casi todos tan buenos que lo más difícil fue programarlos en un espacio limitado de tiempo”.

Para Paloma, la importancia de este evento es que “las empresas trabajan en estos ámbitos cada una por su lado, pero aquí tendremos la oportunidad de ponerlo en común, no solo los que participan de la Comisión Organizadora, sino todo el sector”. Y compartir, entiende, es un valor agregado a la industria, ya que brinda la posibilidad de difundirlo hacia afuera.

Un aspecto que recaló fue el de la seguridad vial: “Todos leemos sobre los accidentes viales a diario, pero nuestro riesgo es a veces mayor porque para desplazarse por las zonas de producción los caminos no son fáciles: no están todos en buenas condiciones y hay que viajar muchos kilómetros por ripio, con viento, nieve o hielo”.

Las compañías cuidan este aspecto y la capacitación, así como los tiempos de estar detrás del volante. “En el 4° Congreso Latinoamericano y 6° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente todas mostrarán lo que están haciendo”, dijo.

En cuanto a los deseos que tiene para este evento, Paloma manifestó: “Esperamos realmente tener una buena concurrencia. Hemos trabajado mucho para que así sea, evaluando las temáticas, añadiendo nuevas y relanzando las tradicionales y esperamos que la recepción sea buena y que no baje el entusiasmo”.



4to Congreso Latinoamericano y 6to Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas

“Experiencias innovadoras y sustentables”

23 - 26
SEP 2019
La Rural - Buenos Aires

Te esperamos en
AOG
SEGURIDAD Y AMBIENTE

¡Visita la web!

Más Información en:
www.iapg.org.ar/congresos/2019/seguridad19

IAPG INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS
Misión del ICSMAGI: Buenos Aires, Argentina
Tel: (04 11) 5771 4000 (0291) - www.iapg.org.ar

UBS
UBS
UBS

f t @ G+ in



2019 trae nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.

Congresos y Jornadas



Encuentro AAPG ICE 2019 International Conference & Exhibition, Buenos Aires, Argentina

Del 27 al 30 de agosto, 2019 se llevó a cabo la Conferencia y Exhibición Internacional ICE 2019 en los salones del Hotel Hilton de Buenos Aires. Este evento, por primera vez desarrollado en nuestro país, fue organizado por la American Association of Petroleum Geologists (AAPG) y la Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos Petroleros (AAGyGP).

Como es una conferencia de carácter mundial, el foco estuvo puesto principalmente en Latino América y particularmente en la Argentina. Una excelente oportunidad para el campo energético de nuestro país a ser expuesto al mundo de manera profesional e innovadora. Fue una chance inigualable para presentar la historia energética de la Argentina, su alto nivel profesional y sobre todo dar a conocer al mundo las diversas fuentes de oportunidades de alto impacto que la Argentina tiene para brindar en el campo de la exploración y el desarrollo de hidrocarburos, en vísperas de convertirse nuevamente en un país autosustentable y exportador de energía.

Se contó con la exposición de trabajos de todo el mundo, y a lo largo de las tres jornadas de exposición se abarcaron dos aspectos principales referentes a la Argentina: el esfuerzo de todo el ámbito relacionado con la energía en incrementar el conocimiento y el desarrollo de hidrocarburos no convencionales de la Formación Vaca Muerta, y el renovado interés volcado en la exploración del *offshore* como consecuencia de la Ronda Licitatoria que cerró en abril último. El compendio de ambos espacios ha permitido mostrar la activa participación de las principales empresas locales e internacionales de alto nivel mundial en nuestro país, tanto operadoras como de servicios.

La apertura de la conferencia fue el martes 27 y contó con la presencia y la palabras de bienvenida a cargo de Carlos Colo, Presidente General del evento, Daniel González Presidente Honorario y CEO de YPF, Gustavo Lopetegui Secretario de Energía de la Nación y Mike Party Presidente del AAPG. Durante su desarrollo, el Secretario de Energía anunció la segunda Ronda Licitatoria del *Offshore* para el primer trimestre 2019.

La conferencia estuvo dentro de un marco claramente vinculado con el valor de las geociencias aplicadas a la industria del petróleo y el gas. Siempre con incapié en la visión de largo plazo y la mitigación en el daño al medio ambiente, condiciones indispensables para crear valor no solo para las compañías, sino para la sociedad en su conjunto.

Las energías renovables no satisfacen hoy y a futuro la demanda creciente de la población, por eso tanto el petróleo como el gas seguirán teniendo una alta demanda por las próximas décadas. Además, América Latina está claramente bien posicionada como fuente de energía gracias a sus enormes recursos potenciales hidrocarbúrficos.

La Argentina cuenta con más de un siglo de historia energética, con clara integración de empresas nacionales e internacionales, infraestructura, profesionales calificados y un marco regulatorio perfectible que han permitido un nuevo impulso de actividad. Esto ha puesto en marcha la cadena productiva de energía, desde el estudio e interés en cuencas de frontera, desarrollo del conocimiento y producción de recursos no convencionales y el rejuvenecimiento de campos maduros, llevando a la Argentina a la reinserción en el campo productivo y la consecuente exportación de hidrocarburos. Esto es solo posible y sustentable en el tiempo con la aplicación de tecnología de punta, el esfuerzo que cada una de las empresas imprime a

El AAPG ICE 2019 pasó por Buenos Aires

sus actividades, la necesaria construcción de instalaciones para su eficiente puesta en desarrollo y distribución, y no menos importante, el entusiasmo y desempeño que día a día brindan todos los profesionales y trabajadores vinculados al ámbito energético.

La mayor parte del mundo estuvo representada en esta convención de la mano de profesionales, empresas, ente gubernamentales y académicos. La convocatoria resultó en la participación de 1400 asistentes y la exposición de alrededor de 300 trabajos técnicos, tanto en sesiones orales como en modalidad de póster, con temáticas referidas a Cuencas y Sistemas Petroleros, Recursos No Convencionales, Geología Estructural, Tectónica y Geomecánica, Geofísica, Exploración y Producción en aguas profundas, Campos Maduros, Energía y Medio Ambiente. Alrededor de 200 compañías estuvieron involucradas con el evento, contándose con el soporte económico de 42 sponsors. En un amplio pabellón de stands comerciales y de entes académicos, gubernamentales nacionales e internacionales se dió lugar a la presentación de trabajos técnicos, de divulgación y exposiciones comerciales.

Además de las exposiciones técnicas también se desarrollaron diversos cursos, viajes de campo y encuentros de discusión y difusión, con la exposición de referentes de nivel mundial y local, que tuvieron alta convocatoria e interés. Como el "Foro de agencias regulatorias nacionales de Argentina, Colombia, Perú y Brasil", "Foro de Petróleo y Gas en América Latina", "Perspectivas de Compañías Petroleras Internacionales", "Historia de la Geología del Petróleo" y "Foro de Super Basins de Latino América". También hubo sesiones especiales agrupadas por países (Argentina, Brasil, Bolivia, Colombia, México y Perú). Durante miércoles y jueves se realizaron almuerzos con exposiciones: "Transición Energética" y "Perspectivas de compañías argentinas de desarrollo de Vaca Muerta". Y como es costumbre en el AAPG, un espacio especial estuvo dedicado en la divulgación hacia estudiantes y jóvenes profesionales.

La conferencia ICE Buenos Aires 2019 ha permitido mostrar la Argentina al mundo como país clave para las empresas que buscan diversificación de oportunidades y ampliar su espectro geográfico con la captura de áreas de alto potencial de recursos. Y en este aspecto, el foco estuvo puesto principalmente en el no convencional de Vaca Muerta y el offshore argentino.

Esta ocasión histórica de ser sede de una conferencia de tal envergadura a nivel mundial resultó un ámbito esencial para difundir el Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG que se llevará a cabo del 9 al 12 de Noviembre, 2021. El lema del CONEXPLO 2021 "El Desafío de Consolidar el Crecimiento" acompaña de manera unánime el mensaje cosechado a lo largo de estos 4 días de conferencia: imprimir el entusiasmo y marcar el rumbo hacia el desarrollo de una Argentina de alto impacto energético, con diversificación de recursos hidrocarburíferos y atractiva ante la mirada del mundo. Esperamos contar con gran participación de la comunidad profesional, empresarial, académica y gubernamental, y hacer de este encuentro un espacio de positiva apertura, calificada difusión y discusión de alto nivel.

Lic. Claudia Borbolla, Presidente del Comité Organizador del 11º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG (Conexplo2021)

Entre el 27 y el 30 de agosto últimos de 2019 se llevó a cabo en el Hotel Hilton de la ciudad de Buenos Aires la Conferencia y Exhibición Internacional (ICE, por sus siglas en inglés) de la Asociación Americana de Geólogos Petroleros.

