

PETROTECNIA



6 | 17

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 | AÑO LVIII | DICIEMBRE 2017



Optimización de yacimientos maduros



Media sponsor de:



5º CONGRESO
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE
REFINACIÓN
Diversidad y flexibilidad: soluciones para
una industria de refino más sustentable



10º CONGRESO DE
**EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**
Explora y Desarrolla. Juntos. Consumimos.



Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas

Somos la primera productora privada de petróleo y gas de la Argentina.
Desde hace 20 años, invertimos, trabajamos y crecemos haciendo que
otros crezcan.

Pan American
ENERGY

20
AÑOS



Un nuevo año concluye, un año que estuvo lleno de desafíos pero también de oportunidades, en el que desde el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas hemos buscado aportar una visión sobre todo técnica a esta industria que, en toda su cadena de exploración, producción, tratamiento, transporte y distribución, refinación, estaciones de servicio, servicios de ingeniería y construcción, fabricación de productos, no solo es sostén de muchas economías regionales, sino que también da empleo a lo largo y ancho del país.

A lo largo de este año, en el que el IAPG cumplió 60 años, hemos atravesado importantes momentos: un Almuerzo en Houston (Texas) junto al IAPG Houston, con el fin de posibilitar el contacto del presidente Mauricio Macri con los inversores locales en el no convencional; otro momento único fue la exitosa Argentina Oil&Gas Expo en el predio La Rural, donde se puso de relieve la fuerza de toda la industria, incluyendo el convencional.

Ha sido un año de acompañar a este sector, el de los hidrocarburos, que tendrán un papel fundamental para la sustentabilidad de los sistemas energéticos, por su abundancia, flexibilidad y costos que permiten que cada vez más personas tengan energía.

Después de más de 100 años de explotación, nuestras cuencas productivas se han tornado maduras. Este hecho se ve reflejado en la constante caída de la producción de gas y de petróleo. Para el mediano y largo plazo, hay mucho por hacer en estas cuencas. Mejorar la recuperación final por pozo es una de las alternativas. Objetivo que se logrará aplicando nuevas tecnologías y prácticas y mejorando sustancialmente los costos de explotación y desarrollo que tornen los proyectos o los pozos que hoy son inviables en viables.

Adicionalmente tenemos la exploración *offshore*. Celebramos el esfuerzo del MINEM para promocionarla, lo cual puede abrir otras importantes cuencas para su explotación. En el corto plazo tenemos la explotación de los recursos no convencionales, que será la respuesta más inmediata de la industria al declino de la producción. En la actualidad, el 25% del gas y el 9% del petróleo provienen de estos recursos. La industria ha incorporado tecnología de última generación para esto, ha hecho esfuerzos en bajar sus costos, se han hecho acuerdos con los sindicatos que permiten mejorar la eficiencia operativa, todos encaminados para mantener este tipo de operaciones de manera sustentable. Con una importante escala de operaciones, una cadena de suministros competitiva y disponible en tiempo y montado en un país con una infraestructura vial, fluvial, ferroviaria, portuaria y municipal única en el mundo, con condiciones fiscales y regulatorias estables a lo largo de los años.

Hoy encaramos estos desarrollos con precios que apenas llegan a la mitad de aquellos y con un tren de una sola vía que une Neuquén con Bahía Blanca y cuya modernización está en etapa de proyecto. Confiamos en que entre todos mejoraremos

estas condiciones, con un importante trabajo realizado por las provincias, el Gobierno nacional y los sindicatos a través de varios de sus ministerios, que se suman a los esfuerzos de nuestra industria. Y esto es importante, porque el gas y el petróleo serán fundamentales para el desarrollo del país.

El desarrollo del gas natural es de suma importancia. Nuestras proyecciones muestran que sus necesidades se duplicarán en los próximos 15 a 20 años. Por eso urge la normalización de los mercados de gas y líquidos que el Gobierno ha encarado a través del Minem y del Enargás y que permitirá la explotación de estos recursos de manera eficiente. El gas también es importante para la reducción de emisiones de dióxido de carbono. Si se pudiese reemplazar todo el carbón que se utiliza en el mundo por gas natural, se obtendría una importante reducción de emisiones que permitiría reducir el peligro del cambio climático. Fue a partir del desplazamiento del carbón por *shale* gas, que Estados Unidos logró bajar sustancialmente sus emisiones y, por primera vez, pudo firmar en París los acuerdos internacionales de reducción de emisiones.

Nuestro país no quema carbón. Este ha sido reemplazado por gas desde hace mucho tiempo y por eso podemos decir que tenemos una de las matrices energéticas más limpias en comparación con la mayoría de los países. Adicionalmente el uso del gas para generación facilita la introducción de energías renovables, para las cuales el país tiene gran potencial. Muchas de las empresas acá presentes han encarado o están encarando la incorporación de estas tecnologías dentro de sus áreas.

No querría terminar sin mencionar otro importante paso que ha dado el gobierno argentino al anunciar su adhesión a la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI) –y que el IAPG acompaña– del que ya participan más de 40 países. Esta iniciativa permitirá a los ciudadanos evaluar los aportes que a través de los impuestos el sector hace a la Nación y también visualizar el destino que la Nación da a esos fondos.

Todos son temas y desafíos para 2018 y que trataremos en nuestras diversas actividades, como en el 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Conexplo) y el 5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, que llevaremos a cabo el año entrante.

Esperemos que entre todos encontremos el camino adecuado que nos lleve a convertir esta oportunidad en riqueza para el país.

¡Hasta el año próximo!
Ernesto A. López Andón



Tema de tapa

Optimización de yacimientos maduros

Estadísticas

08 Los números del petróleo y del gas Suplemento estadístico

Tema de tapa

10 “Producir en yacimientos maduros es un desafío”

Por *Conrado Bonfiglioli* (Gerente Seccional Sur del IAPG)

En este número de *Petrotecnia* presentamos trabajos del 20° Jornadas Técnicas para Incrementar la eficiencia y la Sustentabilidad en Yacimientos Maduros realizada recientemente en Comodoro Rivadavia.

14 Determinación de tamaños porales en Cerro Grande

Por *Karina Villarroel, Eduardo Breda, Elena Arijón, Zully Salazary, Luis Perea* (YPF) y *Pablo Aiza* (Baker Hughes).

Para que los proyectos de recuperación secundaria sean exitosos, uno de los requerimientos es que el agua que se inyecta debe cumplir con la calidad óptima con el fin de evitar daños en la formación. El objetivo de este trabajo es conocer la distribución de los tamaños porales de los reservorios para prevenir los problemas asociados.

28 Desarrollo de la tecnología de perforación con *casing* en la cuenca del golfo San Jorge

Por *Javier Ignacio Muzzio, Sebastián Scalisi, Roberto Luis Mazzarella, Claudio Oscar Meier, Franklin José Romero Vásquez y Leandro Campodónico* (Pan American Energy)

El área Cerro Dragón en la Cuenca del golfo San Jorge es buen ejemplo de yacimientos maduros con producción de petróleo por explotación primaria y recuperación secundaria. Además presenta una importante producción de gas. En este trabajo se exponen sus características técnicas.

44 Calidad de agua. Estudio y mejora sustentable en Yacimiento Aguada Toledo

Por *N. Castaño, A. Castillo, R. Balderrama y J. P. Musotto* (YPF)

La sustentabilidad de los proyectos de recuperación secundaria de petróleo está asociada a las buenas prácticas de implementación y monitoreo. Este trabajo desarrolla una metodología exitosa enfocada en mejorar y mantener la calidad de agua en el yacimiento Aguada Toledo (Neuquén).

50 Maximizar el uso de información. Presiones y DFIT

Por *Denis Andersen y Rodrigo Sebastián Cottet* (Pan American Energy)

Este artículo aborda el proceso de interpretación de un ensayo DFIT con el fin de obtener parámetros del comportamiento de la fractura que permitan ajustar el diseño y también las características del reservorio (presión, permeabilidad, presión de fractura).

56 Caso de estudio: Monitoreo de recuperación secundaria en Los Perales Sur Mitigando incertidumbres para la definición de oportunidades

Por *Erich Hermann* (YPF S.A.)

Los Perales Sur, ubicado en la Cuenca del golfo San Jorge, está subdividido en 4 bloques producto de fallas principales que delinean la estructura y la deposición de los reservorios. Allí, el 60% de la producción de petróleo total está asociada a la recuperación secundaria. Este trabajo busca ejemplificar las técnicas de monitoreo implementadas.



66 “Tratamiento de bloqueo de agua usando geles para alta temperatura. Experiencia Vizcacheras”

Por Isabel Vega, Álvaro Campomenosi y Ma. Isabel Hernández (Y-Tec S.A.); y Diego Moglia y José Peltier (YPF S.A.)

En este trabajo se relata la implementación exitosa, si bien en plena etapa de evaluación, de geles bloqueantes en pozos productores, con el fin de controlar la producción de agua.

Notas Técnicas



72 Catálogo de reservorios *tight* y de baja permeabilidad en la provincia del Neuquén

Por Magalí Alonso, Antonela Civaroli, Iliana Zabalegui, Agustín González y Adolfo Giustiano (Dirección General de Estudios, Dirección Provincial de Hidrocarburos y Energía, Secretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén)

Un relevamiento oficial realizado en noviembre de 2017 sobre la actualidad de la producción en arenas compactas en la provincia del Neuquén.



88 ¿Es el fin de la generación térmica convencional basada en gas, fueloil y gasoil?

Por Vicente Sierra Marchese

Con 9.4 GW de potencia renovable en el Plan Renovar 2.0, el autor de este artículo se pregunta si ha llegado el final de los hidrocarburos o si hay que analizar una serie de aspectos antes de prescindir del gas natural.

Actividades



92 Se celebró el Almuerzo del Día del Petróleo y del Gas

96 Cifras acumuladas a septiembre 2017 versus el mismo período de 2016

Por Departamento de Estadísticas del IAPG

Con esta síntesis, iniciamos la publicación del resumen trimestral de la industria, con datos que las empresas otorgan al Ministerio de Energía y Minería de la Nación.



Congresos

98 Congresos y Jornadas

Nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.

112 **Novedades de la Industria** 108 **Novedades del IAPG**

107 **Novedades desde Houston** 114 **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, Jorge M. Buciak, 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 febrero, abril, junio, agosto, octubre y diciembre, y se distribuye gratuitamente a las empresas relacionadas con las industrias del petróleo y del gas, asociadas al **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** y a sus asociados personales.

Año LVIII N° 6, diciembre de 2017

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.000 ejemplares

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

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

Aderida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

Registro de la Propiedad Intelectual N° 041529 - ISSN 0031-6598.

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.

Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 1250

Exterior: Precio anual - 6 números: US\$ 95

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar

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



Premio Apta-Rizzuto

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

Comisión Directiva 2016-2018

CARGO

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

EMPRESA

Socio Personal
YPF S.A.
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)
SHELL C.A.P.S.A.
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)
SIDERCA S.A.I.C.
METROGAS S.A.
PAMPA ENERGÍA S.A.
CHEVRON ARGENTINA S.R.L.
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)
TOTAL AUSTRAL S.A.

TECPETROL S.A.
PLUSPETROL S.A.
CAPSA/CAPEX - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)
GAS NATURAL FENOSA
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.
EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.
WINTERSHALL ENERGIA S.A.
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)
AXION ENERGY ARGENTINA S.A.
MEDANITO S.A.
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.
BOLLAND y CIA. S.A.
HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.
PECOM SERVICIOS ENERGIA S.A.
DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina
MAGDALENA ENERGY ARGENTINA S.R.L.
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.
REFINERIA DEL NORTE (REFINOR)
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
LITORAL GAS S.A.
A- EVANGELISTA S.A. (AESAs)
BAKER HUGHES ARGENTINA S.R.L. (Bs As)
SOCIO PERSONAL
PALMERO SAN LUIS S.A.
CESVI ARGENTINA S.A.

Titular

Ing. Ernesto López Anadón
Dr. Gonzalo Martín López Nardone
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso
Lic. Teófilo Lacroze
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez
Lic. Valeria Soifer
Ing. Horacio Turri
Dr. Dante M. Ramos
Cdor. Javier Gremes Cordero
Ing. Jean Marc Hosanski

Sr. Pablo Carlos Ledesma
Ing. Germán Patricio Macchi
Ing. Sergio Mario Raballo
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Lic. José Antonio Esteves (hijo)
Ing. Daniel Anibal De Nigris
Cdor. Gustavo Albrecht
Lic. Pablo Alejandro Chebli
Ing. Luis Edgardo Fredes
Ing. Margarita Esterman
Ing. Jorge E. Meaggia
Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Ing. Fernando Rearte
Ing. Marcelo Gerardo Gómez
Ing. Mario Lanza
Sr. Hermann Carlos Steinbuch
Lic. María Carmen Tettamanti
Ing. Fernando Caratti
Ing. Miguel Angel Torilo
Ing. Martín Cittadini
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Martín Emilio Guardiola
Ing. Mariano Gargiulo
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Sr. Marcelo Horacio Luna
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

Ing. Fernando José Villarreal
Ing. Enrique Eduardo Roberto Smiles
Ing. José Alberto Montaldo
Sr. Diego Schabes
Ing. Patricia Laura Carcagno
Sra. María Inés Sainz
Ing. Guillermo M. Rocchetti
Cdor. Rubén de Muria
Sr. José Luis Fachal
Dra. Gabriela Roselló

Sr. Juan Pablo Vanini
Ing. Jorge M. Buciak
Ing. Martín Yáñez
Cont. Ricardo Armando Rodríguez
Sr. Damián Claccia
Lic. Gustavo Oscar Peroni Martín
Ing. Carlos Gargiulo
Ing. Daniel A. Santamarina
Ing. Diego Grimaldi
Ing. Walter A. Actis
Ing. Ignacio Javier Neme
Ing. Hernán Stockman
Ing. Diego Martínez

Sr. Juan Lucino
Sr. Rodrigo Espinosa
Ing. Adrián Marcelo Burtnik
Geól. Mariano González Rithaud
Sr. Iván Hansen
Ing. José María González

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes



ESTOS AEROGENERADORES TRANSFORMAN EL VIENTO EN ELECTRICIDAD. Y SON NUESTROS.

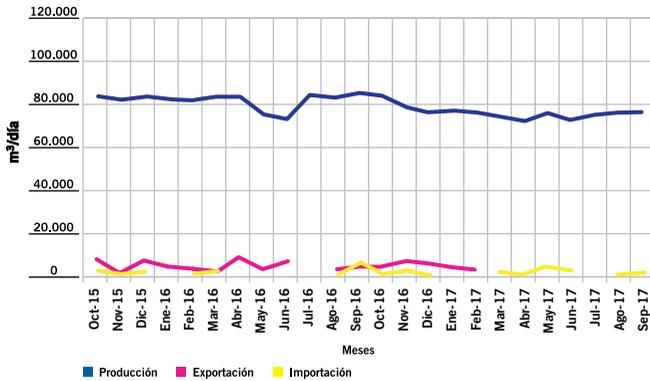
PERO LO IMPORTANTE ES PARA QUÉ TE SIRVE A VOS TODA ESA ENERGÍA.

Estamos construyendo un nuevo parque eólico en el sur de nuestro país, que generará la energía eléctrica equivalente al consumo de 130.000 hogares. Porque en YPF venimos trabajando hace tiempo en crear nuevas energías para los tiempos que vienen. Para cuidar a tu familia y a la nuestra, que también vive acá.

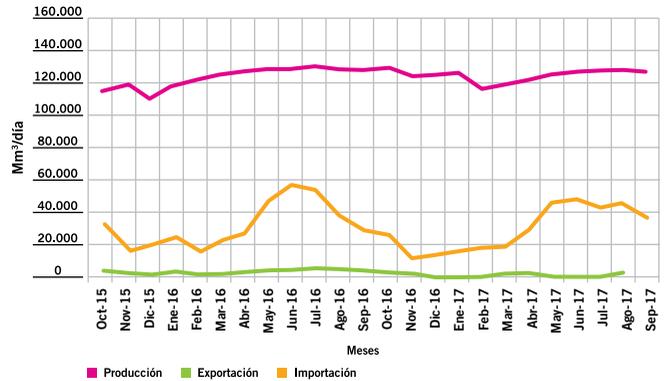
YPF
ENERGÍA QUE NOS UNE



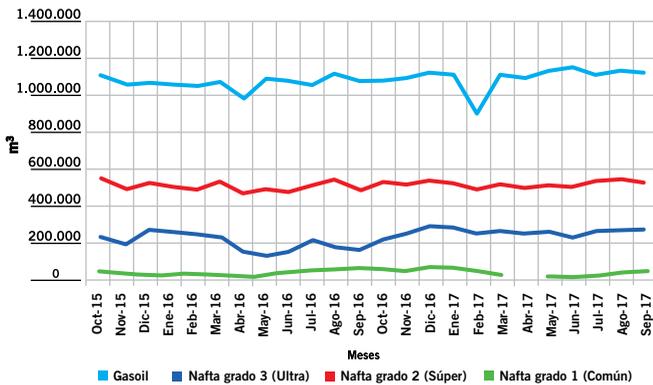
Producción de petróleo vs. importación y exportación



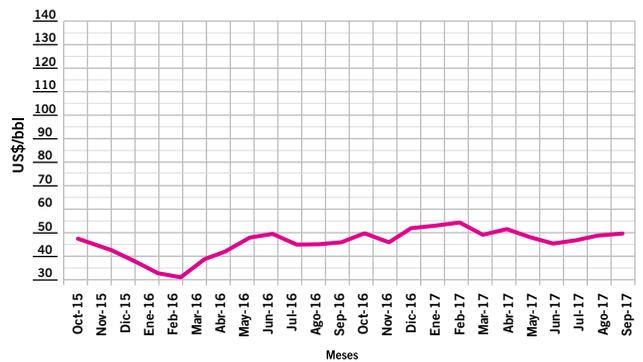
Producción de gas natural vs. importación y exportación



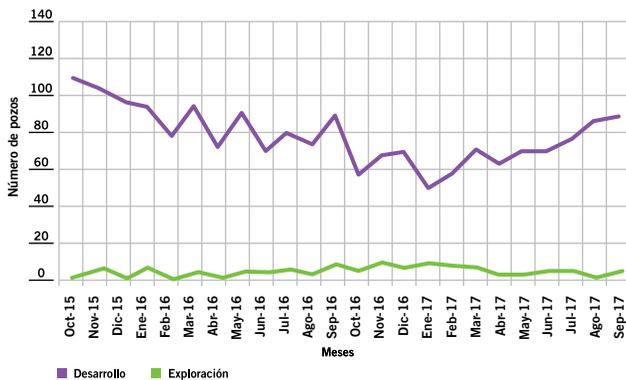
Ventas de los principales productos



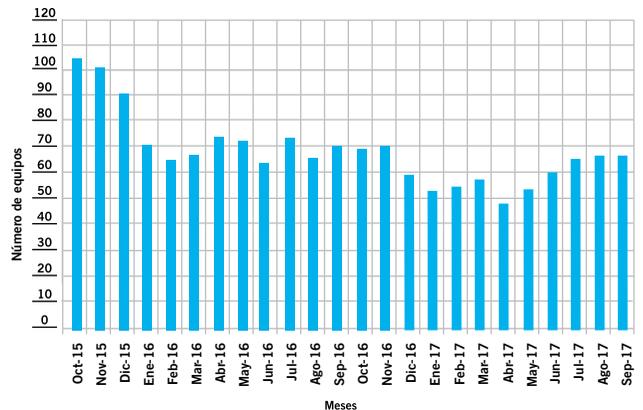
Precio del petróleo de referencia WTI



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

“Producir en yacimientos maduros

es un desafío”

Por **Conrado Bonfiglioli** (Gerente Seccional Sur del IAPG)

En este número de *Petrotecnia* presentamos trabajos del 20° Jornadas Técnicas para Incrementar la eficiencia y la Sustentabilidad en Yacimientos Maduros realizada recientemente en Comodoro Rivadavia.

Mientras la industria de los hidrocarburos se apresta, en los niveles nacional e internacional, a incrementar las reservas con la producción de gas y petróleo no convencionales, los yacimientos maduros siguen brindando un importante porcentaje de las reservas probadas del país.

Un gran porcentaje de estos yacimientos maduros se encuentra ubicado en cuencas, como la del Golfo San Jorge, donde hace 110 años se produjo el primer descubrimiento nacional de petróleo.



El mentado “*peak oil*” o “pico de petróleo”, que por décadas se fue augurando para años venideros, ha sido sistemáticamente pospuesto gracias a la innovación tecnológica, con un sinfín de adelantos que permiten que los yacimientos maduros sigan colaborando en el sostén y el incremento la producción.

Con el fin de relevar la actualidad de este tipo de yacimientos, así como de analizar la optimización de campos maduros, entre otras temáticas, en agosto se realizaron las 20^ª Jornadas Técnicas para Incrementar la eficiencia y la



Sustentabilidad en Yacimientos Maduros, en el Hotel Austral de la ciudad de Comodoro Rivadavia, provincia del Chubut.

Las jornadas se orientaron a optimizar la producción mediante el desarrollo de nuevas ideas y tecnologías que puedan ser de aplicación en este tipo de yacimientos, haciendo hincapié en las nuevas ideas e incluso en la transferencia tecnológica proveniente de otras áreas, incluso de los no convencionales.

Con una concurrencia de 250 asistentes, en estas exitosas jornadas se expusieron unos 50 trabajos de orden técnico y económico en los que se puso de manifiesto las experiencias ganadas en los distintos yacimientos y las soluciones técnicas aplicadas.

Se abordaron temas, como el agua y los aspectos ambientales, la estimulación hidráulica y la químicas, los sistemas de extracción, la evaluación y el ensayo de pozos productores/inyectores, los análisis de falla, la gestión de pérdidas de producción, las mejores prácticas operativas de campo, las prácticas de mantenimiento, integridad y confiabilidad de instalaciones; la recuperación secundaria (EOR por su sigla en inglés, *Enhanced Oil Recovery*), los sistemas de control, el análisis de la información, Big Data & Analytics; la eficiencia energética y las nuevas tecnologías, entre otros.





Se presentaron proyectos de innovación y de mejoramiento de pozos en yacimientos, como Cerro Dragón, Los Perales, El Trébol, así como iniciativas de recuperación secundaria en Diadema.

El encuentro estuvo destinado a profesionales de la industria, sobre todo a las camadas de jóvenes profesionales que inician sus carreras, fue inaugurado por el ministro de Hidrocarburos de la provincia del Chubut, Cdor. Sergio Bohe y del presidente del IAPG Seccional Sur Alejandro Eloff, quien destacó la presencia del público y el trabajo de organización de la Comisión Técnica, además de valorar el contexto que

propició para este encuentro la Seccional Sur del IAPG.

Eloff destacó tanto la calidad de los trabajos presentados como la cantidad de asistentes, de distintas procedencias –referentes de empresas que operan en la región estudiantiles, funcionarios y periodistas– que superó el cupo previsto. Además sostuvo: “Cada operadora tiene su desarrollo y gran parte de la producción en cuencas maduras con proyectos de recuperación secundaria, provienen de este tipo de técnicas, pero aún hay mucho por realizar”.

Por su parte, Dante Fiorenzo, miembro del Comité Organizador del IAPG, aseguró que el foco se puso en “la sustentabilidad, y cómo mejorar la economía en esta actividad, en un yacimiento que ya tiene más de cien años y que esperamos siga produciendo. Aunque ya son 20 las jornadas, Fiorenzo explicó: “cada año se incorporan pequeñas cosas, que tal vez no sean los grandes descubrimientos ni revolucionarias, pero logran mejorar día a día la actividad para ser más eficientes”. En esta edición del evento, en efecto, presentaron trabajos con caso de éxito y no tanto, “para que las demás empresas puedan aprender de esto, tomar de ejemplo y ver en todo caso si se puede mejorar”, aseguró.

Al cierre de las jornadas se realizó la premiación de los trabajos destacados. Algunos se publicaron en estas páginas; otros, formarán parte de próximos números de *Petrotecnia*. ■

SIAM ARCON

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

SERVICIO POST-VENTA, INGENIERÍA Y REPUESTOS.

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

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



Nuestra gente se enriquece con sus desafíos técnicos.

La curiosidad científica y la innovación tecnológica han formado parte de la cultura de Schlumberger por más de 80 años. Reclutamos a los mejores estudiantes y a los profesionales más talentosos del mundo y fortalecemos sus conocimientos y habilidades con experiencia nacional e internacional. Con 125 centros de investigación, ingeniería y manufactura ubicados en 15 países del mundo, nuestro objetivo es brindar continuamente nuevas tecnologías para resolver los complejos desafíos de los reservorios de nuestros clientes.

Para más información visite
slb.com

Schlumberger



Determinación de tamaños porales en Cerro Grande

Por *Karina Villarroel, Eduardo Breda, Elena Arijón, Zully Salazary, Luis Perea* (YPF) y *Pablo Aiza* (Baker Hughes).

Para que los proyectos de recuperación secundaria sean exitosos, uno de los requerimientos es que el agua que se inyecta debe cumplir con la calidad óptima con el fin de evitar daños en la formación. El objetivo de este trabajo es conocer la distribución de los tamaños porales de los reservorios para prevenir los problemas asociados a la invasión de sólidos que están presentes en el agua de inyección.

La zona de estudio se encuentra ubicada dentro del yacimiento Cerro Grande, en el flanco sur de la provincia de Santa Cruz, a unos 17 km al NO de la localidad de Las Heras (Figura 1).

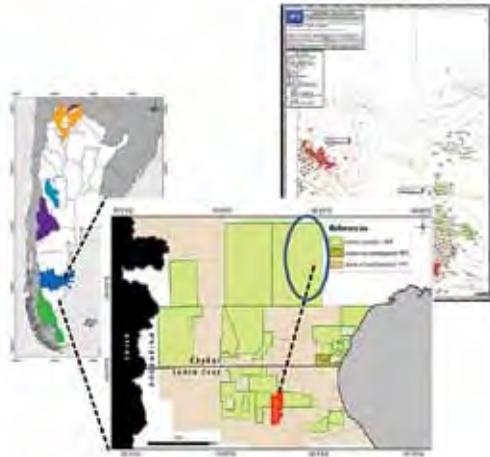


Figura 1. Mapa de ubicación del proyecto.

En la zona de estudio existe un proyecto de recuperación secundaria que se implementó en 2006. El proyecto cuenta con 6 inyectores activos que contactan 13 reservorios.

En 2015, se realizó un estudio de ampliación areal y vertical del proyecto, con el fin de incorporar y desarrollar nuevas reservas. Se incluyeron 8 inyectores, con lo cual aumentó en 42 capas el proyecto original.

Modelo geológico

Estructura

El sector estudiado se encuentra en el anticlinal de La Chitita, de rumbo N-S, generado por el desplazamiento de una falla inversa profunda. Esta estructura forma parte del frente de deformación de la faja plegada y corrida de San Bernardo.

El anticlinal de La Chitita se divide en bloques separados por fallas normales de rumbo NO-SE y E-O que cortan transversalmente el eje del anticlinal. En las figuras 2 y 3 se muestran secciones sísmicas en sentido norte sur y este oeste donde se evidencia la estructural para el área de estudio.

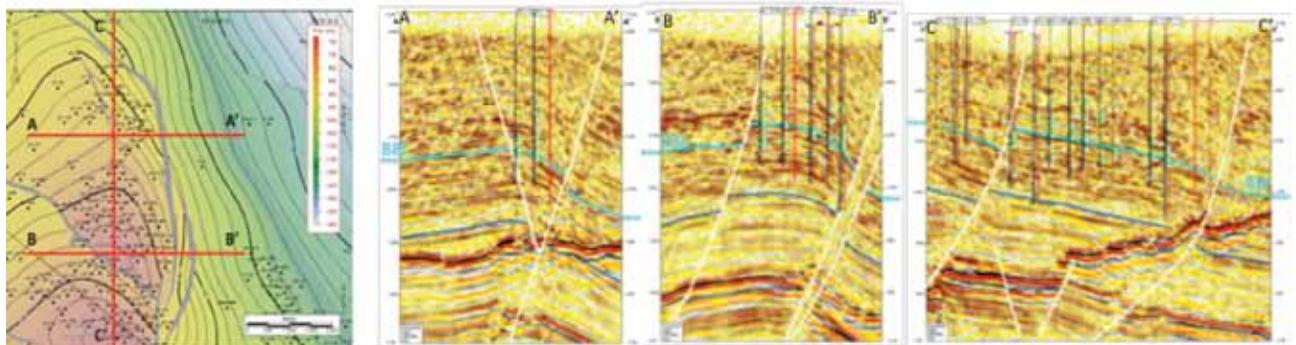


Figura 2. Mapa isócrono estructural del área de estudio con traza de ubicación de cortes sísmicos.

Estratigrafía

El tramo de interés petrolero corresponde a la sección superior e inferior de la Formación Bajo Barreal (1200 mbnm).

La estratigrafía del área se caracteriza por una secuencia continental de origen fluvial con alternancia de areniscas correspondientes a cuerpos canalizados y barras propios de un sistema fluvial entrelazado, rodeado por sedimentos pelíticos que conforman la planicie de inundación.

Hacia la base, aumenta la participación de elementos piroclásticos, tufitas que gradan a tobas y areniscas tobáceas propias de la Formación Castillo.

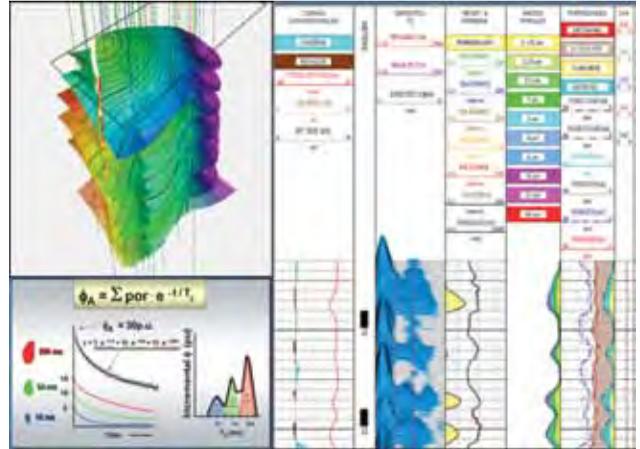


Figura 3. Cortes sísmicos A-A' y B-B' en dirección E-W y C-C' en dirección N_S.

El eje de arenamiento tiene una orientación preferencial con rumbo NS y NNO-SSE.

Mediante el análisis de los reservorios identificados se puede observar una gran variación lateral de los cuerpos, los cuales son elongados con una orientación generalizada NS y NNW-SSE, con una relación promedio que va de los 150 a 1000 m de ancho y un espesor no mayor de 5 m.

La sección productora se ha dividido en 19 marker principales.

En los 19 markers se individualizaron 150 reservorios, de los cuales se seleccionaron 42 para ser inundados en la ampliación del proyecto de inyección de agua por su extensión continuidad areal, distribución de fluidos, volumen de roca y producción de petróleo.

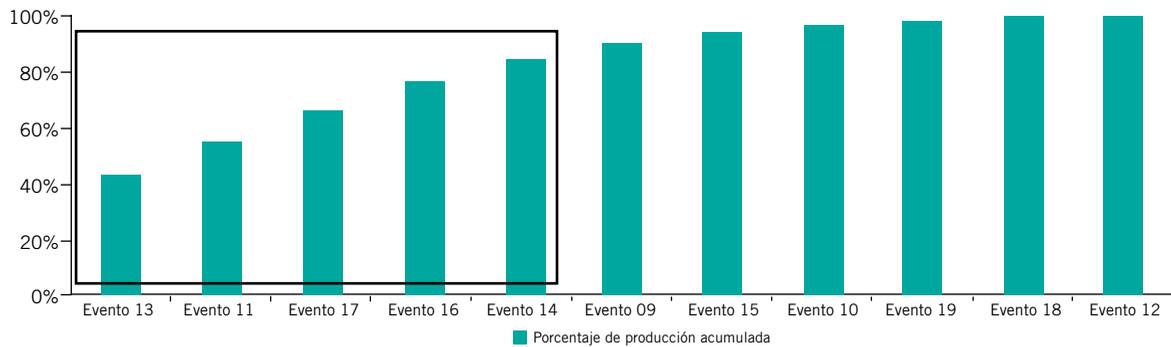


Figura 4a. Producción acumulada de petróleo por evento.