Durante el fin de semana anterior al evento se llevaron a cabo tres salidas de campo con distintos enfoques geológicos según los lugares visitados: Cuenca Neuquina, Cuenca Cretácica en la provincia de Salta y distintas cuencas sedimentarias en la provincia de Buenos Aires. Asimismo, durante los días lunes 26 y martes 27 de agosto se dictaron cinco cursos cortos relacionados con temas técnicos específicos y de interés para geocientistas de la industria del petróleo y el gas.

Entre el miércoles 28 y el viernes 30 se desarrollaron las sesiones técnicas orales y de posters, en paralelo con la exhibición de stands y actividades de numerosas empresas nacionales e internacionales, con fuerte presencia de funcionarios de gobiernos o ministerios de varios países de América, África y Asia que mostraron al público los bloques disponibles para explorar y desarrollar en sus respectivos territorios.

Desde mi punto de vista, que me desempeño como Geóloga Junior en Exploración para una empresa argentina del sector privado, los temas técnicos tratados en las sesiones orales me parecieron muy interesantes, con presentaciones breves, en general entretenidas y de muy buen nivel técnico. Si bien muchos de los títulos de las sesiones técnicas involucraron una escala global, destaco la preponderancia de temas orientados específicamente a la exploración de hidrocarburos en los márgenes atlánticos de América Central y del Sur y de África, así como el caso particular del *offshore* argentino, el play Vaca Muerta en la Argentina, la exploración en el subandino argentino, boliviano y peruano y el potencial prospectivo en distintos países de América Latina. Este evento internacional al que asistieron geocientistas y managers de todas partes del mundo fue una buena oportunidad para poner en vidriera las grandes oportunidades que ofrece el continente americano en el área de las inversiones y el potencial hidrocarburífero.

Mi aspecto preferido del evento fue el lugar que se les dio a los jóvenes, tanto para los cursos cortos y viajes de campo precongreso, como para la inscripción a las sesiones técnicas, se otorgaron becas que permitieron la participación de estudiantes de grado y posgrado en todas las actividades. También se realizó un cóctel especial para los jóvenes, donde se les dio la oportunidad de divertirse y acercarse a profesionales insertos en la industria. Durante mi carrera universitaria tuve el beneficio de contar con una beca del IAPG para un congreso de la industria, lo que me permitió entrar en contacto con empresas y personas que más tarde podrían ser mis empleadores, por lo que viví en primera persona la importancia de otorgar este tipo de oportunidades a los que recién se inician en el camino de la industria energética".

Por Lic. María Eugenia Novara, miembro de la Comisión de Jóvenes Profesionales del IAPG

Los que vendrán

Llega la XII Argentina Oil&Gas Expo



Cada dos años el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) organiza la Argentina Oil & Gas Expo, convocando a los más destacados especialistas para diseñar estrategias que permitan seguir desarrollando una de las industrias que mueve el mayor volumen de negocios del mundo. La próxima edición será del 23 al 26 de septiembre en La Rural Predio Ferial, en Buenos Aires, fundamentalmente, para promover y potenciar un espacio de intercambio comercial que involucre al conjunto de los empresa-

rios representantes de la cadena de valor del petróleo y gas e industrias relacionadas; asumiendo siempre el compromiso de respetar el medio ambiente.

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

Para su 12° edición se proyecta la participación de más de 300 empresas en una superficie de unos 35.000 m², con la presencia esperada de 20.000 visitantes profesionales.

En paralelo se llevará a cabo el **4to Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente**, organizado por la Comisión de Seguridad, Salud y Ambiente, del cual se habla más adelante. Asimismo, se organizarán rondas de negocios con el fin de vincular empresas argentinas con firmas extranjeras. Por último, se desarrollará un completo programa de actividades académicas que incluye conferencias técnicas; lanzamiento y demostraciones de productos, jornadas y talleres, entre otras.

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





4^{to} Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente



4to. Congreso Latinoamericano y 6to. Nacional de 
**Seguridad, Salud Ocupacional
 y Ambiente en la Industria
 del Petróleo y del Gas**

Bajo el lema “Experiencias innovadoras y sustentables en Seguridad, Salud y Ambiente”, el próximo septiembre de 2019 el IAPG realizará, en el marco de la AOG2019, el 4^o Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, organizado por la Comisión de Seguridad, Salud y Ambiente.

Un ámbito para el intercambio de experiencias, compartir conocimientos y fomentar la innovación en un área tan sensible de la actividad de nuestra industria del petróleo y el gas, como es el cuidado de las personas y del Ambiente. Con la modalidad de presentación de trabajos técnicos, mesas redondas, charlas magistrales y actividades interactivas, reuniremos a técnicos y expertos, referentes en temas de Salud Seguridad y Ambiente de todo el país que contará con la concurrencia de destacados oradores de nivel internacional. Los módulos de temas que se desarrollarán serán los siguientes: Seguridad e Higiene; Movilidad segura, Seguridad de procesos, Competencias, Indicadores, Barreras de control, Gestión del cambio, Respuesta a la emergencia, Nuevas herramientas y tecnologías aplicadas, Análisis de riesgo, Comportamiento humano, Ergonomía y Ambiente, Gestión de Residuos, Eficiencia energética y reducción de emisiones, Gestión del agua, Recuperación de sitios contaminados, Indicadores ambientales; y Salud Ocupacional: factores psicosociales, Prevención de adicciones, Enfermedades profesionales, Manejo del estrés, Sustenta-

bilidad, Licencia Social y Vinculación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Como la AOG 2019, este Congreso tendrá lugar en La Rural Predio Ferial de Buenos Aires, en Av. Sarmiento 2704, de Buenos Aires, Argentina.

Más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2019/Seguridad19>

VII Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas



7 MO. CONGRESO 
**Producción
 y Desarrollo
 de Reservas**
 5 - 8 de Noviembre 2019
 Mar del Plata, Argentina

La Argentina se encuentra en una coyuntura energética trascendente y enfrenta nuevos desafíos. El área de la producción es crucial para la industria, por eso surge la necesidad de analizarla en el eje del convencional y no convencional.

Para profundizar en el tema se desarrollará el 7^o Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, del 5 al 8 de noviembre, en la ciudad de Mar del Plata (provincia de Buenos Aires).

El temario incluye Ingeniería de Producción y Operaciones, Geociencias e Ingeniería de Reservorios, Medio ambiente y Comunidades, Terminación, Reparación y Estimulación de Pozos, Economía de la Producción, Reservorios No Convencionales e Innovación y Transferencia de Tecnología.

Más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2019/produccion>

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA



Informe mensual de la industria petroquímica - CIQyP

Elaborado por la Cámara de la Industria Química y Petroquímica (CIQyP) el informe mensual con el panorama sectorial destaca que durante los primeros siete meses del año la producción, las ventas locales y las exportaciones –estas dos últimas medidas en dólares– muestran caídas del 3%, 25% y 28 %, respectivamente.

El informe de la CIQyP detalla también que interanualmente la producción (en toneladas) creció un 2% ayudado por el segmento de agroquímicos; sin embargo, las ventas locales y las exportaciones mostraron un signo negativo cayendo un 13% y un 52%, respectivamente. La principal incidencia positiva se registró en la elaboración de agroquímicos y fertilizantes, que presentan un incremento anual acumulado del 21% y el 22% en cantidades producidas y ventas locales, explicados por las buenas perspectivas del sector.

Con respecto a las exportaciones, estas continúan en caída; ya que durante julio de 2019 fueron un 20% inferior a las del mes de junio de este año.

En línea con lo mencionado y ante este escenario, la capacidad instalada interanual del sector petroquímico cayó un 59% y un 39% para los productos petroquímicos de uso final y los petroquímicos básicos e intermedios, respectivamente, con un capacidad promedio de uso en los primeros siete meses del año del 80% y del 63%, respectivamente.

El sector PyMIQ (Pequeña y Mediana Empresa Química) interanualmente presenta que la producción creció un 13% acumulando una suba del 1% en el año; por su parte, las ventas locales mostraron una caída interanual del 15% acumulando una baja anual del 14%.

En conclusión, las ventas totales (mercado local + exportaciones) de los productos informados por las empresas participantes del informe para los primeros siete meses del año alcanzan USD1965 millones.

Con respecto a los resultados que presentan el informe mensual, Jorge De Zavaleta, Director Ejecutivo de la Cámara de la Industria Química y Petroquímica

(CIQyP), enfatizó: “Lamentablemente el sector se encuentra en línea con la situación general de la industria, con bajo uso de la capacidad instalada y ventas que no logran salir de la zona negativa, a excepción de algunos subsectores en particular”.