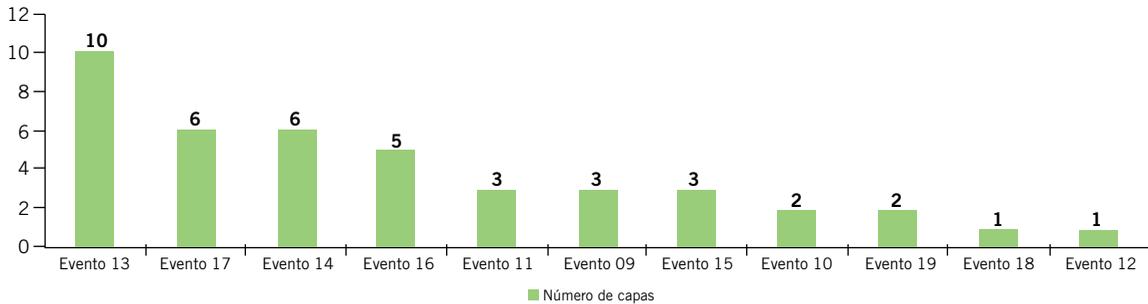


Figura 4b. Número de reservorios por evento.

Análisis de producción por capa

Con el modelo geológico actualizado se identificaron las capas con mayor porcentaje de reserva involucrada. El estudio se enfocó en los eventos que se observan en las figuras 4a y 4b.

Los eventos de los markers 13, 11, 17, 16 y 14 han acumulado el 85% de la producción primaria, comprometiendo así la mayor parte de reserva en el proyecto de secundaria. En estos niveles se encuentran areniscas y limoarcillitas con menor contenido de material piroclástico.

El evento con mayor número de capas de interés es el evento 13 con 10 capas, que acumuló el 43% de la producción primaria total y contiene el 27 % de la reserva de secundaria.

Metodología

Se realiza el estudio de distribución de tamaños porales en esta zona en particular, debido a las problemáticas que se observan en los inyectores implementados. En los mismos se puede medir una disminución en el caudal de inyección total.

Se tomaron muestras de agua de inyección, testigos rotados y perfiles de resonancia magnética, para definir a partir de la relación entre gargantas porales y diámetro de partículas (Barkman, Davidson, Abrams) de qué manera las depositaciones de los sólidos que contiene el agua de inyección afectan al reservorio.

Revoque externo:

$$DP > 1/3 Dg$$

Revoque interno:

$$1/3 > DP > 1/7 Dg$$

Sin revoque:

$$DP < 1/7 Dg$$

Adquisición de información



Figura 5. Área de estudio.

Agua de inyección

Monitoreo parámetros de calidad de agua



Supere los estrechos márgenes de perforación y minimice las pérdidas

CON LOS FLUIDOS DE ALTO DESEMPEÑO BASE ACEITE BARAECD®

La Densidad de Circulación Equivalente (ECD) no controlada puede provocar fracturas inducidas por la perforación, tiempo no-productivo y costos extra asociados con la pérdida de fluido. Pero el sistema de fluidos BaraECD® está diseñado para proporcionar una ECD baja y controlada y minimizar el riesgo de fracturas en pozos con márgenes de presión estrechos. A su vez, su química única proporciona una baja viscosidad del fluido y una excelente suspensión para limpiar de manera efectiva el pozo, eliminar la tendencia al SAG y reducir el riesgo de pega de tubería y empaquetamiento de pozo. Contáctenos para saber cómo podemos ayudarle a optimizar su operación de perforación y maximizar el valor de sus activos.

halliburton.com/baroid

Se realizó la comparación de los parámetros de la calidad del agua estandarizados con los valores medidos en los distintos puntos del sistema.

Parámetro	Valor óptimo	Valor aceptable	Valor crítico
Hidrocarburos [ppm]	<5	5-10	>10
Sulfuros [ppm]	<3	<3	>5
BSR [caldos]	0	2	>3
SST [ppm]	0	<5	>10

Tabla 1. Valores de referencia.

Ensayo de taponamiento

El ensayo de taponamiento, también conocido como test millipore (Norma NACE TM0173), indica la calidad de agua y su grado taponante. Cuánto más caudal pueda

pasar por el filtro sin taponarlo, mejor calidad tiene el agua de inyección.

Este ensayo se realizó en tres inyectores del proyecto que se encuentran en el mismo satélite.

A partir de los resultados, se construyó un gráfico (Figura 7), en el cual se puede observar que las curvas indican una alta tendencia de taponamiento del agua de las muestras analizadas.

Determinación de tamaño de partículas por difracción de rayos láser

El uso de esta técnica implica hacer incidir tres haces de luz láser sobre la partícula, que miden patrones combinados de luz dispersada.

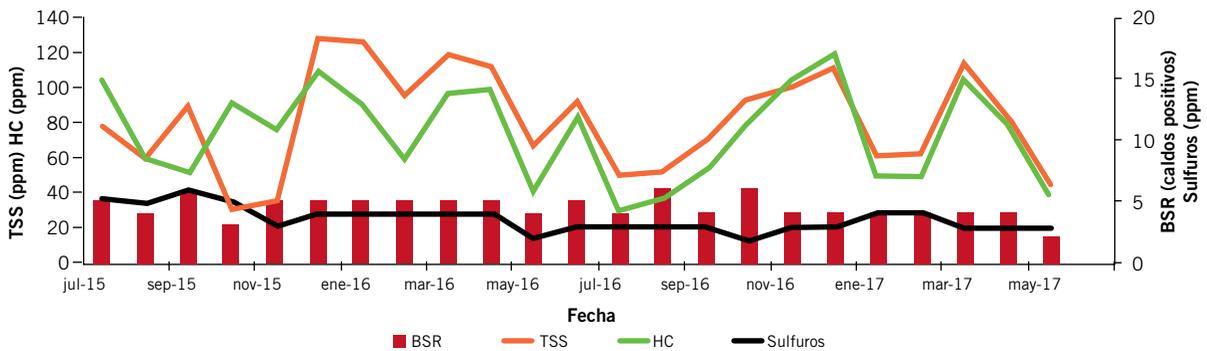


Figura 6. Parámetros de monitoreo calidad de agua.

Industrias Quilmes S.A.

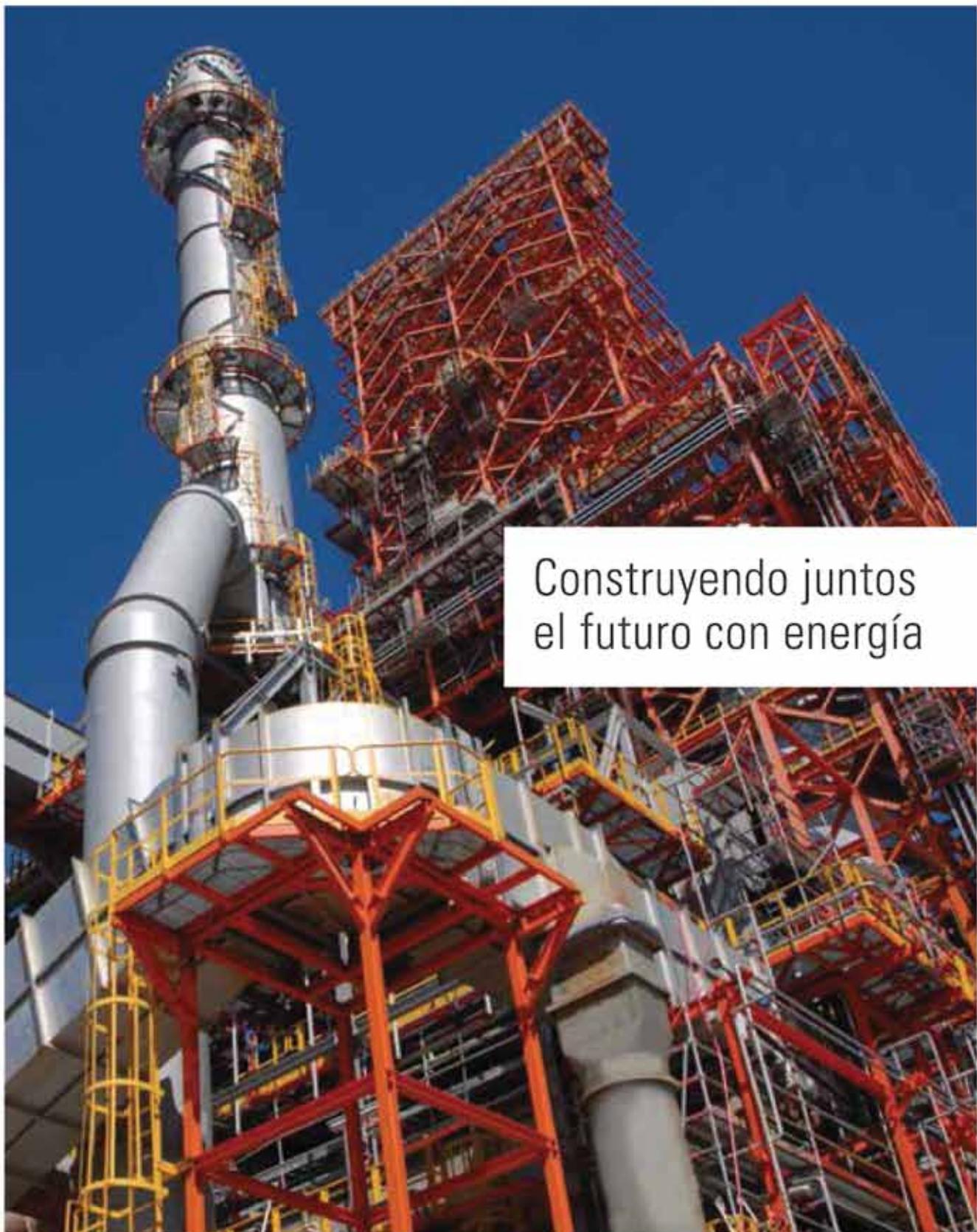
tipsa **KURIYAMA GROUP**

Condarco 215 (1878) - Quilmes
 Buenos Aires - Argentina
 (011) 4224-1659
 industrial@inquisa.com.ar
 www.inquisa.com.ar

MANGUERAS INDUSTRIALES

OROFLEX CAUCHO Y POLIURETANO





Construyendo juntos
el futuro con energía

Nos especializamos en proyectos
y servicios para la industria energética
integrando ingeniería, fabricación,
construcción y servicios.

AESA

aesa.com.ar

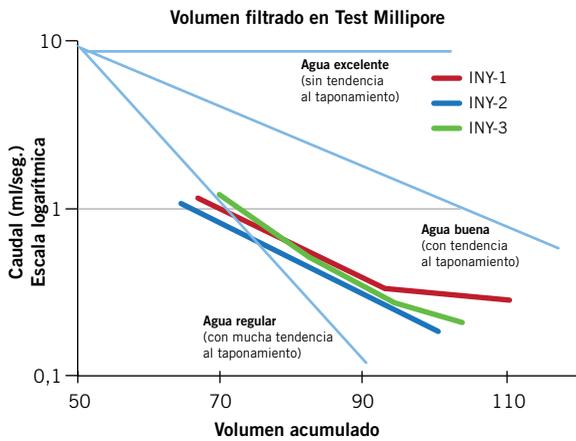


Figura 7. Ensayo de taponamiento.

Permite evaluar las dimensiones y realizar una distribución de tamaños generada por frecuencias de datos dispuestas en rangos (Figura 8).

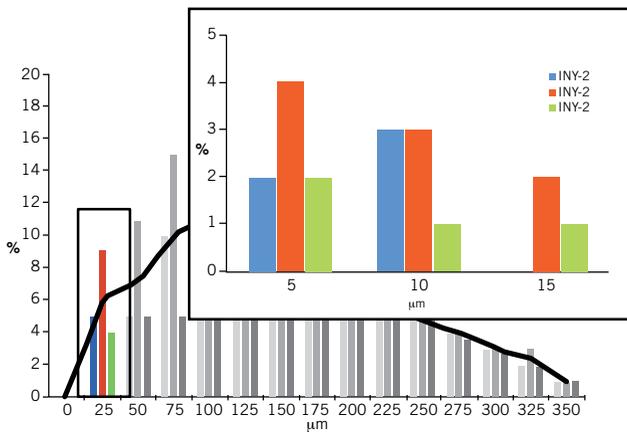


Figura 8. Distribución tamaño de partículas.

El análisis se concentró en las partículas con tamaños menores a los 25 mm, que son las que pueden dañar el reservorio.

Con este método se determinó que más del 95% de las partículas superan los 5 mm.

Testigos rotados

Se tomaron testigos rotados en 4 pozos del proyecto, un total de 66. En estos testigos se realizaron los estudios de petrofísica básica, en condición ambiente y a presión neta de sobrecarga. Se obtuvo porosidad y permeabilidad.

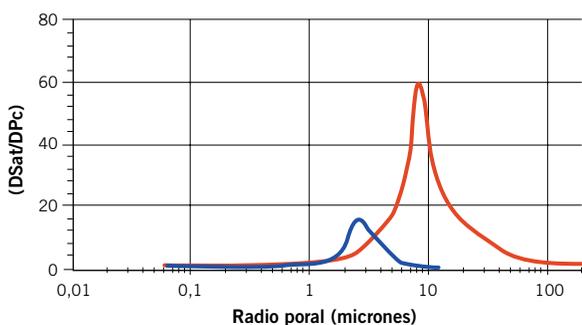


Figura 9. Distribución del tamaño poral.

En una segunda etapa, se realizaron los estudios de petrofísica especial, que comprenden el factor de formación, el índice de resistividad y la presión capilar.

En este trabajo es de suma importancia la medición de presión capilar por el método de Purcell (inyección de mercurio), que permite calcular la distribución del tamaño poral.

En la figura 9 se puede ver una combinación de gráficos; la presión capilar y la distribución de tamaño poral obtenidas por método Purcell.

Esta información se utilizó para correlacionar con los perfiles de resonancia magnética nuclear.

Perfiles de resonancia magnética nuclear

Se analizaron perfiles de resonancia magnética nuclear en 4 pozos del proyecto, 3 de ellos coinciden con los pozos que tienen testigos rotados.

El procesamiento de esta información permitió obtener la distribución de bins en mseg, lo cual representa tamaños de poros; al existir una relación directa entre los radios porales obtenidos en el laboratorio por el método Purcell y el espectro de T2 de la resonancia.

$$RP (\mu m) = T2 \times c$$

Para las areniscas de los reservorios del yacimiento, la garganta poral y radio de poro es muy similar.

El proceso de medición de la resonancia magnética nuclear es una composición de exponenciales de espectro individuales relacionados con el hidrógeno presente en los reservorios del yacimiento que al final se suman para representar la señal de amplitud versus tiempo, como se observa en la figura 10a.

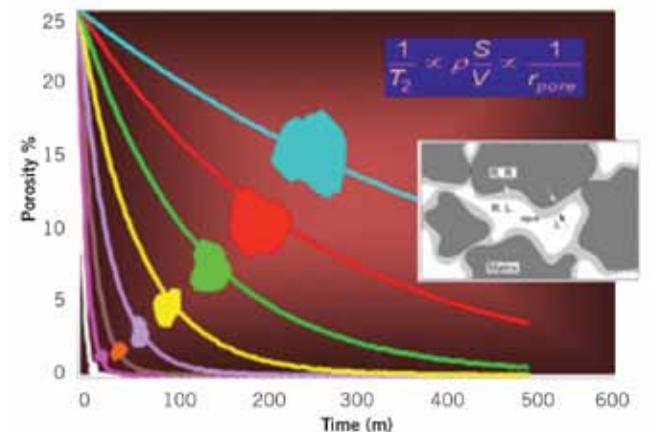


Figura 10a. Porosidad versus tiempo.

El decaimiento exponencial del tiempo de relajación es inversamente proporcional a la relación superficie/volumen poral y directamente proporcional al tamaño del poro, en una señal típica de poros ocupados por agua.

Para pasar del dominio de tiempos a T2 (tiempo de relajación transversal) es necesario aplicar una función matemática tipo transformada, como se ve en la figura 10b, de esta manera amplitud (porosidad) versus T2 ahora representan los micro, los medios y los macro poros de la roca en estudio. Estamos representando implícitamente su calidad.