TGN comienza a operar el Gasoducto del Noreste argentino (GNEA)

Luego de participar en la licitación pública nacional convocada por IEASA, TGN se adjudicó la operación y mantenimiento de los tramos del GNEA ubicados en las provincias de Santa Fe y del Chaco, que llevarán gas a industrias y usuarios residenciales de las localidades alcanzadas por el sistema de gasoductos.

De esta manera, TGN se consolida como la mayor operadora de gasoductos de Sudamérica con un total de 10.900 km de ductos de alta presión, entre propios y de terceros.



A partir del 1 de septiembre, la transportista tiene a su cargo la operación y el mantenimiento:

- del gasoducto troncal GNEA, de 24” de diámetro a lo largo de 694 km y;
- de los ramales secundarios, que con un diámetro de entre 4” y 10”, abastecen a lo largo de 1000 km las localidades en ambas provincias.

La operación consiste en realizar las maniobras necesarias para que el gas natural fluya desde la inyección en el gasoducto en su vinculación con el Sistema de TGN, en cercanías de Santa Fe, hasta los diversos puntos de consumo. TGN deberá velar por una correcta presión de trabajo, el transporte y la entrega de los volúmenes pactados, controlar la calidad del gas, realizar los planes de integridad de las instalaciones, atender las estaciones de medición y regulación, el correcto estado y funcionamiento de las válvulas, la protección

Índice General SIES (Sistema de Información Estadístico Sectorial)

Unidad	toneladas	Variación	Variación	Variación
		Jul. 19 vs. Jun 19	Jul. 19 vs. Jul 18	acumulada 2019 vs. 2018
Producción	toneladas	-11%	2%	-3%
Ventas locales	dólares	-5%	-13%	-25%
Ventas externas	dólares	-20%	-52%	-28%



Uno de los 12 Cryobox-Trailer que se exportan a Estados Unidos, en la terminal portuaria Zárate.

Al acondicionar y licuar el gas natural en los pozos, los Cryobox-Trailer hacen que el gas adquiera calidad comercial y pueda ser distribuido como combustible líquido a través de un sistema de Gasoducto Virtual® de GNL que transporta el gas en isotanques criogénicos por rutas y autopistas. Con ello, es posible alcanzar consumidores que solo podrían ser atendidos a un costo muy elevado por los gasoductos convencionales.

Entre este tipo de potenciales clientes se encuentran las comunidades rurales, las centrales eléctricas para Generación Distribuida, el transporte pesado y las industrias que buscan suministro de gas sin restricciones de estacionalidad.

Por otra parte, los Cryobox-Trailer consiguen que el gas natural que hubiera permanecido confinado en los pozos o quemado en antorchas, con su consecuente impacto ambiental, sea aprovechado como combustible barato.

En los Estados Unidos, los equipos fabricados por Galileo Technologies son operados por Edge Gathering Virtual Pipelines 2 LLC (Edge), una compañía que tiene como accionistas a Blue Water Energy y a Galileo Global Technologies y que, a su vez, cuenta con un acuerdo especial de comercialización de servicios con NextEra Energy Marketing LLC, una subsidiaria de NextEra Energy, Inc., la mayor compañía de producción y distribución de energía de los Estados Unidos.

En el inicio de sus operaciones, Edge ha entregado exitosamente más 30.000 galones de GNL a su primer cliente: Emera Energy Services, Inc. La operación se realizó por Gasoducto Virtual y consiguió transportar gas desde un pozo de gas de *testing* ubicado a unos 500 km.

“Con nuestro aporte tecnológico a Edge, buscamos distribuir el *shale gas* de Marcellus en una forma más competitiva y eficiente que los gasoductos”, afirmó Osvaldo del Campo, CEO de Galileo Technologies.

“Es lo que llamamos *Gas de Tercera Generación o Gas 3.0*, porque con GNL acortamos la distancia entre los pozos y los consumidores sin necesidad de depender de gasoductos ni de ninguna infraestructura centralizada de *gathering* o compresión de gas”, agregó Del Campo.

En virtud de su Producción Distribuida de GNL y de su Gasoducto Virtual, “Edge tiene la capacidad para distribuir GNL a un 60% o un 70% del precio spot del mercado y sin saltos de estacionalidad, beneficiando a

los consumidores”, señaló Mark Casaday, CEO de Edge.

En el otro extremo de la cadena de valor, “Edge beneficia a los productores de hidrocarburos porque monetiza gas independientemente de la capacidad productiva de los pozos”, concluyó Casaday.

Tecnología probada en GNL de Pequeña Escala

En la Argentina, el GNL producido por las estaciones Cryobox-Trailer en pozos no convencionales es consumido por la Central Termoeléctrica Anchoris, que es la primera central a gas del país que no requiere de conexión a un gasoducto, ya que es alimentada por Gasoducto Virtual.

El GNL también es consumido por los camiones que transportan los isotanques criogénicos del Gasoducto Virtual. La experiencia sirve de caso testigo de las ventajas del GNL como combustible vehicular y Galileo Technologies trabaja en el desarrollo de Corredores Azules de estaciones de servicio y centros logísticos que puedan ofrecer GNL y Gas Natural Comprimido (GNC) sin depender de conexión a las redes de gas.

En el balance de la experiencia argentina en GNL desarrollada por Galileo Technologies se destacan los siguientes resultados:

- La Central Termoeléctrica de Anchoris ofrece un precio competitivo por megawatt (MW) cuando es comparada con otras centrales a gas del sistema.
- Se reduce en un 50% la factura del combustible en los camiones.
- Se elimina el *flaring* o quema de gas en los pozos de *testing*.
- Se reducen las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en un 30% en la generación eléctrica distribuida y en un 20% en los escapes de los camiones.

Schneider Electric inaugura la primera fábrica inteligente en México

Schneider Electric, especializada en la transformación digital de la gestión de la energía y la automatización, inauguró su primera fábrica inteligente en México, que funciona como exhibición para que los clientes y los socios observen cómo la transformación digital puede ayudarlos a tomar decisiones informadas y basadas en datos que mejoren la rentabilidad, el rendimiento de la gestión de activos y la eficiencia operativa y, a su vez, contribuyan a tener una fuerza laboral más capacitada y productiva, al tiempo que se mantienen los niveles de seguridad, agilidad y sostenibilidad ambiental de las operaciones.

Schneider Electric integra sus soluciones EcoStruxure para productos conectados en sus operaciones de fabricación con el fin de mostrar el valor de adoptar el modelo de fábrica inteligente y cuán sencillo es iniciar el camino hacia la digitalización.

Las fábricas inteligentes son un componente central de su propia transformación digital de la cadena de suministro en miras a un modelo 4.0 a medida, sos-



tenible y conectado –Tailored Sustainable Connected– dentro de su organización en el área de Global Supply Chain, donde la empresa aprovecha la digitalización para ofrecer integración de extremo a extremo y visibilidad en todos los puntos de las operaciones de la cadena de suministro para aumentar el rendimiento global.

En la exhibición de la fábrica inteligente de Monterrey, se contemplan cinco dominios de EcoStruxure™, la arquitectura y la plataforma de sistemas abierta, interoperativa y compatible con la Internet de las cosas:

EcoStruxure Building: desde el diseño hasta la integración y la puesta en marcha, EcoStruxure™ Building aporta a los edificios los más altos niveles de eficiencia de ingeniería. En combinación con activos y servicios de rendimiento energético hace posible que los edificios sean eficientes durante toda su vida útil, lo que garantiza la productividad y el confort de los ocupantes.

EcoStruxure Power: solución diseñada para arquitecturas de baja y media tensión, aumenta la conectividad, confiabilidad operativa y capacidad de análisis inteligentes.

EcoStruxure Data Center: en un mundo conectado, hoy es más importante que nunca proteger la información y los datos críticos. Nos aseguramos de que la infraestructura física del centro de datos de nuestros clientes pueda adaptarse rápidamente para hacer frente a las demandas futuras asociadas a la Internet de las cosas y el crecimiento –en la nube y en el extremo de la red– sin poner en riesgo la disponibilidad ni la eficiencia operativa en ningún momento.

EcoStruxure Plant y EcoStruxure Machine: nuestras tecnologías para internet industrial de las cosas (IIoT), que incluyen software integrado, están preparadas para la fabricación inteligente y pueden generar nuevas oportunidades comerciales para plantas y fabricantes de máquinas.