En el caso de que contenga hidrocarburo, por efecto de capilaridad, el petróleo se ubicaría en el centro del poro y ese fluido enmascararía el verdadero T2.



a. marshall moffat®

SINCE 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



INDURA
Ultra Soft

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

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

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(011) 5952-0597 - Bahía Blanca

(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia

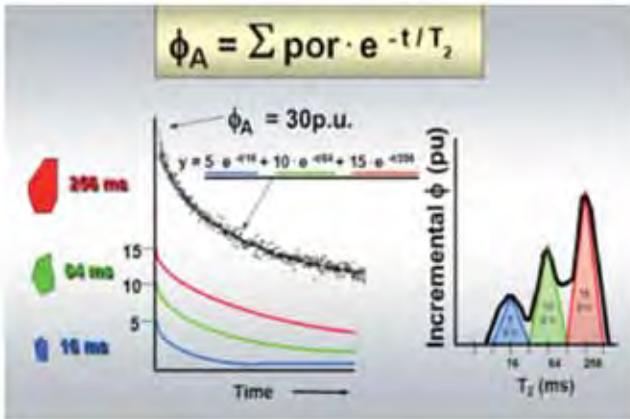


Figura 10.b. Porosidad versus T2.

Procesamiento de la resonancia magnética

Debido a que en los registros reales, los trenes de ecos no responden a exponenciales simples, se utilizó la transformada de la función gamma que se asemeja a una función exponencial.

A esta transformada se le realizó el proceso de inversión, donde se obtuvo una función de probabilidad, por ser un modelo más acorde a la realidad de un medio poroso real. Transformada "L".

Resultados de la correlación espectros T2 versus distribución de tamaños porales por Purcell.

A la distribución de T2 corregida por efectos de hidrocarburo se le aplicó un desplazamiento sobre la distribu-

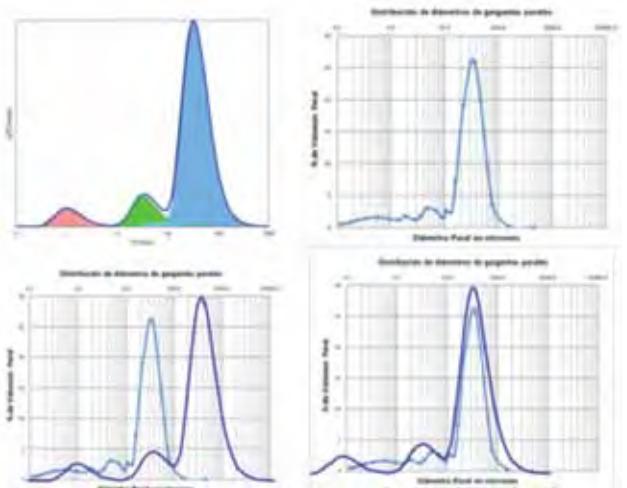


Figura 11. Correlación entre radio poral (laboratorio) y T2.

ción de los tamaños de las gargantas porales obtenidas en laboratorio (Figura 11), estas curvas exhiben una notable correlación cuando la zona está 100% saturada con agua.

A partir de esta correlación, se calcula la constante $c = \text{radio poral laboratorio} / T2 \text{ corregido}$.

Se realizó esta correlación con 16 ensayos de laboratorio, donde se tomaron 14 como válidos.

En la tabla 2 se muestra el resultado de la comparación entre las gargantas porales de laboratorio y los T2 ya corregidos a SW=100% en el Pozo 1, como así también el valor de "c" calculado. Dicho valor promedio es 0,03304.

El desarrollo de la energía inteligente fluye a partir de las grandes ideas.

MWH ahora es Stantec.

Juntos, ofrecemos una mayor variedad de servicios de medio ambiente, ingeniería, adquisiciones y gestión de la construcción para upstream y midstream. Diseñamos ductos, terminales y refinerías, así como infraestructuras de plantas de procesamiento e instalaciones de campo para el sector de gas y petróleo.



Diseño pensando en la comunidad.
stantec.com/latinamerica

Tel.: 011 5274 3100 / argentina@mwhglobal.com



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



Compañía Mega es una empresa argentina que opera desde abril del 2001. Tiene como eje principal del negocio agregar valor al gas natural a través de la separación y el fraccionamiento de sus componentes ricos en etano, propano, butano y gasolina natural. El etano, constituye la principal materia prima de la industria petroquímica argentina, y se utiliza el resto de los componentes líquidos (propano, butano y gasolina natural) para otros mercados.

www.ciamega.com.ar



BUENOS AIRES

San Martín 344, 10° piso
Ciudad Autónoma de Bs. As.
C1004AAH
Tel.: (54-11) 5441-5746/5876
Fax: (54-11) 5441-5731/5872

PLANTA LOMA LA LATA

Ruta Provincial 51, Km. 85
Loma La Lata Q8300XAD
Provincia de Neuquén
Tel.: (54-299) 489-3937/8
Fax: (54-299) 489-3937 int. 1019

PLANTA BAHÍA BLANCA

Av. del Desarrollo Pte. Frondizi s/n
Puerto Galván B8000XAU
Provincia de Buenos Aires
Tel.: (54-291) 457-2470
Fax: (54-291) 457-2471

Profundidad (m)	Radio poral laboratorio (μm)	$c = \text{Radio poral}/T2$	Radio poral= $c \cdot T2$	
597	597/597.7	12	0.038	10.36
679	679.6/681.2	4	0.027	4.98
688	687.9/690	7	0.034	6.87
783	783.2/785.4	8.5	0.032	8.82
807.5	808/808.6	8.5	0.044	6.45
852.5	851.6/853.2	4	0.042	3.16
915	913.8/915.1	6	0.019	10.2
970	969.5/971.3	6	0.027	7.34
986.5	986.2/986.9	6	0.035	5.62
1027	1026.6/1027.6	4	0.031	8.46
1043.3	1042.7/1043.9	4	0.024	5.44
1077.5	1077.1/1077.6	2.5	0.035	2.38
1093	1092.2/1093.2	7.5	0.029	8.46
1126.5	1126.7/1127.3	4	0.031	4.23
1145	1144.8/1145.4	1	0.030	1.1
1225	1223.2/1226.8	40	0.020	26.24
Promedio		0.033		

Tabla 2. Obtención de constante c.

Se aplica este coeficiente a todas las capas de todos los pozos en los que hay resonancia magnética nuclear, así obtenemos el radio poral.

En la tabla 3 se muestra el radio poral obtenido por el procesamiento de resonancias magnéticas.

En la figura 12 se comparan los espectros de distribuciones porales, porosidades *versus* T2 y porosidades *versus* radios porales.

La figura 13a es una presentación combinada de perfiles, se incluyen datos registrados en el pozo; en el track 4 está la distribución de bins desde (0,5 a 2048 msec).

En la figura 13b la presentación es similar a la 13a, pero la diferencia está en el mismo track 4, aquí ahora es la distribución radios porales desde (0,5 a 64 micrones).

Se utilizó la herramienta de Crystal Ball para calcular el rango más probable en el que podemos encontrar los tamaños de garganta poral. En la figura 14 se muestra la distribución gargantas porales para la formación Bajo Barreal.

Al analizar todos los eventos, se puede observar que el valor más probable es 8 μm (P50) y puede variar entre 4 μm (P10) y 12 μm (P90). En el evento 13, con mayor por-

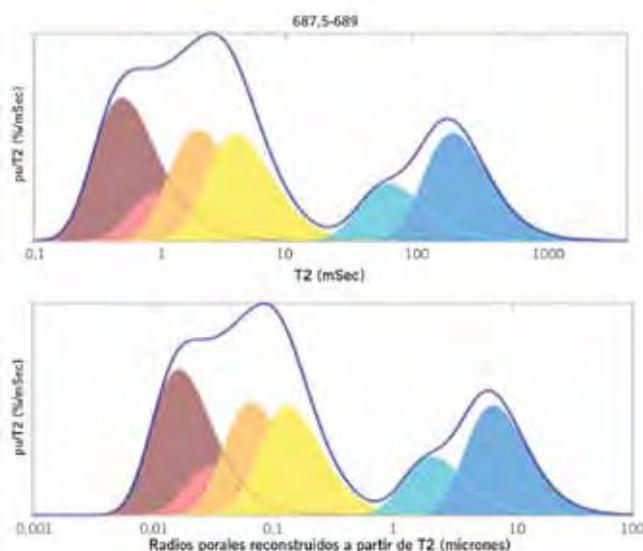


Figura 12. Comparación T2 (msec) *versus* T2 (mm).

Evento Pozo	CAPA	Tope (mbbp)	Base (mbbp)	Radio poraje $C \cdot T^2$	C	T2 (mseg)	
9	Pozo 4	09-050	1163	1166	4,49	0,033	135,8
9	Pozo 1	09-050	1026	1028	8,46	0,033	256
9	Pozo 3	09-050	1097	1099	9,32	0,033	282
13	Pozo 1	13-190	851,5	853	3,95	0,033	119,56
13	Pozo 3	13-190	922,5	924	7,9	0,033	238,9
13	Pozo 3	13-563	994	996	8,46	0,033	256
13	Pozo 4	13-293	1018,5	1019,5	8,46	0,033	256
13	Pozo 4	13-563	1060,5	1063,5	8,46	0,033	256
13	Pozo 2	13-293	1064	1066	8,884	0,033	267,4
13	Pozo 2	13-555	1106,5	1109,5	9,1	0,033	275,44
13	Pozo 1	13-555	913	915,5	10,196	0,033	308,6
13	Pozo 3	13-555	983,5	920,5	10,94	0,033	331,24
14	Pozo 3	14-090	830	831,5	4,73	0,033	143
14	Pozo 3	14-385	862,5	864,5	5,21	0,033	157,8
14	Pozo 1	14-090	756,5	759	6,625	0,033	200,5
14	Pozo 1	14-350	781	786	8,882	0,033	266,92
14	Pozo 1	14-385	791	793	11,014	0,033	333,36
14	Pozo 3	14-350	853	857	11,94	0,033	361,67
16	Pozo 2	16-300	857,5	859,5	12,18	0,033	368
17	Pozo 3	17-590	707,5	709	2,11	0,033	64
17	Pozo 1	17-590	636,5	640	4,27	0,033	129

Tabla 3. Radio poral obtenido por RMN.

centaje de reserva de petróleo asociada, varía entre 8 μm y 11 μm . En la figura 15 se representa la distribución de gargantas porales en evento 13.

Correlación de Spearman

Se utilizó el coeficiente de correlación de Spearman (ρ) para conocer la asociación que existe entre los tamaños porales obtenidos a partir del procesamiento de resonancia magnética con los datos de tamaños porales obtenidos en el laboratorio.

Para ello se utilizaron los datos promedio por evento formacionales de ambas variables.

Se obtuvo $\rho = 0,54$.

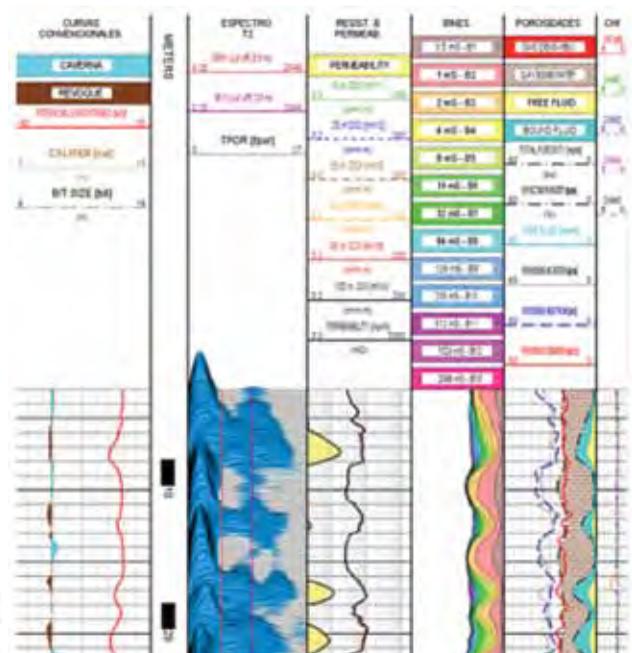


Figura 13a. Perfil distribución de bins.

ULTRA LIVIANOS



PUNTERA DE ALUMINIO
40% MAS LIVIANA



**UNA NUEVA PERSPECTIVA
DE LAS COSAS.**

NUEVO MODELO CITY

LA CIUDAD ESTÁ CAMBIANDO.

FUNCIONAL
CALZADO DE SEGURIDAD

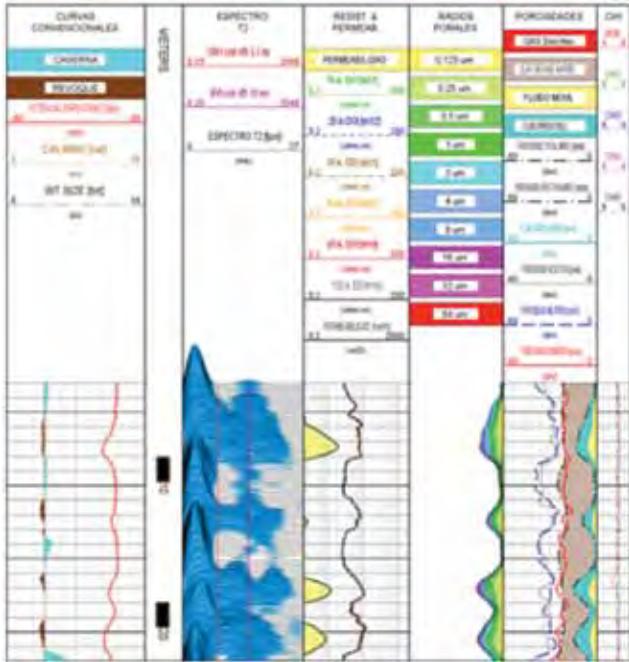


Figura 13b. Perfil distribución de radios porales.

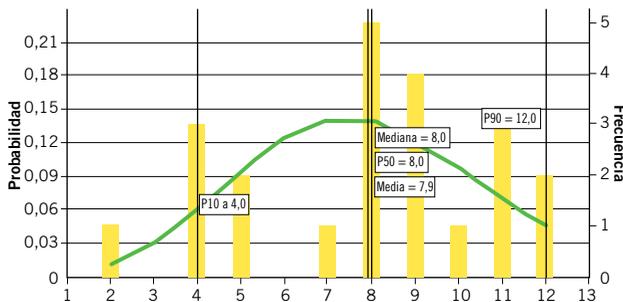


Figura 14. Probabilidad radio poral.

Se puede observar una correlación de moderada a fuerte positiva entre los datos de tamaños porales obtenidos por los diferentes métodos.

Conclusiones

El 85% de la producción por primaria ha sido acumulada por los reservorios de los markers 13, 11, 17, 16 y 14. El evento 13 acumuló el 43% de la producción primaria total.

Se logró determinar la correlación entre bins (ms) de la RMN corrida en los pozos y las distribuciones de gargantas porales obtenidas por los estudios de laboratorio.

Se determinó que la distribución de gargantas porales puede variar entre 4 mm y 12 mm en los eventos de interés de la Formación Bajo Barreal. En el evento de mayor importancia la distribución puede variar entre 8 y 11mm.

El coeficiente de Spearman $\rho = 0,54$ muestra una correlación de moderada a fuerte positiva entre los datos de tamaños porales obtenidos por los diferentes métodos.

Dado que el 95% de las partículas superan los 5 μm , con este trabajo se concluye que el principal problema de taponamiento se debe a revoque externo en la cara del punzado.