Un camino a la digitalización

El equipo de Schneider Electric de Monterrey probó con muy buenos resultados numerosas soluciones digitales, ofreció capacitación específica a su personal para que pueda interactuar con IIoT e implementó las soluciones en cuestión en distintos puntos de la red de fabricación global de la empresa. Esta red incluye 1100 empleados en dos líneas de producción, que fabrican productos como centros de control de motores,

variadores en gabinete, tableros de distribución e interruptores de seguridad. La fábrica inteligente de Schneider Electric también ha establecido alianzas con la Universidad Autónoma de Nuevo León, TecMilenio, el Tecnológico de Monterrey y la Universidad del Valle de México para conducir programas de capacitación y formación especializada en el marco de conferencias, talleres y seminarios, además de abordar las prácticas profesionales. Cuenta con las certificaciones de calidad ISO9000 e ISO14000, y es miembro de la Asociación de Maquiladoras y Manufactureras de Exportación de Nuevo León.

Con los dominios de EcoStruxure, esperamos obtener numerosos beneficios productivos en la fábrica inteligente de Monterrey, entre los que se incluyen los siguientes:

- Reducción de los costos de mantenimiento en un 20% en simultáneo con aumentos de la eficiencia general de los equipos en un 7%.
- Agilidad en la gestión y eficiencia de los procesos, con menos de un año de ROI como resultado de la eficiencia de los procesos.
- Transparencia y visibilidad en toda la operación de la planta.
- Aumento de la eficiencia de los procesos por encima del 10%.
- Implementación en las máquinas de mayor criticidad, como los sistemas de pintura y soldadura robotizada, y la línea de tableros de distribución donde se monitorean las variables críticas; se reciben alarmas y se recopilan datos para evitar fallas imprevistas.
- Reducción de los tiempos de mantenimiento.
- Importantes mejoras en la seguridad durante las intervenciones de mantenimiento a través de Augmented Operator Advisor.
- Eficiencia energética: hasta un 10% adicional de ahorros respecto de un nivel de consumo ya optimizado.
- Reducción de la huella de carbono en 377 toneladas.
- Rendimiento de activos y confiabilidad: hasta un 10% de optimización de la gestión y el mantenimiento de establecimientos en costos de mano de obra y repuestos.
- Aumento de las tareas de mantenimiento preventivo versus mantenimiento correctivo.

En 2018, en los establecimientos del área de Global Supply Chain de Schneider, que abarca 200 plantas de fabricación en 46 países y 98 centros de distribución, los 86.000 trabajadores que integran su sólida fuerza de trabajo gestionaron más de 260.000 referencias y procesaron más de 150.000 líneas de pedido por día.

Con Cryobox, Galileo alcanza la media escala en producción de GNL

Galileo Technologies fue contratada por Eneva para construir una planta que producirá 600.000 metros cúbicos diarios (m³/d) de gas natural licuado (GNL) para abastecer a una nueva central térmica.

Complejo Parnaíba, el primero de los proyectos R2W de Eneva. La central Jaguaritica II será el segundo gracias al GNL producido por los Cryobox en Campo de Azulão.

Hasta ahora las Estaciones Cryobox® habían conseguido satisfacer adecuadamente las expectativas de la micro y de la pequeña escala en la Producción Distribuida de GNL. Con el proyecto adjudicado por Eneva para la producción de GNL en el yacimiento de Campo de Azulão, en la Cuenca Amazónica, será la primera vez que una planta de licuefacción configurada en base a Estaciones Cryobox® alcance valores de la *mid-scale LNG* (producción de GNL de escala media, según la definición en inglés).

El GNL producido por las Estaciones Cryobox® en Campo de Azulão será almacenado en isotanques criogénicos para facilitar su transporte por carretera hacia la central termoeléctrica Jaguaritica II, que Eneva instalará en el Estado de Roraima. Gracias a ese gas, la nueva central generará 117 megawatts (MW), vendidos por ENEVA en el concurso realizado el 31 de mayo de 2019 por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CEEE) de Brasil.

La solución provista por Galileo Technologies se inscribe dentro del modelo que la compañía denomina Gas 3.0 o Gas de Tercera Generación, por el cual el gas natural licuado en los pozos se convierte en combustible listo para ser consumido allí donde sus clientes lo requieran, sin necesidad de transporte por tuberías.

En virtud de ello, además de las estaciones Cryobox, Galileo Technologies también proveerá los isotanques de almacenamiento de GNL y la planta de regasificación que inyectará el gas en las turbinas de ciclo combinado de la central.

“Estoy muy feliz y orgulloso por el resultado alcanzado en la licitación. Después de un intenso año de trabajo, conseguimos desarrollar este proyecto de alta complejidad, tan importante para el Estado de Amazonas, para el Estado de Roraima y para el país. Para Amazonas, por colocar en producción un activo declarado de interés comercial en 2004, inaugurando la fase productiva de la Cuenca Amazónica. Para Roraima, por

incrementar la seguridad energética del estado en forma más limpia, y para el país, por aumentar la oferta de energía en una región dependiente del diésel y de la energía proveniente de Venezuela. No podría estar más satisfecho”, señaló el CEO de Eneva, Pedro Zinner, en su comunicado de prensa sobre el resultado de la licitación convocada por la CEEE.

Gracias a la producción de GNL en Campo de Azulão y a la incorporación de la central Jaguaritica II, Eneva alcanzará una capacidad contratada de 2,7 gigawatts (GW). Es el segundo proyecto del modelo Reservoir-to-Wire (R2W) que se desarrolla en América del Sur y en el mundo. El primero fue desarrollado integralmente por Galileo Technologies en 2017 y conecta la producción de GNL en pozos dispersos que incluyen a la formación Vaca Muerta con la central termoeléctrica instalada en Anchoris.

Por otra parte, “la producción de GNL en Campo de Azulão le permitirá a Eneva movilizar con menos costo y por carretera recursos gasíferos que estaban confinados”, señaló Osvaldo del Campo, CEO de Galileo Technologies para destacar los beneficios de la solución de licuefacción y regasificación contratada.



Complejo Parnaíba, el primero de los proyectos R2W de Eneva. La central Jaguaritica II será el segundo gracias al GNL producido por los Cryobox en Campo de Azulão.

Un Centro Digital de Control de Siemens Argentina, miembro de una Red Global

Recientemente se ha cumplido solo un año desde que Siemens Argentina puso en marcha su Centro Digital de Control Remoto y Monitoreo (CCR) de plantas de generación de energía. Este centro hoy pasa a formar parte de la Global Network of Power Diagnostics® Centers (PDC).

Al formar parte de la red global, el CCR además de monitorear, realizar diagnósticos en tiempo real y operar en forma remota las centrales de energía, agregará valor y beneficiará a los clientes en muchos otros aspectos, entre ellos:

- Brindar soporte proactivo para la detección temprana de fallas y mejora la eficiencia, al ser respon-



sable inicialmente del monitoreo 24/7 de todas las unidades en la Argentina, Chile y Uruguay.

- Crear informes sobre el funcionamiento y el comportamiento a partir de datos obtenidos de innumerables sensores (IoT) existentes en las centrales. La información es enviada a la plataforma Mindsphere, sistema operativo abierto y basado en la nube de Siemens para IoT, donde a partir de su análisis y procesamiento se desarrollan aplicaciones para aumentar la eficiencia y la disponibilidad de las plantas, así como también sugerir mejoras para toda la red, ya sea en los procesos como en la operación. Para ello, el sistema dispone de algoritmos avanzados que, con soporte de inteligencia artificial (AI), procesan los datos, simplificando el análisis y la toma de decisiones.
- Mejorar en la cercanía con los clientes al contar con *expertise* y *know-how* local que brindará respuesta directa ante necesidades concretas.
- Soporte sobre temas técnicos en idioma nativo, tanto en la atención como en los informes, lo cual redundará en un mayor entendimiento al compartir la cultura y el lenguaje.
- Cooperación cercana e identificación de oportunidades al tener el conocimiento local del personal que participó en las puestas en marcha de las unidades a ser monitoreadas.
- Manejo de datos de acuerdo con el marco de seguridad y requerimientos de la legislación vigente en el país, incluyendo los más altos estándares en materia de ciberseguridad mundial.
- Complementar la experiencia local junto con la mundial para la mejora continua de los Servicios de Advisor Virtual.
- Operar bajo estrictos estándares globales.



- Brindar informes y experiencias globales que permitirán replicar casos de éxito y/o mejoras ya probadas.

En Siemens somos protagonistas de este proceso de digitalización que está cambiando la dinámica del sector energético. Continuamos invirtiendo en el país, introduciendo innovaciones que forman parte de los servicios del porfolio digital que ofrecemos en la Argentina. A través del CCR y la Global Network of Power Diagnostics® Centers brindamos a nuestros clientes una verdadera ventaja competitiva.