Se realizará un análisis técnico económico para obtener mejoras en la calidad de agua, con el objetivo de mitigar los riesgos por taponamiento desde el inicio en los proyectos que se implementarán en el yacimiento. A su vez, recuperar

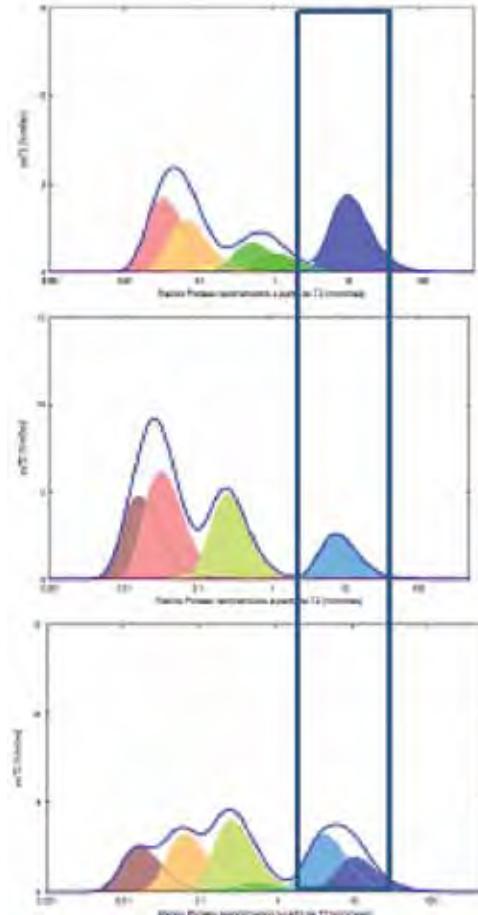


Figura 15. Distribución radio poral evento 13.

la inyección de los proyectos ya implementados, con el fin de garantizar el desarrollo de las reservas involucradas. ■

Bibliografía

- Cavallaro, *Control de calidad de agua y su importancia en la inyectividad*, 2002.
- Coates, G. R., Numar Corp; R. C. A. Peveraro; D. Roberts, BP The magnetic Resonance Imaging Log Characterized by comparison with Petrophysical properties and Laboratory Core Data, SPE 22723 1991.
- Crotti Marcelo, *Obtención de curvas de presión capilar - Método de inyección de mercurio*,
- Díaz, D. C., E. Breda, YPF, S.A. Comodoro Rivadavia, Argentina, Carlos Minetto, Baker Atlas, Comodoro Rivadavia, Argentina, Songhua Chen, SPE, Baker Atlas, Houston, USA, Use of NMR Logging for Formation Damage Prevention: Water-Flooding Case Study in Cañadón Seco, San Jorge Basin, SPE 56425, 1999. 2003.
- InterRock, *Taller Rock Typing*, 2011.
- Saavedra B., R. Arro y A. Marcaida, *Determinación de tamaño de gargantas porales BI-30 Sur yacimiento Cañadón de la Escondida*, 2010.

Agradecimientos

A Flavia Planas, Moira Flores, Paulo Gazal, Juliana Continanzia, Hernando Escamilla, Juan Iriarte, Claudio Larriestra, Daniel Maza, Lucas Cocce, Federico Salvia, Francisco Gastaldi, Gabriel Dubosc, Karina Anís, Gastón Nicora, Jorge Tucut, Fabián Oggier, Cristian Orozco, Damián Vivanco, Miguel Ortiz, Carlos Pérez, Vanesa Paredes, Yanina Salas, Lucrecia Alonso, Tomás Seeber y Benito Saavedra.



Al servicio de la industria energética.

ENSI



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

EMPRESA NEUQUINA
DE SERVICIOS DE INGENIERÍA S.E.
www.ensi.com.ar

📍 Ruta 237 Km. 1278 - Arroyito - Neuquén
C.C. 636 (Q8300) Neuquén - República Argentina
☎ Tel: +54 - 299 - 449 4100

Desarrollo de la tecnología de perforación con *casing*

en la cuenca del golfo San Jorge

Por *Javier Ignacio Muzzio, Sebastián Scalisi, Roberto Luis Mazarella, Claudio Oscar Meier, Franklin José Romero Vásquez y Leandro Campodónico* (Pan American Energy)

El área Cerro Dragón en la Cuenca del golfo San Jorge (GSJ), Patagonia argentina, es operada por Pan American Energy (PAE). Se trata de un buen ejemplo de yacimientos maduros con producción de petróleo por explotación primaria y recuperación secundaria. Además presenta una importante producción de gas. En este trabajo se exponen sus características técnicas.



El área Cerro Dragón está ubicada en el flanco norte de la Cuenca del golfo San Jorge, entre las provincias de Chubut y Santa Cruz, Patagonia argentina. Ha tenido actividad de perforación y producción de petróleo desde la década de 1930. Ocupa una superficie de 3.500 km², cuenta con más de 4.000 pozos activos (entre productores de gas y petróleo e inyectores de agua) y, en la actualidad, es el área de mayor producción de petróleo en la Argentina (Figura 1).

El desarrollo del área sigue siendo muy activo, con campañas de perforación de entre 150 y 200 pozos por año. Los pozos son mayoritariamente verticales y atraviesan múltiples capas productivas a lo largo de cuatro formaciones geológicas. Unos pocos pozos son dirigidos con trayectoria tipo "S" por cuestiones de topografía o existencia de instalaciones en superficie. Las profundidades son variables según la zona, desde algo menos de 1.500 m hasta cerca de 3.600 m. Se diferencian más de 30 yacimientos en el área de concesión, muchos de ellos con un extenso desarrollo de producción por recuperación secundaria con barrido por inyección de agua. La optimización del factor de recuperación de hidrocarburos, la explotación de capas cada vez más profundas y el manejo del reservorio, en los últimos años, han requerido volver a la cercanía de zonas con largo historial de producción. De ahí la necesidad de perforar entre pozos existentes otros pozos nuevos (los llamados pozos "in fill"), en ocasiones más profundos que sus vecinos más antiguos.

Los nuevos pozos deben atravesar formaciones someras que estuvieron durante mucho tiempo en producción y, en la actualidad, se encuentran depletadas. En estos casos se manifiestan durante la perforación admisiones de lodo muy significativas hacia las formaciones permeables y con baja presión de poro, e incluso pérdidas de circulación graves que llegan a ser totales, lo cual impide continuar con la operación, debido a los altos riesgos asociados.

Con la aplicación de los métodos convencionales de control de pérdidas, en general, no se logra contenerlas, para lo cual se llegó a utilizar tapones de cemento y múltiples maniobras. Se ha incurrido en largos tiempos no productivos (NPT), excesiva duración de los pozos, consumo elevado de fluidos de perforación (agua, productos de lodo, materiales obturantes), operaciones de cementación del *casing* de baja calidad, reducción en la vida útil del pozo y retraso en su puesta en producción.

Antes de implementar la tecnología de perforar con *casing* se emplearon también otras alternativas, diferentes al proceso tradicional de bombear material obturante, gel, o tapones de cemento frente a las capas depletadas. En algunos casos se modificó el diseño de los pozos, entubando un *casing* intermedio para cubrir la zona de pérdida de circulación severa. Asimismo, se hicieron pruebas utilizando tecnología de perforación "en desbalance" con inyección de aire, sin éxito.

Todo lo descripto atentaba contra el plan de desarrollo del área e impedía su cumplimiento. Por ese motivo se decidió impulsar la perforación con *casing*.

Metodología de perforación con *casing*. Según el proveedor de servicios, existen distintas formas de referirse a este proceso: *Casing Drilling* (CD), *Casing while Drilling* (CwD) o *Drilling with Casing* (DwC).

Perforar con *casing* consiste en transmitir al trépano la energía necesaria para cortar la roca (rotación, peso e hidráulica) directamente con la propia cañería de entubación. De este modo, se reemplaza la columna de perforación convencional de barras de sondeo y portamechas por la columna de *casing* que finalmente quedará instalada en el pozo. Esto permite cubrir las formaciones abiertas con el revestimiento de acero al mismo tiempo que se perfora. Así se van atravesando y entubando las zonas problemáti-



Figura 1. Ubicación relativa área Cerro Dragón.

cas, como acuíferos, formaciones inestables; formaciones plásticas, como domos salinos, zonas depletadas y zonas de pérdidas de circulación, minimizando los riesgos operativos al eliminar los viajes de calibre y acondicionamiento, armado y desarmado del BHA (*Bottom Hole Assembly*, conjunto de fondo) y corrida posterior del *casing*.

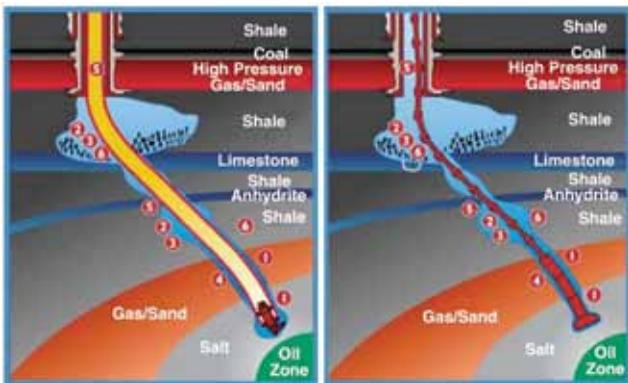


Figura 2. Beneficios del *Casing Drilling*.

Por ello los principales beneficios radican en:

- Reducción de tiempos y costos de construcción.
- Incremento en la seguridad durante la perforación.
- Eliminación de maniobras, manipuleo, armado y desarmado de elementos de distinto diámetro.
- Reducción del tiempo de exposición y daño a la formación.
- Reducción de costos en productos de lodo por pérdidas de fluido.

En zona de pérdidas se reduce el volumen de lodo admitido por la formación y, en zonas de arcillas reactivas,

se reduce el tiempo de exposición. A su vez, al generar un espacio anular menor al de una columna de perforación convencional de barras de sondeo y portamechas, pueden utilizarse caudales de circulación menores. O a igualdad de caudal, las velocidades ascensionales son mucho más elevadas, por lo cual la limpieza del pozo mejora notablemente. En cualquiera de los caso, la tasa de penetración también se verá limitada por la densidad equivalente de circulación y la posibilidad de inducir fracturas en las formaciones más frágiles.

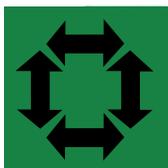
A su vez, la proximidad de la superficie del tubo con la pared del pozo produce un efecto similar al “fratachado” (*smear effect* o *plastering effect*, en inglés) que fuerza los recortes y material de control de pérdidas a bloquear las gargantas porales y fisuras por donde se produce la pérdida de lodo a formación (Figura 3).

Este efecto fue observado durante la perforación de varios pozos, donde habiéndose presentado pérdidas totales y tras seguir perforando sin retorno de lodo a superficie, se consiguió luego recuperar circulación y cementar con anillos satisfactorios.

Como se mencionó, al perforar directamente con el *casing* se eliminan las maniobras de calibre, desarmado de



Figura 3. Espacio anular entre columna de perforación y pozo.



LOCKWOOD

COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS

26 años acompañando el desarrollo del petróleo y del gas

La empresa de *Well Control Services* en la Argentina

Blowout Control con equipamiento propio.

Firefighting con Motobombas de 4500 GPM a 150 psi.

Freezing Services.

Crimpeado de tubulares.

Asesoramiento y consultas.

Blowout Committee.

Safe Well, the Blowout Prevention Program:

- ↔ Planes de contingencias para *Blowouts* – BOCP,
- ↔ Inspecciones de equipos y pozos,
- ↔ Auditorias de los roles de contingencias por surgencia de equipos en pozos,

↔ **Capacitación y formación profesional:**

- Cursos técnico operativos,
- Curso para *First Responders to Blowouts & Well Fires*
- Cursos de *Well Control* de Perforación y WO bajo certificación WellCAP y WellSHARP de la IADC.

Servicios especiales para bocas de pozos:

- Reconstrucción de bocas de pozos,
- Sellado de pérdidas en superficie y subsuperficie con productos SEAL-TITE,
- *Hot Tapping* de alta presión,
- *Gate Valve Drilling*,
- *BPV Milling*,
- Cortes de cañerías,
- Torque,
- Pruebas hidráulicas.

H₂S Safety Services, con equipamiento e instrumentos de vanguardia

- Cursos de habilitación para trabajar con H₂S en pozos.
- Cursos de habilitación para trabajar en espacios confinados.



herramientas y corrida de *casing*, pero el tiempo total de exposición de las arcillas hidratables también se reduce por el hecho de no registrar perfiles de pozo abierto con cable, actividad que puede no hacerse en esa sección, o se registra a pozo entubado durante la terminación.

Los aspectos centrales para aplicar *Casing Drilling* pasan por la capacidad de las conexiones de *casing* de transmitir torsión sin fallar, los equipos de superficie utilizados para transmitir torsión al *casing*, y los dispositivos para vincular el *casing* con el trépano o el conjunto de fondo.

Niveles de complejidad técnica

En función de la capacidad, la flexibilidad operativa y la sofisticación de herramientas utilizadas, existen cuatro niveles de perforación con *casing*:

- El nivel 1 (uno) consiste en entubar un pozo previamente perforado utilizando una columna de *casing* que en su extremo lleva un trépano o un zapato "rimador" (ensanchador o rectificador) (*reamer shoe*). Ese *casing* se puede hacer rotar y circular con lodo para atravesar eventuales obstrucciones.
- El nivel 2 (dos) consiste en perforar el pozo nuevo directamente con el *casing* y un trépano en su extremo, que quedará abandonado en el fondo al alcanzarse la TD (*Total Depth* o profundidad final). Ese trépano puede ser convencional o reperforable. El trépano reperforable es la opción más adecuada para los tramos de superficie. Se perfora con un trépano de cortadores tipo PDC (*Polycrystalline Diamond Compact*, compactos de diamante policristalino) especialmente diseñado y construido con cuerpo y aletas más blandos que el PDC convencional, provisto con rosca de *casing*, y al llegar al fondo se cementa la cañería a través de las propias boquillas. Ese trépano se puede re-perforar luego con un trépano convencional para continuar el siguiente tramo de pozo. El BHA, columna de *casing* en este caso, permite colocar una válvula de retención adicional (collar flotador) para la cementación. Solo puede utilizar-

se un trépano convencional descartable en el último tramo del pozo, ya que queda en el fondo y no puede re-perforarse. Luego de llegar a la profundidad final, mediante un sustituto especialmente diseñado, se puede desconectar y descolgar el trépano de la sarta, para luego fijar con *wire line*, un tapón retenedor en profundidad, y cementar el pozo. No se puede correr un collar retenedor de cemento convencional interpuesto en la columna de *casing* porque es necesario el tránsito hasta el trépano para activar el mecanismo de descuelgue con una bola de acero.

- El nivel 3 (tres) permite perforar con el *casing* y un conjunto de fondo adosado a su extremo, que es recuperable en superficie. El conjunto de fondo incluye básicamente el trépano piloto convencional, de diámetro menor al ID (*Internal Diameter*, diámetro interno) del *casing* y un ensanchador concéntrico de aletas. Aunque el BHA puede incluir también motor de fondo, instrumentos de medición MWD/LWD (*Measurement While Drilling* y *Logging While Drilling*, medición y registro de perfiles durante la perforación), RSS (*Rotary Steerable System*, sistema de perforación direccional rotativa), etc. Con este nivel de *Casing Drilling* se puede perforar pozos dirigidos con la ayuda de un sistema *push the bit*, se pueden hacer registros de pozo abierto, y tiene la capacidad de hacer remplazos de trépanos u otros elementos, pescándose el BHA completo con barras de sondeo o con cable y volviendo luego a bajarse otro para continuar perforando. Es un sistema más versátil, pero más costoso.
- Por último, el nivel 4 (cuatro) es similar al descrito anteriormente, pero en este caso se utiliza un liner (o cañería corta) con su colgador y sarta convencional para transmitir la rotación. Una vez en la profundidad deseada, se cuelga el liner y se retira la sarta de perforación. Inmediatamente después se pesca el BHA por medio de cable o barras de sondeo.