ABB deja el negocio de los inversores solares

ABB y la empresa italiana FIMER S.p.A han anunciado hoy la firma de un acuerdo para la adquisición por parte de FIMER del negocio de inversores solares de ABB. La transacción mejorará las perspectivas futuras del negocio de inversores solares y permitirá a ABB centrarse en su cartera de negocios para otros mercados en crecimiento.

El negocio de inversores solares de ABB cuenta con aproximadamente 800 empleados en más de 30 países, con centros de manufactura y de R&D ubicados en Italia, India y Finlandia. Comprende además el negocio de inversores solares de Power-One, que fue adquirido por la división Discrete Automation and Motion de ABB en 2013. El negocio ofrece una amplia cartera de productos, sistemas y servicios para diferentes tipos de instalaciones solares. Actualmente forma parte del negocio Electrification de ABB, y alcanzó ingresos de aproximadamente USD290 millones en 2018.

Ambas empresas garantizarán una transición fluida tanto para los clientes como para los empleados. FIMER cumplirá todas las garantías existentes y ABB compensará a FIMER por asumir el negocio y sus obligaciones asociadas.

En consecuencia, ABB recibirá un pago no operativo después de impuestos de aproximadamente USD430 millones en el segundo trimestre de 2019, con el consiguiente efecto sobre los resultados de mediados de 2019. Aproximadamente el 75% de este pago lo componen salidas de efectivo que ABB tendrá que pagar a FIMER entre la fecha de formalización del contrato y en 2025. ABB espera además hasta USD40 millones de



costes de separación relacionados con la transición a partir del segundo semestre de 2019.

Tras el cierre de la transacción, ABB espera un efecto positivo, de más de 50 puntos básicos sobre el margen EBITA operativo para el negocio de Electrificación, que impulsaría el progreso del negocio hacia su rango de margen objetivo del 15 y 19%.

La finalización de la transacción está prevista para el primer trimestre de 2020 y estará sujeta a determinadas condiciones, como son la finalización de la transición y las consultas previas con los organismos de representación de los empleados.

Naturgy inaugura con el Municipio de Luján una red de gas natural

Directivos de Naturgy representados por su Gerente General, Alberto González Santos, y el Intendente Municipal de Luján, Oscar Luciani, encendieron la llama votiva que dio por inaugurada la red de gas de los barrios Covilu y San Juan de Dios. La obra demandó la construcción de 5.000 m de red, y permitirá que 200 familias puedan acceder al gas natural por redes.

“Continuamos ampliando nuestra red de gas natural para que más vecinos de nuestra área de distribución puedan acceder al servicio y así mejorar su calidad de vida”, afirmó Alberto González Santos, Gerente General de Naturgy. A su vez, Oscar Luciani, Intendente de Luján comentó: “Esto es apostar, invertir y llegar con los servicios a los vecinos. Es un trabajo en conjunto entre el Estado y el sector privado”.

El encendido de la llama votiva se realizó en el frente del domicilio del vecino Martín, quien se conectó a la red a partir de los créditos del programa “MEJOR HOGAR GAS” para la financiación de las instalaciones internas de los hogares.

Estas obras se encuentran en el marco del plan de inversiones presentado por la empresa para el quinquenio 2017-2021, destinado a obras de expansión del sistema de distribución mediante la ejecución de nuevas redes de distribución. Además, en el año 2018 Naturgy amplió la Planta Reguladora de Presión “Ntra. Sra. De Luján” ubicada en Fray Manuel de Torres y Julio A. Roca llevándola de 600 a 2000 m³/h, permitiendo así la ampliación de las redes de la zona y asegurando un mejor servicio para los usuarios.



Desde 1992, Naturgy, anteriormente Gas Natural Fenosa, brinda su servicio de distribución de gas natural por redes en 30 partidos del norte y oeste del Conurbano bonaerense. Es la segunda distribuidora de gas de la Argentina por volumen de ventas, con más de 1.596.701 clientes residenciales, 52.253 comerciales y 1.265 industriales, 400 estaciones de GNC y 3 subdistribuidoras. La extensión de las redes de gas natural asciende a 26.200 km.

Para más información, llamar al 0810-333-46226 o visite www.naturgy.com.ar

Un avión gigante llega a Tucumán con equipos de YPF Luz



Un avión de carga Antonov (AN-124), uno de los más grandes del mundo, llegó recientemente a Tucumán con equipamiento de YPF Luz destinado al nuevo ciclo combinado de la Central Térmica, El Bracho, que la compañía tiene en esa provincia y permitirá incrementar la potencia del complejo a 1.300 megawatts (MW) con una inversión estimada de 300 millones de dólares.

A través de este tipo de traslados especiales en aviones de gran capacidad de carga, YPF Luz busca acelerar la llegada de componentes para el proyecto. En este viaje, el AN-124 de origen ucraniano, traslada parte de los módulos eléctricos requeridos para la obra.

Los AN-124 han sido utilizados para el transporte de locomotoras, yates, fuselajes de aviones y otros tipos de carga de grandes dimensiones. En 1996, trasladó turbinas que se instalaron en los primeros generadores



de energía del Complejo de Generación Tucumán.

El Complejo de generación de YPF Luz en esa provincia, que actualmente posee una potencia instalada de 1096 MW, se ubica en la localidad de El Bracho, departamento Cruz Alta, y está integrado por tres centrales térmicas alimentadas con gas natural: Central Térmica Tucumán y Central Térmica San Miguel de Tucumán, ambas funcionando en ciclo combinado, y la Central Térmica El Bracho, funcionando hoy en ciclo abierto y en proceso de construcción del ciclo de vapor, para la conformación definitiva de ciclo combinado.

Con la finalización de las obras, el Complejo Generación Tucumán de YPF Luz permitirá abastecer de energía eléctrica a más de 1.3 millones de usuarios, lo que equivale al 4,2% de la demanda máxima del país.



Aggreko apuesta a soluciones de generación híbridas de varias fuentes

Aggreko, especializada en soluciones de energía modular y móvil, y servicios energéticos, brinda nuevas baterías que permiten integrar varios tipos de soluciones de generación de energía (tanto renovables como convencionales), con el objetivo de proveer alternativas más competitivas y limpias a sus clientes.

Aggreko otorga nuevas oportunidades a sus clientes para alcanzar el mejor equilibrio entre energía limpia, barata y confiable. Así, en cualquier lugar del mundo,

se pueden obtener los mejores resultados gracias a la integración de las soluciones de Aggreko: la flota de motores de térmicos altamente eficientes; el Y. Cube, una batería de 1MW puesta en contenedores de 20 pies, y el sistema inteligente de gestión de energía YQ.

La integración de soluciones es uno de los caminos para lograr mayor eficiencia. Por ejemplo, la mina de oro Gold Fields Granny Smith en Australia Occidental está programada para instalar una de las microgrids de energía renovable más grandes del mundo, que se alimentará por una combinación de generadores a gas y paneles solares, con el apoyo del nuevo sistema de batería modular y móvil Y. Cube. El uso del almacenamiento en las baterías permite utilizar más energía solar y hacer funcionar los motores, que pueden operar tanto con diésel como con gas de forma más económica.

“Los cambios en el sector energético con la llegada de las energías renovables y nuevas tecnologías abre las puertas hacia desafíos que no se habían planteado



hasta el momento”, explica Enrique Mallea, Gerente General de Aggreko Argentina. Y agrega: “La transición energética está aún en proceso. Continúan surgiendo desarrollos innovadores y todavía no se conoce el final ni cuándo se alcanzará”.

En los últimos 10 años el precio de los packs de baterías descendió considerablemente. De casi USD1200 en 2010 a menos de USD200 en 2018 (según datos de BloombergNEF), lo que hace que hoy sean mucho más económicas y se adapten mejor a las necesidades del cliente. En muchos lugares sin acceso a red o a energía confiable, la combinación correcta de generación térmica, baterías y energía solar garantiza una fuente de energía segura a largo plazo.

Pampa Energía construye su cuarto parque eólico

El Parque Eólico Pampa Energía III, ubicado en Coronel Rosales, que se puso en marcha semanas atrás, recibió la visita del Presidente de la Nación, Mauricio Macri, de la Gobernadora María Eugenia Vidal, el Intendente de General Rosales, Mariano Uset y funcionarios nacionales, provinciales, municipales. Este tercer

parque eólico de Pampa se suma a otros dos ubicados a 20 km de Bahía Blanca.

El nuevo parque tiene una capacidad de 53 MW y ya aporta energía sustentable al sistema nacional. Demandó una inversión superior a los 3.000 millones de pesos. Con este parque, Pampa Energía ya genera 206 MW de energía eólica, lo que significa el 19% de la energía eólica del país, el 13% de la energía renovable y pasará a generar 258 MW en 2020 con el cuarto anunciado hoy.

Marcelo Mindlin, presidente de Pampa Energía, expresó: “estamos muy orgullosos de ser protagonistas de la revolución de energías renovables que está ocurriendo en el país y que le aporta a la matriz del sistema un horizonte de mayor sustentabilidad. Por ello hoy quiero anunciar que en pocos días comenzaremos la construcción de nuestro cuarto proyecto eólico con el cual tendremos una capacidad total de 258 MW de energía eólica. Esta expansión es parte del plan de inversiones estratégicas que tiene Pampa y que supera los 1000 millones de dólares anuales”.

La puesta en marcha de los tres parques eólicos ya operativos más el cuarto parque anunciado, la ampliación de la Central Termoeléctrica Genelba, la adquisición y cierre del ciclo combinado de la Central Termoeléctrica Ensenada, los proyectos de gasoductos norte y sur de Vaca Muerta, a través de TGS y la exploración de nuevos yacimientos de gas en Vaca Muerta son parte del ambicioso plan de inversiones de Pampa Energía de más de 1000 millones de dólares por año.



Datos técnicos

El Parque Eólico Pampa Energía III tiene 14 aerogeneradores, compuestos por cuatro tramos de torre, una nacelle y tres palas que impulsan la turbina de un diámetro total de 136 m. Al igual que los dos proyectos anteriores, la instalación de estos aerogeneradores requirió la construcción de sofisticadas obras en las plataformas y fundaciones, similares a las que existen en los diferentes parques de ese tipo en el mundo y requirió del trabajo de 180 personas.

Los generadores, acoplados al eje de la turbina, a 117 m de altura, producen energía eléctrica en 33KV. Este tercer proyecto fue adjudicado en el marco de la Resolución 281 del Mercado a Término de Energías Renovables (MAT ER). Y su producción está destinada a atender el segmento de Grandes Usuarios, a través de contratos entre privados.



Holcim Argentina abastecerá sus plantas con energía de YPF Luz

Holcim Argentina e YPF Luz firmaron un importante acuerdo destinado a la provisión de energía renovable para las plantas cementeras. El evento se llevó a cabo en la sede de Holcim en Campana con la presencia de Carlos Espina, CEO de Holcim Argentina, empresa líder en la industria de la construcción en la producción de cemento, hormigón elaborado, agregados pétreos y servicios para la construcción; Miguel Gutiérrez, Presidente de YPF y Martín Mandarano, CEO de YPF Luz.



International Bonded Couriers

- Courier Internacional y Nacional
- Cargas Aéreas y Marítimas
- Servicio Puerta a Puerta

Bartolome Mitre 1612 PB c.p. (1037) - Capital Federal
Tel. 0810-3450-422 desde el ext. +54 (11) 4381-7575
E-mail: ventas@ibcinc.com.ar - web: ibcinc.com.ar



El inicio del suministro está previsto para comienzos de 2020, alcanzando el 35% de cobertura de la demanda total de energía de Holcim al finalizar el primer semestre de ese año.

“Esta iniciativa se enmarca en nuestro Plan de Desarrollo Sostenible 2030, en particular en una de las cuatro áreas en las que trabajamos para lograrlo, *Clima y Energía*. Reemplazar la energía no renovable consumida actualmente por energía eólica nos va a ayudar a alcanzar nuestra meta de reducción de 40% de generación de CO₂ para 2030” aseguró Carlos Espina, CEO de Holcim Argentina.

Miguel Gutiérrez, presidente de YPF dijo: “Celebramos hoy este acuerdo de provisión de energía limpia con Holcim, que representa una solución energética competitiva, eficiente y sustentable para una empresa líder en la industria de la construcción”. Por su parte, Martín Mandarano, CEO de YPF Luz, agregó: “Estamos muy orgullosos por ser elegidos socios confiables en materia de energías renovables con quienes asumimos un fuerte compromiso de sustentabilidad”.

YPF Luz proveerá la energía para las operaciones de Holcim desde el Parque Eólico “Los Teros” ubicado en el partido de Azul, provincia de Buenos Aires. La energía contratada es de un promedio anual de 142 GWh para la cual empleará 30 MW de potencia instalada en el Parque. YPF Luz es un proveedor de energía confiable y sustentable para las principales compañías del país, como Holcim Argentina, y es una empresa líder en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER).

Con esta iniciativa, Holcim Argentina producirá 1.2 millones de toneladas de cemento por año con energía renovable, el equivalente a construir 105.000 viviendas o 3000 km de ruta de dos carriles, lo que le permitirá a la compañía una reducción de 63.000 tn de emisiones de CO₂ al reemplazarse energía térmica por energía eólica. Las emisiones que se evitarán serán equivalentes a 60.000 vuelos Córdoba - Buenos Aires.

Holcim Argentina, empresa que pertenece a LafargeHolcim, es líder en la industria de la construcción en la producción de cemento, hormigón elaborado, agregados pétreos y servicios de asesoramiento técnico, definiendo los más altos estándares de calidad en productos y servicios.

Nuevo acuerdo entre Refinor y Total Especialidades

Refinor, especializada en combustibles en el norte de Argentina, anuncia su alianza estratégica y comercial con Total, empresa líder en el desarrollo de lubricantes de alta tecnología. Con este nuevo acuerdo, la petrolera comenzará a comercializar la amplia cartera de productos de lubricación que Total ofrece en casi un centenar de estaciones ubicadas en el norte del país.



Desde el mes de junio, los Centros de Servicios de Refinor incorporan en la totalidad de su red los Lubricantes de TOTAL que serán exhibidos en las islas de venta. Los clientes que visiten los Centros de Servicios de Refinor podrán acceder a una completa gama de aceites de TOTAL en los puntos de ventas que se integran a esta nueva apuesta.

“Firmar una alianza con Total es para nosotros un paso más hacia la fuerte apuesta que estamos haciendo como marca de brindar en nuestros Centros de Servicio



una experiencia de excelencia para nuestros clientes, con los más altos estándares de calidad e innovación”, aseguró Claudio García, Gerente Comercial de Refinor.

“El acuerdo celebrado junto a Refinor nos permitirá seguir afianzando y desarrollando nuestras marcas en el mercado local, buscando, a partir de esta asociación, ofrecer en forma conjunta a nuestros clientes productos y servicios de la más alta calidad y prestigio”, aseguró María Eugenia Patalagoity, Directora Comercial de Lubricantes y Fluidos Especiales de Total Especialidades Argentina.

A través de este acuerdo, Total incrementa su presencia de marca en el extremo norte del país, con la posibilidad de dar a conocer las virtudes de su gama de productos de lubricantes para cada segmento.

Chevron Argentina renueva su Programa de Salud en Añelo

Después de tres años de trabajo en conjunto, este miércoles 24 de julio se celebró en Añelo la renovación del acuerdo del programa materno-infantil que lleva adelante la Fundación Baylor Argentina con el aporte de Chevron, YPF, la Fundación YPF y Tecpetrol y en consonancia con las estrategias delineadas por el Ministerio de Salud de la Provincia de Neuquén, el Municipio y el hospital de Añelo.

El programa tiene lugar en la localidad de Añelo, y en zonas aledañas como los parajes Aguada San Roque y Los Chihuidos. El mismo pretende sumar esfuerzos y colaborar en el desarrollo de capacidades y en la asistencia en salud materno-infantil, con foco en el centro de salud público de dichas localidades.

Durante el acto, el Ministerio de Salud, a través del Municipio y Hospital de Añelo entregaron diversas placas de agradecimiento al compromiso con la comunidad de esa localidad y certificados a enfermeros, agentes sanitarios y médicos que formaron parte de los entrenamientos dictados por profesionales de la Fundación Baylor Argentina.

“Empezamos a trabajar en este desafío porque la comunidad nos demandaba un mejor sistema de salud. Hoy me da mucha alegría seguir contando con el Ministerio de Salud y con cada uno de los actores y empresas en la continuidad del proyecto. El programa de Baylor no solo es atención médica, es seguir formando capacidades para el mejor cuidado de nuestros vecinos. Me da orgullo decir que en Añelo tenemos este hospital, estos médicos y estas ganas de seguir cuidando la salud de nuestra gente”, expresó Darío Díaz, intendente de Añelo.

“Para nuestro Gobierno, fortalecer el cuidado materno-infantil constituye un pilar del trabajo que llevamos adelante desde el Ministerio. Quiero agradecer a todos por los esfuerzos y celebrar lo bueno que sucede cuando trabajamos en red”, agregó la Ministra de Salud provincial, Andrea Peve.