Perforar con *casing* no es una tecnología nueva, ni en la industria ni en PAE Cerro Dragón. En los Estados Unidos existen patentes de 1890 y 1926 donde se declaran las

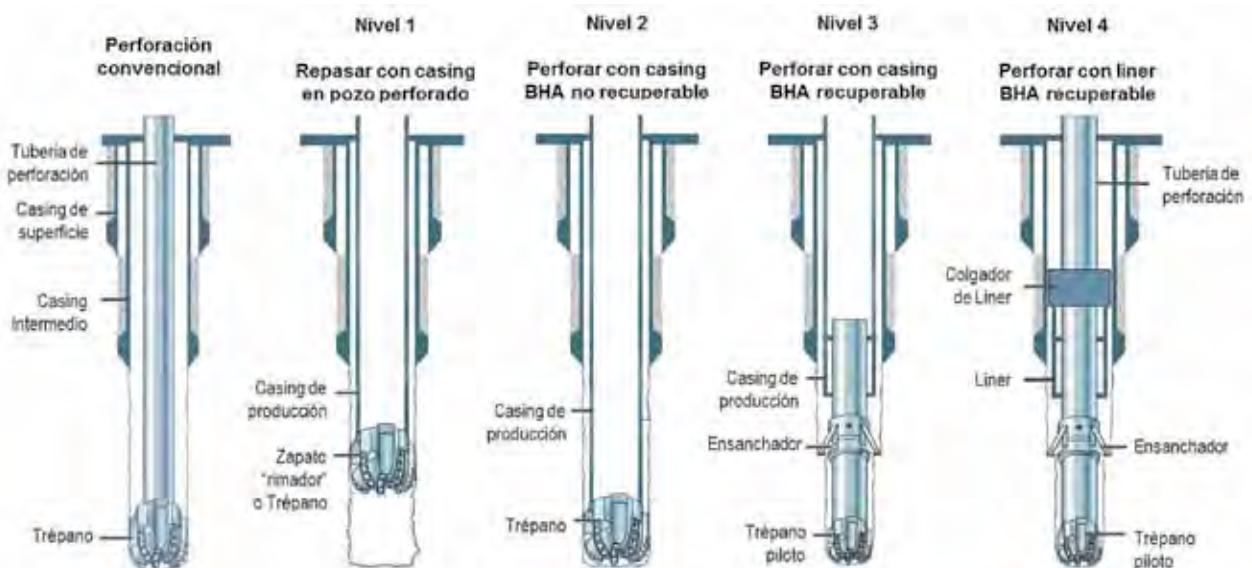


Figura 4. Niveles de tecnología *Casing Drilling*.

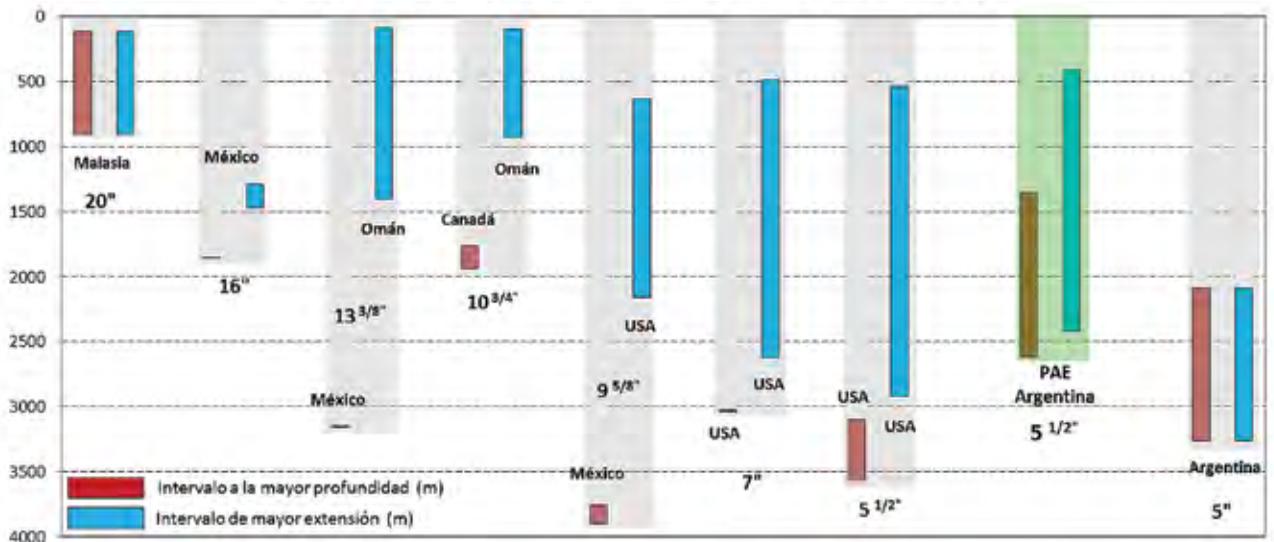


Figura 5. Casos mundiales de aplicación *Casing Drilling* nivel 2 (2014).

ventajas de perforar con el *casing*. En la década de 1930 en la ex URSS se hicieron las primeras pruebas de *Casing Drilling* con trépano recuperable, si bien se mantuvieron en secreto; en 1960, en Canadá se hicieron los mayores desarrollos, con equipos de perforación especialmente construidos para *Casing Drilling* y dispositivos especiales para agarre y torque de los *casing*. En la actualidad es una tecnología ampliamente difundida en todo el mundo, con aplicaciones en tierra y costa afuera, y en diámetros de tubería que van desde 30" hasta 4 1/2".

Según los proveedores de la tecnología, normalmente, en una campaña de perforación, toma de tres a cinco pozos alcanzar los ahorros potenciales que ofrece la tecnología *Drilling with Casing*. Este tipo de curva de aprendizaje es común en perforación cuando se aplica cualquier nueva tecnología o aun cuando se perfora con tecnología proba-

da en un área nueva. Gran parte del tiempo consumido en el aprendizaje se debe a la aplicación de técnicas conservadoras, mientras se prueba la nueva tecnología. El rediseño y la adaptación de las herramientas para utilizar en determinadas áreas también forma parte de la curva de aprendizaje. Tan pronto como la nueva tecnología se emplea con más frecuencia, la curva de aprendizaje para nuevas áreas se aplanan. No obstante, una meta realista al perforar con *casing* en un área nueva es, en primera instancia, igualar los tiempos de perforación convencional para esa área.

La perforación de secciones superficiales de diámetros grandes ha demostrado ser una aplicación realmente eficaz de esta tecnología. En los casos en que se han perforado pozos con *casing* de 7" a 9 5/8" es donde se ha visto un potencial ahorro de tiempos que oscila entre un 25% y un 30%. Las ventajas significativas del *Casing While Drilling*

M MARTELLI ABOGADOS

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

son más fáciles de ver en la perforación de secciones superficiales dado que las herramientas son más robustas y confiables, las rocas atravesadas suelen ser menos compactas y duras, el pozo se perfora normalmente con un solo trépano y se elimina una porción significativa del tiempo total de operación correspondiente a las maniobras con sondeo, conjunto de fondo, y la entubación del casing.

Desarrollo

Inicios del Casing Drilling en Cerro Dragón. En PAE, en golfo San Jorge, la tecnología de *casing drilling* con la modalidad de nivel 2 fue probada en 2008 en un proyecto piloto. Se perforó con *casing* de 5 1/2" el tramo aislación en 5 (cinco) pozos a profundidades de entre 1.900 m y 2.300 m, con resultados técnicos satisfactorios, pero no económicos.

Analizando en detalle la información de esa campaña y tomando como base sus aprendizajes, se plantearon los nuevos desafíos y objetivos para hacer viable la tecnología de manera extendida.

Proyecto Piloto 2008. El proyecto se enfocó en dos de los yacimientos más antiguos en producción en el bloque operado por PAE, que son característicos por presentar gradientes de presión poral muy bajos, debido a la depleción de las capas más superficiales, y con un gradiente normal o presurizado por recuperación secundaria en la zona de interés más profundo (Figura 6).

La sección superficial o guía fue construida de manera convencional a una profundidad de entre 300 m y 400 m y entubada con cañería 9 5/8". La rotación o molido del zapato guía, la salida a formación virgen (*drill out*) y la perforación del tramo inicial de la sección de producción se realizó de manera convencional, en busca de preservar la estructura de corte del trépano PDC que se abandonaría en fondo. Luego de los dos primeros pozos, con las lecciones aprendidas y la experiencia de durabilidad del trépano, se acortó la sección convencional al mínimo. El tramo per-

forado con *Casing Drilling* se extendió desde 1.044 m en el primer pozo hasta alcanzar 1.858 m al final del piloto.

Se utilizó un trépano PDC de diámetro 7 7/8" convencional de 5 aletas y cortadores de 16 mm sin back up, adosado al sistema de suelta de trépano, el cual estaba estabilizado a 7 13/16". Contaba con dos estabilizadores de *casing integral blade stabilizer* (IBS) de igual diámetro que el anterior, distribuido de forma tal de asemejar un BHA empaquetado, con la finalidad de mantener la verticalidad. Se utilizó cañería de 5 1/2" con grados de acero mixtos, rosca premium en las primeras 20-25 juntas y luego rosca API Buttress con anillo de torque. Se usaron centralizadores rígidos hidroformados con recubrimiento de metal duro, otros centralizadores estándares y accesorios de protección para desgaste en cuplas.

Los pozos candidatos se eligieron con complejidad creciente, los dos primeros con mínimos antecedentes de NPT y los siguientes sí, en zonas problemáticas. Los cinco pozos fueron perforados exitosamente, y se pudieron minimizar el impacto de las admisiones leves y los tiempos no productivos en algunos de ellos; pero en otros, los volúmenes de lodo perdido a formación fueron mayores que en los pozos vecinos perforados de manera convencional. Uno de los cinco pozos no logró alcanzar la totalidad de la profundidad planeada por presentarse torque mucho más alto que el programado.

Para la cementación se realizó la suelta del trépano en fondo, ante la incertidumbre de bombear cemento a través de las boquillas y provocar el taponamiento, producto de obstrucción con alguno de los componentes de la lechada o deshidratación instantánea. Se utilizó una válvula de retención de cemento instalable en el fondo por medio de cable eléctrico.

En conclusión, el resultado general de la prueba de la tecnología fue bueno; sin embargo, no se pudo continuar con la fase de desarrollo, debido a los altos costos de materiales y servicios. Otro aspecto para destacar es que los parámetros de perforación fueron limitados (en especial peso aplicado sobre el trépano) dado que se estaba en la fase piloto con la intención de analizar el comportamiento del BHA (pandeo) y la performance del *casing*.

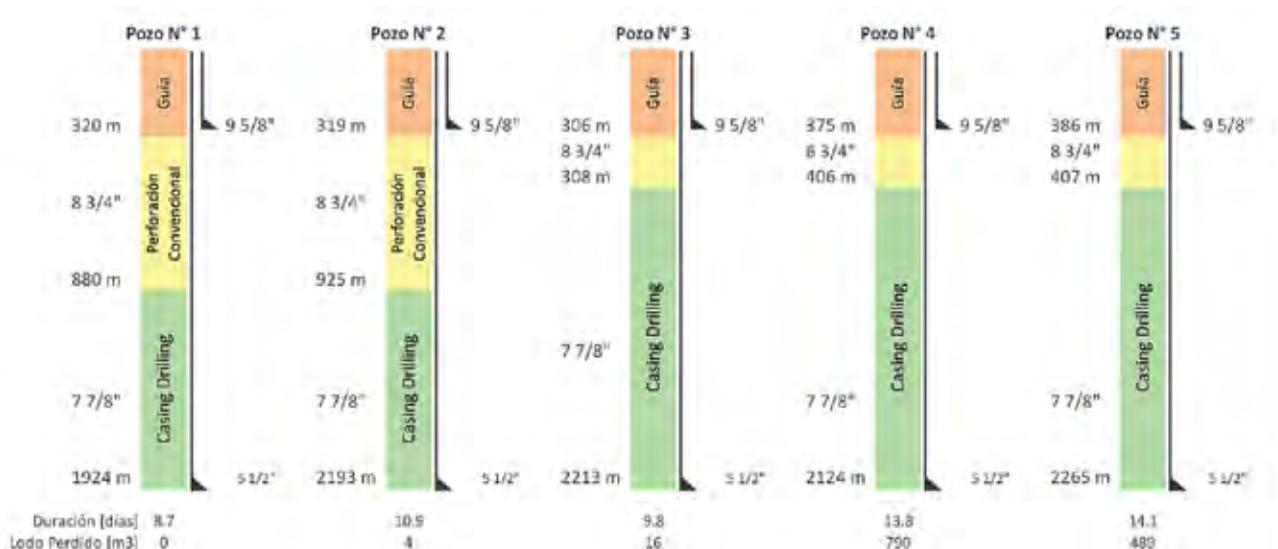


Figura 6. Resumen proyecto piloto 2008.



Figura 7. Dispositivo de suelta de trépano y estabilizadores - Proyecto Piloto 2008.

Implementación 2015. Hacia 2014 se volvió a considerar la tecnología de *Drilling with Casing* en GSJ para el tramo de producción. El plan fue iniciar con pozos en zonas sin antecedentes de operación problemática, con el objetivo de validar cambios tecnológicos y progresar con incrementos de riesgo y complejidad en la medida que se avanzara, considerando las siguientes etapas de ejecución:

- Etapa 1. Perforación de pozos someros (hasta 2.000 m) con predicción de pérdidas leves de lodo.
- Etapa 2. Perforación de pozos más profundos (hasta 2.500 m), con predicción de pérdidas severas.
- Etapa 3. Perforación del tramo vertical de pozos dirigidos en forma de "S".
- Etapa 4. Doble *Casing Drilling* (tramos guía y aislación).
- Etapa 5. Perforación de pozos con predicción de pérdidas y aporte de inyectores con MPD (*Managed Pressure Drilling*, perforación con presión controlada).

En cuanto a la selección de pozos candidatos, se decidió priorizar los mismos yacimientos maduros del piloto de 2008 (Yac. D y Yac. G). Con la extensión de esta aplicación a dos equipos de perforación, se agregaron pozos en otras zonas de gran nivel de actividad (Yac. Z y Yac. O). En estos 4 grupos se concentra casi el 72% de los eventos de tiempos no productivos por problemas de circulación y estabilidad de pozo del área Cerro Dragón.

Etapa 1. Se tomaron como base las experiencias de la campaña 2008 y se realizaron algunas modificaciones al BHA. El mismo pasó a estar integrado en su totalidad por cañería BTC modificada, conexión "semi-premium" desarrollada para *Casing*

Drilling con el fin de no tener la necesidad de colocar anillos de torque. Se eliminaron los estabilizadores integrados "IBS", los centralizadores hidroformados "hard face" y los anillos protectores de cuplas. Se decidió mantener en los primeros dos pozos el dispositivo de suelta de trépano para asegurar la carrera hasta la profundidad final y lograr cementación sin riesgo de taponamiento en las boquillas. Para la cementación, se decidió seguir utilizando un retenedor de cemento corrido con wireline.

El BHA entonces quedó compuesto por trépano de 5 aletas y cortadores de 16mm, dispositivo de suelta de trépano (estabilizado 7 7/8") y cañería BTC modificada, centralizada con centralizadores hidroformados de diámetro



SOLUCIONES CON GASES PARA LA INDUSTRIA QUIMICA Y PETROQUIMICA, TECNOLOGÍA AVANZADA EN CADA PROCESO

Poliductos

Limpieza
Pruebas Hidráulicas
Inspecciones Geométricas
Secados
Inertizados

Tanques y Reactores

Blanketing
Sparging
Transporte Neumático

Gases de Alta Pureza

Aire Cromatográfico
Hidrogeno
Helio
Argón
Nitrógeno
Oxigeno

Mezclas Patrones

Control de Calidad
Control de Procesos
Control del Medio Ambiente
Control de Emisiones Vehiculares
Control de Fugas

Centro de Servicio al Cliente
0810 810 6003
www.indura.com.ar



NPT por problemas de pozo (pérdida circ./estab)

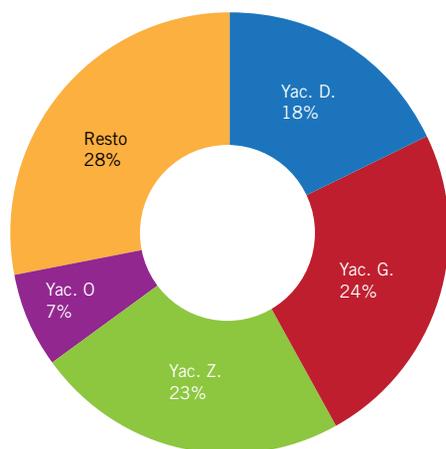


Figura 8. Yacimientos con mayor ocurrencia de NPT.

6 3/4". A su vez, se mantuvo en el programa una primera carrera con BHA convencional para realizar el *drill-out* del zapato de 9 5/8" y perforar los primeros 600 m de pozo.

Los resultados fueron satisfactorios, ya que se logró disminuir los tiempos de ejecución de la aislación, de 10-14 días en 2008 a 6 días en la nueva campaña, debido principalmente a la aplicación de mayor peso sobre el trépano. Sin embargo, en registros realizados durante la completación del pozo, se identificaron algunos desvíos de la trayectoria respecto de la vertical, que fueron atribuidos a la estabilización en el dispositivo de suelta de trépano. Se incurrieron también en demoras en la instalación del tapón retenedor de cemento con cable.