“El apoyo a las comunidades en donde Chevron opera, y en particular cuando se trata de la salud de las personas, es un valor presente en todo lo que hacemos.



Estamos muy contentos de continuar acompañando este proyecto, y de contribuir en beneficio de la comunidad de Añelo”, expresó Emilio Cafoncelli, supervisor de Asuntos Corporativos de Chevron Argentina.

En la entrega, además de la ministra de Salud, el intendente de Añelo, y el director del hospital, recibieron una distinción Emilio Cafoncelli; Candela Bensimon, coordinadora de Inversión Social de Chevron Argentina; Anabel Perrone, directora ejecutiva de la Fundación YPF y responsable de asuntos externos e inversión social; Federico Califano, gerente de relaciones instituciones y de relaciones de la comunidad de Tecpetrol; Agustina Pérez, directora ejecutiva y vicepresidenta de Fundación Baylor Argentina y James Thomas, director científico para Latinoamérica de BIPAI.



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

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

NOVEDADES DEL IAPG



Exitosas Jornadas de Corrosión e Integridad de Seccional Comahue



Con sala llena, la Subcomisión de Cursos y Congresos de la Seccional Comahue del IAPG, realizó durante los días 4 y 5 de septiembre, la III Jornadas de



Corrosión e Integridad, cuyo objetivo fue intercambiar experiencias y conocimientos (problemas, soluciones, lecciones aprendidas) técnico-económicos relacionados con la problemática de la corrosión en la Industria de Oil & Gas, abarcativas de las operaciones de Perforación, Terminación, Producción, Procesamiento y Transporte de fluidos.



Se presentaron 22 trabajos técnicos realizados por profesionales de 17 empresas diversas, los cuales fueron seguidos con atención y generaron un buen debate.

La Universidad estuvo presente a través de tres presentaciones referidas a aspectos legales de las auditorías de tanques y ductos.

Como corolario, el cierre cada día estuvo a cargo de dos conferencias que a través de charlas magistrales, abordaron la temática del “Consortio Mic en la era biológica y molecular” y “El Rol del factor humano en el manejo de la integridad”.

El grupo creado ad-hoc ya se encuentra planificando la próxima jornada, en atención al avance tecnológico que deviene en lograr mantenerse muy bien actualizado.

Finalizaron en la Seccional Sur las 22º Jornadas Técnicas de Petróleo y Gas del IAPG

Por todo lo alto, la Seccional Sur del IAPG, sita en Comodoro Rivadavia, provincia del Chubut, realizó sus tradicionales jornadas sobre hidrocarburos.

En efecto, estas Jornadas se iniciaron con la conferencia de José Luis Sureda (exsecretario de Recursos Hidrocarbúricos de la Nación) quien atrajo el interés del auditorio formado por más de 220 personas que trabajan en la industria, estudiantes de ingeniería de



la UNSJB y estudiantes de la Escuela Técnica del IAPG.

Luego, el Ministro de Hidrocarburos de la provincia del Chubut, Martín Cerdá, se refirió al contexto actual de la industria en Chubut, proyectos que se llevan adelante y trabajos que se desarrollan desde el ámbito político.

En dos salas del hotel Austral se presentaron 39 trabajos técnicos de operadoras y empresas de servicios que contó con la presencia de profesionales de distintos puntos del país. La organización, como todos los años, estuvo a cargo de la Comisión Técnica de la Seccional Sur del IAPG.

Durante los dos días de las Jornadas se expusieron trabajos de interés para todos los sectores de la industria.

Reconocimiento

Al cumplirse la 22° Jornadas Técnicas, la Comisión Directiva de la Seccional Sur hizo entrega de una distinción a Luis María Lorences, quien fuera uno de los iniciadores de las Jornadas Técnicas de la Seccional Sur.

También se distinguió a Dante Fiorenzo, Coordinador de la Comisión Técnica, por el sostenimiento de las Jornadas en estos 22 años.

Premios

Finalmente se hizo entrega de los premios a los trabajos seleccionados, recayendo en:

- Reducción de bloqueos de bomba por gas mediante la implementación de nueva tecnología de separación. Por Tapia Manuel, Rivas Marcos, Barraco José, Barbacci Ignacio - Christensen Roder / PAE.
- PCP con Cabezal Hidráulico. Por Martini Federico - YPF S.A.
- Monitoreo y seguimiento de variables en equipos de *Pulling*. Por Jatib Carlos, Figueroa Fernando, Rossi Andrés, Julián Isaac – PAE.

La vara queda muy alta para planificar y programar las 23° Jornadas, un gran acervo técnico y profesional con el que cuenta cada año el sector.



Cursos de actualización 2019

Aquí encontrarás los cursos profesionales
y especializados más prestigiosos de la industrial.

OCTUBRE

CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 3 al 4 de octubre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 1 – Ensayista en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 7 al 12 de octubre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE POZOS ANTIGUOS EN YACIMIENTOS MADUROS

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 15 al 17 de octubre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE ANÁLISIS NODAL

Instructores: *P. Subotovsky y A. Resio*

Fecha: 15 al 18 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN AL PROJECT MANAGEMENT. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Fecha: 23 al 25 de octubre. Lugar: Buenos Aires

DOCUMENTACIÓN DE INGENIERÍA PARA PROYECTOS Y OBRAS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 24 y 25 de octubre. Lugar: Buenos Aires

RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 28 de octubre al 1 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL GAS

Instructores: *C. Casares, J.J. Rodríguez, B. Fernández,
E. Fernández y O. Montano*

Fecha: 29 de octubre al 1 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NOVIEMBRE

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA SEGÚN ISO 50.001

Instructor: *A. Heins*

Fecha: 4 al 6 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

SISTEMAS DE TELESUPERVISIÓN Y CONTROL SCADA

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 7 y 8 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 2 – Técnico en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y N. Pesce*

Fecha: 11 al 16 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE BOMBEO MECÁNICO

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 19 al 22 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROCESAMIENTO DE CRUDO

Instructores: *E. Carrone, C. Casares y P. Boccardo*

Fecha: 20 y 21 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

INGENIERÍA DE RESERVIOS DE GAS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 26 al 29 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

MEDICIONES DE HIDROCARBUROS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 28 y 29 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

DICIEMBRE

PROJECT MANAGEMENT WORKSHOP. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Fecha: 2 al 4 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE FORMACIONES CONVENCIONALES Y SHALE

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 3 al 6 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

Cursos online

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas está lanzando una serie de cursos *online* sobre temas de la industria

Las propuestas bajo esta modalidad *E-Learning* complementan su tradicional calendario de cursos presenciales. Los contenidos estarán disponibles las 24 horas durante los 7 días de la semana con alcance a cualquier punto del país y del mundo. Se incluirán videoconferencias sincrónicas con los instructores, que son profesionales de prestigio internacional y gran experiencia. También se llevarán a cabo, complementando la formación teórica, una serie de ejercicios prácticos, siempre acompañados por los docentes.

El primero será: "Herramientas de proyecto: WBS - Administración de alcance".

NOVEDADES DESDE HOUSTON



IAPG Houston presenta las nuevas autoridades para 2019-2020

El día 2 de agosto pasado el IAPG Houston celebró su asamblea anual para presentar los resultados de 2018-2019 y elegir nuevas autoridades para el período 2019-2020.

Con la presencia del cónsul general de la Argentina en Houston, Gabriel Volpi, miembros del directorio y socios de la institución. El presidente saliente, Marcelo Ranieri, presentó los logros del último año.

El éxito de los eventos organizados el último año y el apoyo de sus sponsors ha permitido que el IAPG Houston otorgue tres becas a estudiantes argentinos para sus estudios de posgrado en los Estados Unidos.

Secretario:	José Luis Vittor (Hogan Lovells)
Directores:	Joe Amador (Tudor Pickering Holt)
	Juan Marcos Braga (Total)
	Daniel De Nigris (ExxonMobil)
	Miguel Di Vincenzo (WildCat Int.)
	Carlos Garibaldi (Arthur D. Little)
	Guillermo Hitters (Luxmath, LLC)
	Matías La Salvia (Chevron)
	Patricia Martínez (Enerflex)
	María Mina (Schlumberger)
	Carola Rawson (Schlumberger)
	Richard Spies (Pan American Energy)



Durante la asamblea se eligieron las nuevas autoridades para el período 2019-2020. El nuevo presidente del IAPG Houston será Andrés Weissfeld, Director de Consultoría en Wood Mackenzie. Andrés Weissfeld forma parte del directorio del IAPG Houston desde 2015 y durante su tiempo trabajando en la institución lideró la creación del capítulo de Jóvenes Profesionales y más recientemente se desempeñó como tesorero y vicepresidente.