Al poder cumplir con los objetivos iniciales planteados, se decidió eliminar la carrera intermedia con trépano y BHA, el dispositivo de suelta de trépano y el tapón fijado con cable, para pasar a utilizar trépano de tecnología *Casing Drilling* y collar flotador convencional para la retención de cemento. Se buscaba así acortar los tiempos totales de operación, cementando a través de las boquillas del trépano y minimizando los tiempos con cañería estática previos a la cementación.

Sobre la base de tres pozos, se consiguió realizar una carrera única con trépano *Casing Drilling*, incluido el *drill out* del zapato 9 5/8". Se logró cementar a través de las boquillas con buen resultado de perfil de cemento CBL/VDL ("Cement Bond Log/Variable Density Log", o perfil de adherencia de cemento y perfil de densidad variable) y se confirmó la resistencia a la fatiga del *casing* superando profundidades de 2.000 m (máxima TD 2.168 m). En cuanto a los registros de desviación vertical los pozos, se ubicaron dentro del radio de tolerancia establecido de 50 m en fondo.

Como resultado se lograron perforar intervalos de entre 1.530 m y 1.790 m con *Casing Drilling* en tiempo récord de entre 2 y 3 días. Una vez cumplidos los objetivos de la primera etapa, se decidió pasar a la etapa 2.

Etapa 2. Los objetivos de la etapa fueron asegurar la verticalidad de los pozos y consolidar los aprendizajes de la etapa 1 cumpliendo con la perforación en zonas de pérdida severa de lodo hasta una TD de 2.500 m.

Se ejecutaron 5 pozos con la introducción nuevamen-

te de la carrera intermedia con BHA convencional, como precaución previendo la ocurrencia de NPT significativos. Se obtuvieron resultados satisfactorios con pozos entre 4 y 7 días de perforación del tramo aislación, con verticalidad controlada y buen manejo de pérdidas severas. Se incorporó una mejora de logística muy importante con el tendido de una línea de conducción dedicada para suministro de agua al equipo perforador. Y una mejora operativa con la introducción de un dispositivo para ayudar en la reciprocación de la cañería a fin de mejorar la calidad de la operación de cementación, elemento que se había utilizado en la campaña de 2008. Como punto bajo, se debió realizar la primera desentubación de una columna de *casing* por embolamiento del trépano.

Se evaluó introducir distintas tecnologías de trépano y extender el uso de la tecnología a un segundo equipo perforador. Se decidió avanzar con ambas propuestas durante esta etapa, adelantando lo previsto inicialmente para la etapa 4.

Se utilizó entonces, en simultáneo en dos equipos de perforación, un trépano de un nuevo proveedor, pero con resultados negativos por desviación inaceptable respecto de la vertical, lo que llevó a la primera interrupción importante del proyecto. Hasta este punto, con 13 pozos perforados, la perforación con *casing* se hacía sin tomar ningún registro de inclinación durante la perforación, y solo se medía junto con el registro de perfiles a pozo entubado durante la etapa de completación.

Luego de un mes de análisis del problema, la evaluación de opciones y el desarrollo de una alternativa práctica, se retomó la campaña de *Casing Drilling*. Se hizo en solo uno de los equipos perforadores, con el trépano que se utilizó originalmente e introduciendo como operación regular la medición de inclinación con inclinómetro, bajado al pozo mediante herramientas de alambre ("slick line"), en profundidades previamente seleccionadas.

Así, al reiniciarse el proyecto, se completó la totalidad del pozo en una única carrera de perforación con *casing* desde el zapato de la cañería guía hasta la profundidad final en 2.400 m. Se alcanzó la perforación del intervalo más largo hasta ese momento con 1.895 m y sin problemas de desviación. En consecuencia, se volvió a la perforación con tecnología *Casing while Drilling* con dos equipos en paralelo, esquema que se mantuvo durante 2015 y parte de 2016.

Etapa 3. Se perforaron 4 pozos dirigidos en los que se realizó la construcción de la curva empleando un BHA direccional convencional con motor de fondo y "bent housing" ajustable, para continuar el tramo vertical con *Casing Drilling*. El primer pozo se hizo con éxito en una zona de pérdidas de lodo leves y con una trayectoria direccional de baja complejidad. Se perforaron 1.266 m con *Casing Drilling*, hasta la fecha el pozo de mayor profundidad final alcanzada con esta tecnología por PAE en GSJ tiene 2.616 m. Pero luego se tuvieron una serie de pozos en los que no se pudo alcanzar la TD programada. Se evidenciaron altos torques operativos, problemas de abocardamiento de conexiones y aprisionamiento por presión diferencial.

Como resultado se elevaron los costos por metro, quedaron pozos incompletos y se discontinuó la operación de perforación del tramo vertical final en pozos dirigidos, decisión que se mantiene hasta el momento.

Etapas 4 y 5. Estas etapas continúan bajo estudio y en carpeta de implementación.

Cuando respirar es más fácil, también lo es todo lo demás.

Es un
25% más
fácil respirar
con ellos.

Construidos
para entornos
de trabajo
difíciles.

Comodidad
durante todo
el día.

Los Filtros y Cartuchos 3M™
están diseñados para ayudarlo a sentirse
más cómodo en los entornos más severos.

¿Por qué usaría otra cosa?

MÁSCARAS Y SEMIMÁSCARAS



SERIE FF-400



SERIE 6000



SERIE 7500

CARTUCHOS



6001 OV



60923 OV/AG

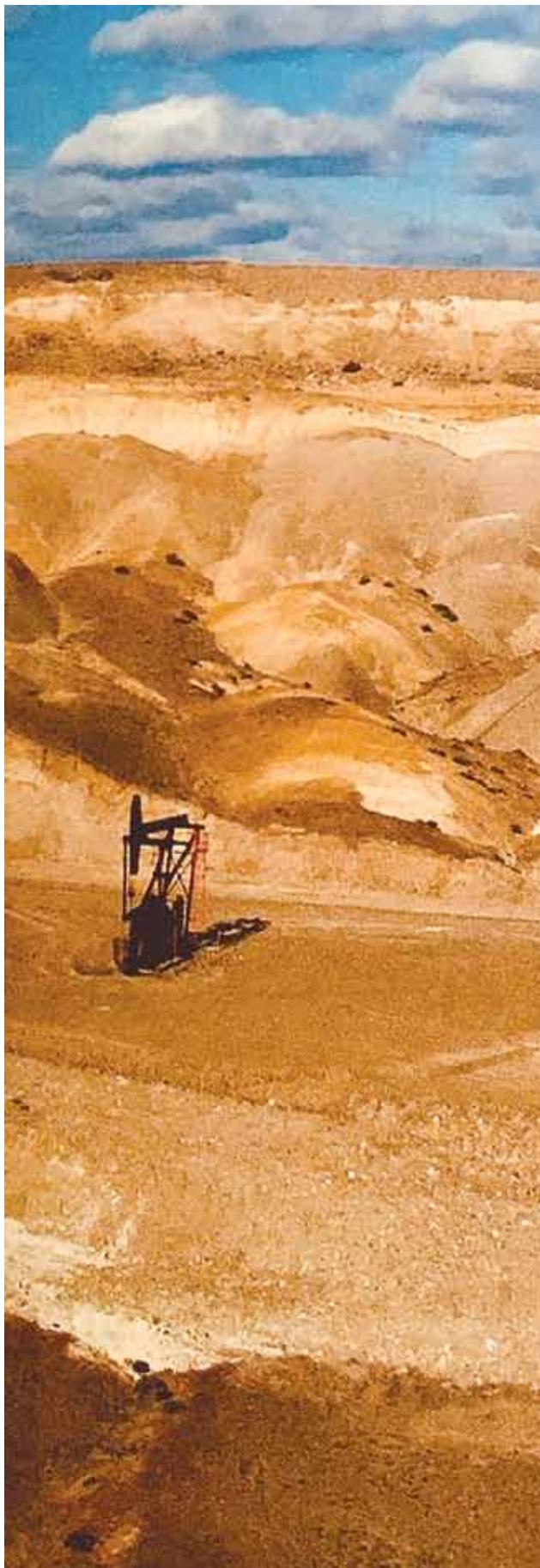
FILTROS SERIE 2000 /2200



2097



2297



Balance del estado actual del proyecto

Desde el primer pozo perforado con *casing*, en febrero de 2015, hasta abril de 2017, PAE lleva un total de 79 pozos perforados con esta tecnología, con un promedio de profundidad final de 2.309 m (máximo 2.616 m), y un promedio de intervalos empleando *Casing Drilling* de 1,355 m (máximo 2.017 m). La duración promedio de perforación con *casing* ha sido de 5,1 días por pozo (mínimo 1,9 días). La implementación del método de *Casing Drilling* se hizo en cuatro de los equipos perforadores trabajando en el área Cerro Dragón.

Se introdujo también la práctica de entubar repasando, con rotación de *casing* y trépano, algunos pozos perforados en forma convencional, pero que presentaban situaciones delicadas de estabilidad, pérdida de circulación e influjo de agua y petróleo en zonas muy presurizadas por inyección de agua para recuperación secundaria. De esta forma, conocida como *Casing Drilling* nivel 1, se llevan realizadas 48 operaciones en el mismo período.

Principales desafíos

Desviación y control de trayectoria. El control sobre la trayectoria fue, quizás, uno de los aspectos más críticos que enfrentó el proyecto. Debido a las características del *casing*, su capacidad de transmitir peso al trépano se encuentra limitada por la falta de rigidez y, por ende, el pandeo de la columna da origen a un ángulo entre la tendencia axial del pozo y la cara del trépano ("bit tilt"). Debido a esto se fueron desarrollando distintos métodos de control para pasar de un accionar puramente reactivo a uno enfocado en la previsión de manera activa durante la perforación.

En la campaña piloto desarrollada durante 2008 no se realizó ninguna medición sobre la trayectoria de los pozos durante la perforación, ni en la terminación, ni posteriormente con los pozos en servicio.

En la campaña de reintroducción de esta práctica en 2015, se perforaron los primeros trece pozos sin realizar registros de inclinación durante la perforación, solamente el monitoreo de torque y arrastre buscando predecir apartamiento de las cargas teóricas esperadas. Durante la intervención de terminación, se realizó un registro direccional con herramienta bajada mediante cable eléctrico para situar la trayectoria del pozo en fondo. De este primer grupo de pozos, cuatro de ellos resultaron con desviaciones en fondo muy significativas, lo que dificultó su terminación y puesta en marcha.

En función a los análisis realizados, se determinó que el dispositivo de suelta de trépano era la principal causa de las desviaciones en dos de los cuatro pozos mencionados. La herramienta venía provista con aletas estabilizadoras de 7 7/8", y a causa del alto torque observado en el primer pozo se mecanizó rebajando el diámetro de las aletas a 7 3/4". Justamente, en los pozos que se utilizó el diámetro reducido se registraron severas desviaciones de la vertical, habiéndose utilizado trépanos de 7 7/8" convencionales, similares a los empleados regularmente en diámetro 8 3/4", y de dos proveedores distintos.

La ocurrencia de desvíos respecto de la vertical observados en los casos que se utilizó dispositivo de suelta de

Protagonistas de tus proyectos



Aportamos soluciones integrales concretas en el campo de la energía.

Contamos con una sede en Buenos Aires y más de 30 operaciones permanentes desde las 9 bases operativas localizadas en Neuquén, Mendoza, Rincón de los Sauces, Comodoro Rivadavia, Río Gallegos, Añelo, Catriel, Bahía Blanca y La Plata.

www.pecomenergia.com.ar



Sigamos creciendo juntos

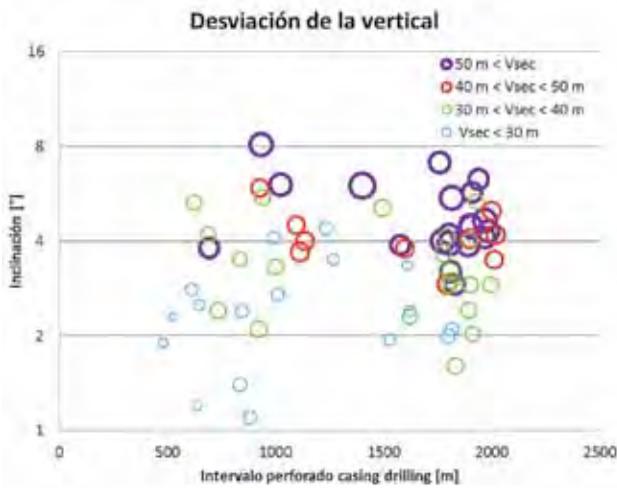


Figura 9. Desviación de la verticalidad.

trépano y el hecho de haber podido completar la carrera de trépano hasta TD permitieron suspender su uso y adelantar la perforación con trépanos especialmente diseñados para *Casing Drilling*. Se perforaron 8 pozos en los que la máxima desviación respecto de la vertical fue inferior a los 6° y los desplazamientos laterales menores a 50 m, por ello se decidió agregar al proyecto un segundo equipo perforador y un nuevo proveedor de trépanos de *Casing Drilling*.

Se perforaron dos pozos con el nuevo trépano, pero resultaron con apartamientos de la vertical fuera del objetivo en fondo. Esto hecho fue una fuerte alerta, ya que los distanciamientos entre bocas de pozo en el yacimiento pueden ser de 300 m en zonas de extensión e incluso casi de 200 m en zonas de pozos "in fill". Debido a que no se podían mitigar los riesgos de colisión y se perdía eficiencia de producción por acercamiento entre pozos, se decidió suspender el proyecto y evaluar tecnologías para la medición de inclinación durante la perforación.

Entonces se avanzó en la implementación de un sistema de medición durante la perforación para tomar acciones correctivas durante la construcción del pozo. Se desarrolló una práctica de registro con un inclinómetro bajado mediante alambre, herramientas comúnmente utilizadas en operaciones de terminación y reparación de pozos. Este permitió tomar medidas correctivas antes de alcanzar la profundidad programada modificando parámetros o, eventualmente, proceder a la desentubación de la cañería para corregir la trayectoria mediante un conjunto direccional convencional. Si bien esta metodología permitió retomar el proyecto y contar con información directa durante la perforación, el sistema tenía sus restricciones.

La medición no podía ser continua, sino discreta y a intervalos más o menos largos. Para cada medición se requería detener la perforación y mantener el *casing* totalmente quieto por un período aproximado entre una y dos horas, incrementando los riesgos operativos de aprisionamiento de cañería y los tiempos de operación. Por lo tanto, las mediciones estaban espaciadas entre 300 m y 600 m según antecedentes de pozos vecinos o la complejidad y dificultades encontradas en cada pozo al perforarlo.

Se desarrollaron y ejecutaron prácticas para la mitigación de desvíos, e incluso se tuvo éxito en corregir la tendencia a ganar ángulo mediante control del peso aplicado

sobre el trépano y con maniobras de repasado ("reaming") de la columna de perforación en cada agregado de tramos de *casing*.

Sin embargo, dado que se realizaban limitados registros de verticalidad y bastante espaciados entre sí, las eventuales acciones de corrección quedaban sujetas al momento de tomar la medición. Esto impedía detectar a tiempo el primer punto que requiriera intervención, limitando la capacidad de acción e impactando en la performance de la perforación.

Por ello, a fines de 2015, en conjunto con una compañía proveedora de herramientas de registro direccional, se desarrolló un sistema por el cual se adaptó una herramienta ya conocida y utilizada frecuentemente en la perforación convencional para ser instalada dentro del *casing*, sobre el collar flotador. Esa adaptación permite hacer tantas mediciones como se requiera al momento de hacer las conexiones de nuevos trozos de *casing*, sin interrumpir la perforación. Una vez que se llega a la profundidad objetivo esa herramienta se recupera a superficie mediante un pescador bajado con alambre. El sistema cuenta con un buje de acero que se coloca encima del collar flotador y que permite que el tapón de desplazamiento ciego usado durante la cementación haga tope sin presentar fugas. Para garantizar que las mediciones no sean alteradas por el movimiento de la herramienta dentro del *casing*, cuenta con un centralizador con aletas de diámetro equivalente al calibre interior de la cañería.