Eduardo Galíndez, Director Sr. de IT en Tenaris, tomará el rol de vicepresidente. El directorio completo lo componen:

Presidente:	Andrés Weissfeld (Wood Mackenzie)
Presidente Saliente:	Marcelo Ranieri (Exiros)
Vicepresidente:	Eduardo Galíndez (Tenaris)
Tesorero:	Emilio Acin (CNOOC)

Comenzaron los preparativos para el Torneo de Golf del IAPG Houston

Comenzaron los preparativos para el Torneo de Golf del IAPG Houston "Scholarship Golf Tournament", que se celebrará el próximo 4 de octubre y cuyo objetivo es recaudar fondos para la beca que ofrece anualmente el IAPG Houston a estudiantes argentinos de carreras afines con los hidrocarburos que estudian en los Estados Unidos.

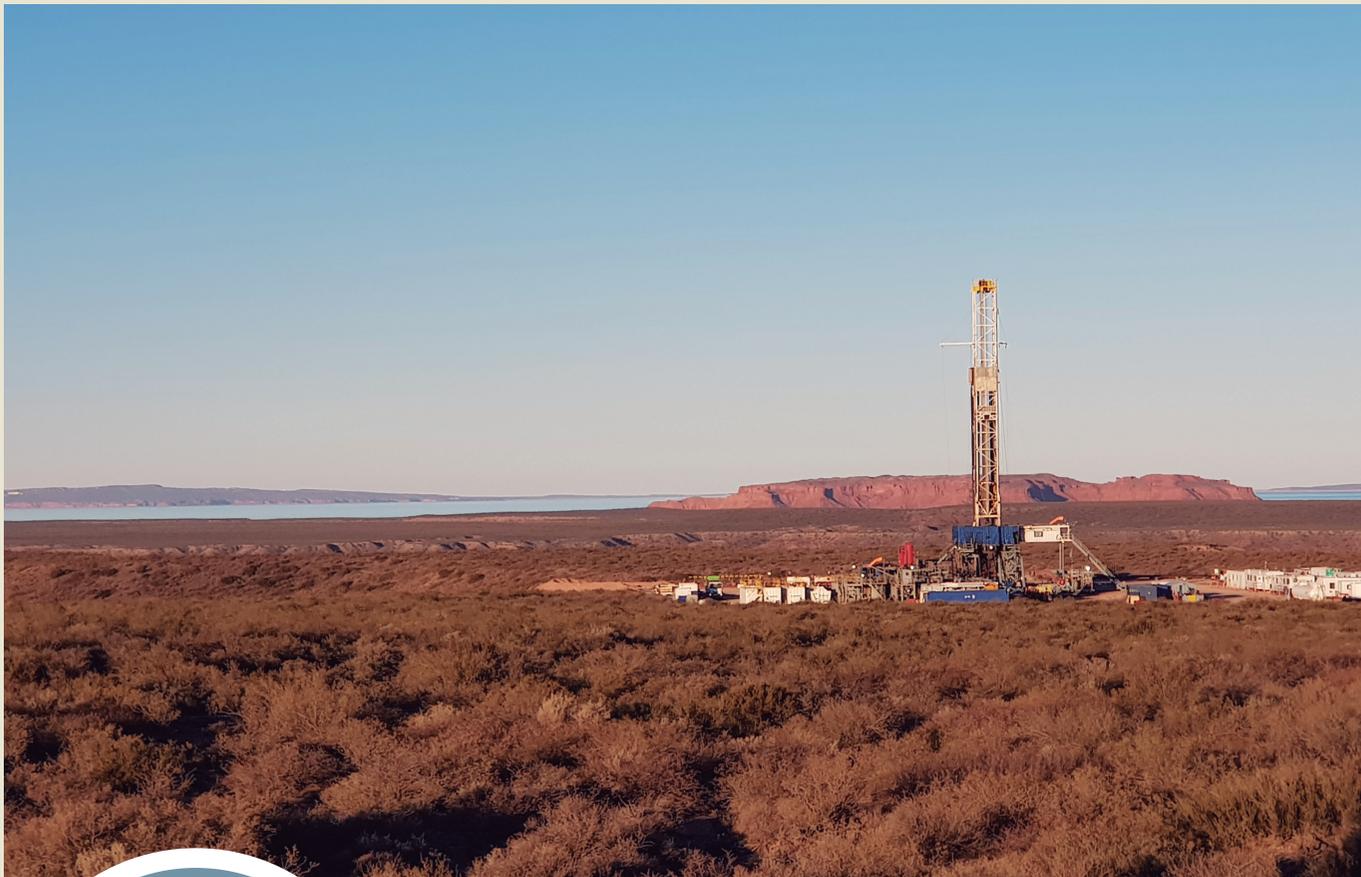
El torneo suele ser patrocinado por varias empresas que contribuyen generosamente con los fondos para la beca "Claudio Manzolillo IAPG Houston Scholarship", que se entrega a un estudiante argentino. Es una ocasión para la camaradería y el encuentro con el mismo objetivo: reunir fondos para la beca.

Más información: www.iapghouston.org



ÍNDICE DE ANUNCIANTES

3M	49	METALURGICA SIAM	12
AESA	33	PAMPA ENERGIA	77
AGUSTI SUBASTAS	85	PAN AMERICAN ENERGY	Retiro de tapa
AXION ENERGY	47	PECOM SERVICIOS ENERGIA	35
BAKER HUGHES A GE COMPANY	25	PELTON	41
BANCO SUPERVIELLE	93	SACDE	71
CEDRO BRASIL	73	SWISS MEDICAL Medicina Privada / ECCO Emergencia y Prevención	55
COMPAÑÍA MEGA	17	TECPETROL	21
CONGRESO DE PRODUCCION'19	Retiro de contratapa	TEXPROIL	Contratapa
CURSOS IAPG	103	TGN	30
CURSOS REGISTROS DE POZO	109	TGS	67
DEL PLATA INGENIERIA	57	TOTAL	9
EMERSON	79	TRACERCO	97
ENSI	29	TREATER	43
EXPRO GROUP	58-59	TUBHIER	69
EXXON MOBIL	75	V Y P	133
FINNING	81	VALMEC	61
FUNCIONAL	23	VAUTON	89
GABINO LOCKWOOD	31	VETEK	51
HALLIBURTON ARGENTINA	13	WINTERSHALL DEA	39
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	131	YPF	7
IGP	22		
INDUSTRIAS J.F. SECCO	53	Suplemento Estadístico	
IPH	108	HALLIBURTON ARGENTINA	RETIRO DE CONTRATAPA
JAN DE NUL	83	INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
MARSHALL MOFFAT	15	INGENIERIA SIMA	RETIRO DE TAPA



7 ° CONGRESO **iAPG**

Producción y Desarrollo de Reservas

5 - 8 NOV 19
Mar del Plata
Argentina



 6ª Jornada de
Recuperación Mejorada
de Petróleo - EOR

 1ª Jornadas sobre
Alternativas y Oportunidades
para el Aprovechamiento del Gas

 1º Concurso
**PYMES de la industria
de los hidrocarburos**
Sector Upstream

 1º Concurso
para Emprendedores
para la Industria de
los Hidrocarburos
Sector Upstream

 Conferencias web
con profesionales
internacionales
world class



iAPG INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Maipú 639 (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel: (54 11) 5277 IAPG (4274) - www.iapg.org.ar

Shale
en
ARGENTINA
www.shaleenargentina.org.ar



Fusionamos experiencia,
innovación y tecnología,
**transformando ideas
en resultados**

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



www.texproil.com.ar



Texproil

A Sage Rider Company

Completion Products



Well Monitoring Systems



"Hemos iniciado la revolución y cambio de paradigma en Vaca Muerta en lo que respecta a monitoreo de reservorios en Tiempo Real y de manera continua" Conjuntamente Texproil y SageRider han desplegado el primer sistema de sensores de cuarzo para obtención de información de presión y temperatura de fondo de pozo de una manera eficiente, sin tiempos perdidos y de manera segura.

"Añelo, Pcia. Neuquén - Vaca Muerta - Diciembre 2018"



SEDE PRINCIPAL - Guillermo Marconi 1800, Parque industrial, Cipolletti - Rio Negro - Tel: +54 299 479-0197/2302

HOUSTON - SageRider, Incorporated - 12950 South Kirkwood Ste. 160 - Tel: (877) 219-4730 - www.sageriderinc.com