Este avance permitió un cambio muy significativo en la forma de analizar el comportamiento del *casing* frente a los buzamientos, fallas e intercalaciones de formaciones con variaciones en su resistencia a la compresión. Mediante esta experiencia se pudo analizar la relación entre peso sobre el trépano y la desviación para cada yacimiento en el que se realiza *Casing Drilling*, comparándolos con el comportamiento de la sarta de perforación convencional. Mediante la implementación del registro continuo de inclinación se logró contar con la trayectoria del pozo durante la perforación casi en tiempo real, evolucionando hacia un accionar preventivo y analítico. Se logró, por medio de ajustes en los parámetros de perforación, tener un control sobre la trayectoria final.

Finalmente, contar con el registro continuo de inclinación durante la perforación permite analizar y desarrollar tecnologías, diseño de estabilización y prácticas operativas con las que compensar la flexibilidad de la cañería. Se busca mejorar la capacidad de la columna de *casing* para mantener la verticalidad con mayores esfuerzos de compresión, es decir, con mayor peso aplicado al trépano y mejoras en la tasa de penetración.

Falla en conexiones. La unión BTC modificada usada en nuestro proyecto es una conexión "semi-premium". Es básicamente una unión API Buttress mejorada en cuanto a tolerancias de mecanizado y donde la propia cupla cuenta con un hombro de torque donde asienta el pin del tubo. Además de las propias capacidades de la unión API para tracción y resistencia al desenchufe, tiene capacidad de transmisión de torque y no requiere herramientas especiales para el armado.

Si bien normalmente no se han alcanzado durante la perforación torques operativos en superficie cercanos al

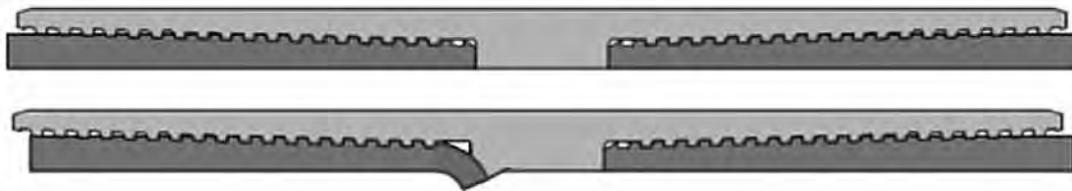


Figura 10. Deformación de la conexión de casing BTC modificada.

torque de fluencia de la conexión, sí hubo casos de tubos deformados.

El diseño de los pozos, con las previsiones de cargas de la perforación (tensión, compresión-flexión, torsión, fatiga) y de servicio durante la vida útil en producción (incluyendo aquí la corrosión), indicaba una columna de 5 ½" 17#/ft L80.

Para el espesor, el grado y la conexión de la tubería seleccionada, la diferencia entre el torque de apriete óptimo y el torque de apriete máximo es de un 10%, y del torque máximo al torque de fluencia (deformación permanente) es de un 4%. Luego, la tolerancia entre el torque de apriete óptimo y el torque de fluencia es relativamente baja, solo un 14%.

Cualquier factor en la operación que haga exceder el torque máximo de apriete provoca que se aproxime peligrosamente al torque máximo operativo (o torque de fluencia, o torque de falla de la conexión):

- Tipo de grasa usada, su aplicación o error en el cálculo del factor de fricción (1.0, 0.9 o 1.1).
- Conexiones sucias al momento del *make up* (caja o hembra sucia con lodo).
- Descalibración del torquímetro del top drive.
- Efecto dinámico de la rotación con top drive (inercia de giro de top drive + dispositivo de torqueo).
- Sobretorque en profundidad por vibraciones o por *stick & slip* del trépano.
- Distracción o error humano.

La ocurrencia de uno o varios de los factores listados han hecho que algunas o varias conexiones fallen en 15 de los pozos perforados durante el primer año de la campaña. Cuando esto ocurre no hay rotura ni desenchufe en la conexión, sino que se produce una deformación plástica del extremo del tubo (macho o *pin*) y del hombro de torque de la conexión hembra (caja o *box*) de la cupla, con una reducción del diámetro interno efectivo en la conexión por debajo del calibre interno de la tubería (*drift*). Si bien esta falla no causa pérdida de integridad a la tracción o a la presión interna, impide el tránsito con las herramientas de terminación y producción (pakers, bombas electrosumergibles, mandriles de inyección). Entonces, durante la etapa de completación debe fresarse o rectificarse el interior del *casing* a la profundidad de cada conexión donde se haya generado una deformación.

En base a los resultados, se decidió migrar a una conexión tipo premium, con diferencias importantes respecto de la semi-premium. Se reduce el torque de apriete óptimo necesario, al tiempo que se aumenta el torque disponible máximo operativo en un 12%, y se eleva considerablemente el torque de fluencia de la conexión un 27% por sobre la usada previamente. De esta forma se incrementa notablemente la relación entre torque de apriete y torque

de falla por fluencia de la conexión. Con el cambio de conexión se pudo también bajar el grado de acero de L80 a K55 ayudando a compensar el mayor costo de la unión.

Fluido de perforación. Inicialmente la formulación de lodo de perforación se realizó con las mismas características y concentraciones que para un pozo convencional, buscando sellar las formaciones permeables y reduciendo el filtrado para evitar inconvenientes de inestabilidad. Sin embargo, debido a que las zonas objetivo del *Casing Drilling* presentaban admisiones severas, se tenía un elevado consumo de materiales encareciendo los costos de fluido. A su vez, un fluido más complejo o que requiere de mayor variedad de productos llevaba a demoras en su preparación y tiempos extendidos para acumular volúmenes en superficie, quitando el beneficio de la tecnología frente a las admisiones y las pérdidas de circulación. La inexperience llevó a que, al comienzo, no se utilizara material obturante por temor a obturar las válvulas y/o boquillas del trépano, lo que resultó ocasionalmente en una maniobra de desentubación, inaceptable para la aplicación de esta tecnología.

Es por ello que el modo en que se trabajó el lodo mutó en favor de la agilidad y rapidez para la preparación. Se configuró el lodo solo con aquellos productos fundamentales, quitando selladores y lubricantes. Se hizo hincapié sobre la inhibición en los primeros 600 m, debido a la presencia de arcillas hidrofílicas, para luego dejar decaer la concentración de potasio y enfocarse sobre la impermeabilización de las areniscas de interés productivo y de bajo gradiente poral.

El apoyo fundamental a la limpieza fue, sin duda, la velocidad ascensional. Se comenzaron a implementar mayores caudales de perforación, del orden de 500 gpm a 600 gpm, lo que favoreció a el avance por una mayor limpieza del frente del trépano y aprovechamiento del impacto hidráulico en zonas de baja compresibilidad.

Impedir que se detenga la perforación y minimizar la necesidad de reducir los caudales de bombeo de lodo fueron los aspectos cruciales para perforar yacimientos donde se atravesaban 500 a 600 m de zonas con admisiones severas y pérdidas de circulación total.

En zonas de admisiones se preparaba un fluido totalmente polimérico, el cual se apoyaba con baches de bentonita, fibras y obturantes para recuperar circulación plena y permitir la limpieza del pozo. Ya para pérdidas de circulación total, con registro de 30 a 40 m³/h de lodo perdido, se formulaba un lodo de sacrificio totalmente polimérico. Esta configuración facilitó la preparación rápida y segura de lodo, evitando que se detuviera la perforación.

La capacidad de mantener al equipo nutrido de agua para preparación de lodo fue, quizás, el logro más crítico en conjunto con la formulación. Se instalaron, en cada pozo

Volumen perdido. Variación costo métrico lodo en Yac. "Z"

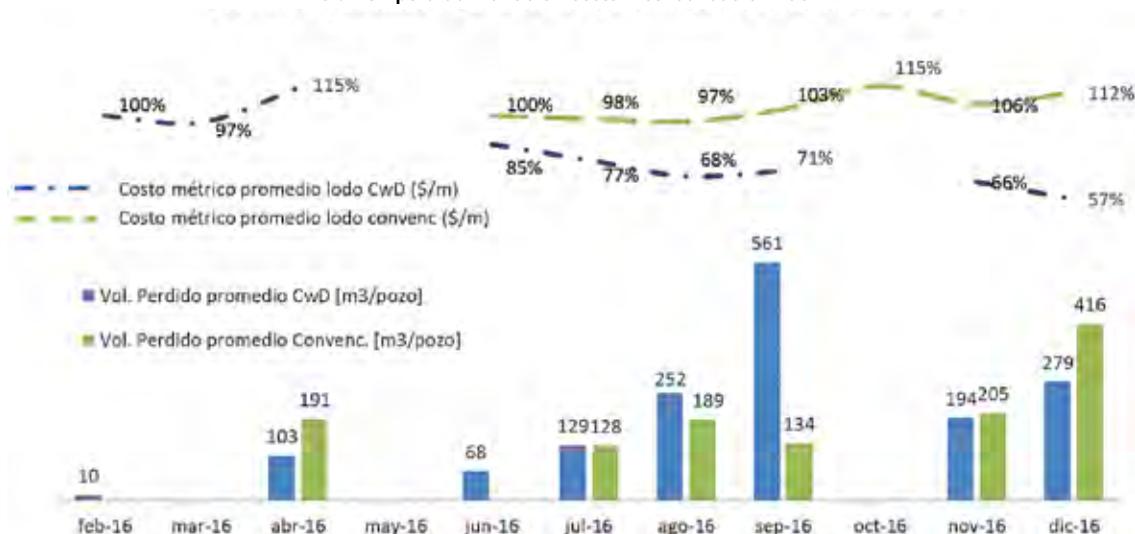


Figura 11. Estadísticas de lodo perdido y costo métrico.

por perforar con *Casing Drilling*, dos líneas de agua independientes procedentes del sistema de conducción de agua de inyección para recuperación secundaria de la zona. Una de ellas descargaba directamente sobre la piletta de preparación de lodo, contigua a las piletas de succión. Mientras que la otra lo hacía en una piletta auxiliar conectada a través de un sistema de manguerotes a la piletta preparadora de píldora. Cada línea proveía individualmente de 15 a 25 m³/h de agua de inyección, según las necesidades.

En conclusión, el cambio en la estructura de formulación, el abastecimiento de agua continuo y la cooperación del personal *in situ* contribuyeron a reducir entre un 30% y un 40% los tiempos de perforación, en consecuencia la perforación en zonas de severas pérdidas de fluido a formación resultó viable y económica.

Cementación. Inicialmente se identificaron los siguientes desafíos para la cementación con la técnica *Casing Drilling*, en comparación a una cementación convencional en GSJ:

-Falta de información de cáliper de la zona de interés. En los pozos perforados convencionalmente y donde sí se registran perfiles eléctricos a pozo abierto, el cáliper suele ser muy irregular. En los pozos perforados con *casing*, sin recuperación del conjunto de fondo, por supuesto que no se cuenta con este dato. Si bien se buscan mediciones de volumen de circulación con marcadores en el lodo (carburo de calcio), el hecho de operar en pozos donde la circulación es parcial o incluso inexistente, impide esta determinación. Se debe estimar por experiencia el diámetro promedio para el cálculo de volumen de lechada a bombear. Los riesgos asociados son los siguientes:

- Si se subestima el diámetro promedio, no se cubrirá toda la zona de interés y no se logrará el objetivo de aislación zonal.
- Si, por el contrario, se lo sobreestima, la altura de anillo será excesiva aumentando la ECD en el pozo, se puede superar el gradiente de fractura y se pierde la altura de anillo buscada.
- Por no conocer la geometría del pozo, el diseño del

Estadísticas pozos yacimiento "D-3" (promedio)

Método constructivo	Cant.	Profundidad [m]	Duración [días]	Lodo perdido [m ³]
Convencional 100%	11	2393	27.1	1275
Conv. + <i>Casing Drilling</i>	7	2419	11.3	1239
<i>Casing drilling</i> 100%	3	2218	9.0	638

Tabla 1. Estadísticas de lodo perdido y duración de perforación.

tren de colchones de limpieza también puede ser inadecuado y la causa de que no se logre una adecuada remoción de lodo. Se restringió el uso de geles *cross linkeados* para evitar obturaciones en las boquillas del trépano.

- No se puede diseñar una centralización real sin hacer suposiciones sobre la geometría y la desviación.

-Operación de cementación con pérdidas de circulación ocurridas por debajo del tope de la zona de interés. Un programa de cementación convencional en GSJ está preparado para

Calidad de la cementación. CBL

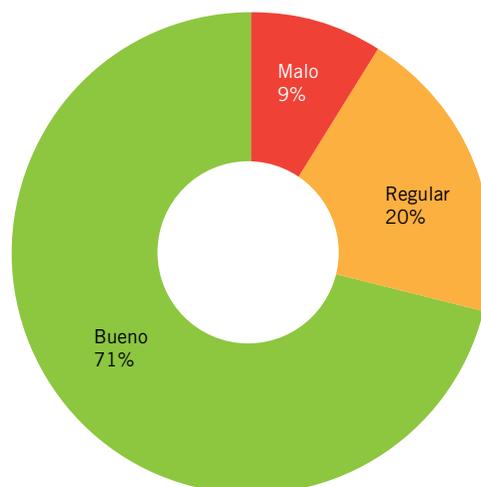


Figura 12. Estadísticas de cementación.

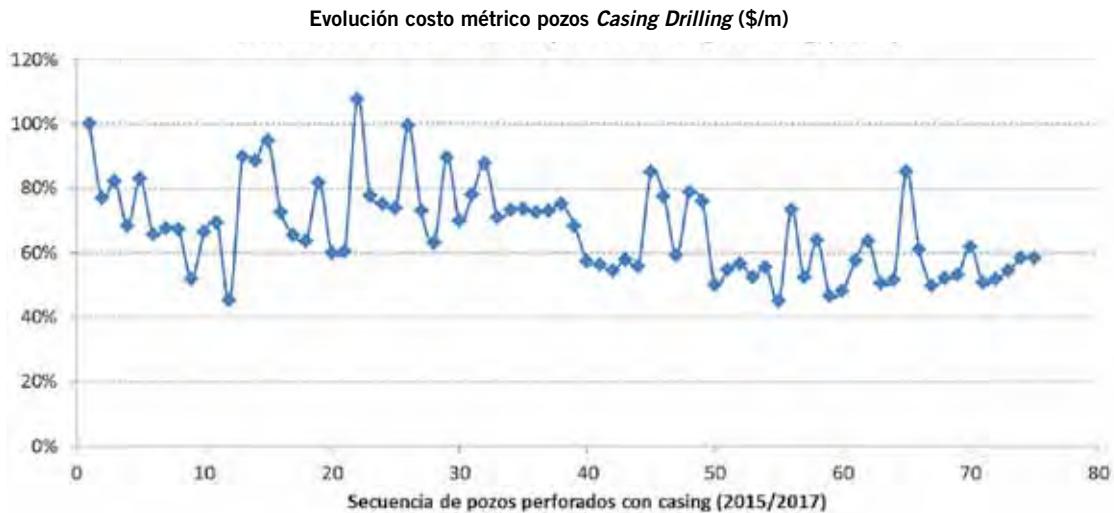


Figura 13. Evolución del costo métrico de *Casing Drilling*.

trabajar en zonas con admisiones severas y para mitigar pérdidas de circulación durante la cementación.

- Se eliminó el material obturante en el diseño inicial de las lechadas para asegurar la capacidad de bombear los fluidos de cementación a través de las boquillas del trépano.
- Se eliminó el uso de colchones químicos reactivos para pérdidas por el riesgo de taponar las boquillas.
- Se diseñó una lechada de cabeza, que quedaría en la zona de pérdidas, con baja densidad, buen control de filtrado y propiedades tixotrópicas para mitigar el efecto de las pérdidas a formación.

-Potencial de flujo imposible de determinar. Debido a que se esperaba trabajar en zonas con potencial de flujo provocado por la inyección de agua en pozos vecinos, se reforzó el diseño de las lechadas de manera que cubrieran la mayor cantidad de escenarios posibles.

A medida que se fueron realizando operaciones, y para responder a las dificultades con el fin de lograr los objetivos de la cementación, gradualmente se tomaron riesgos adicionales.

En la actualidad, el diseño de cementación para pozos perforados con CwD tiene lechadas con las mismas concentraciones de material obturante que las de un diseño convencional. También se utilizan obturantes químicos reactivos, colchones gelificados crosslinkados/activados.

En cuanto a los resultados de cementación con la técnica CwD, se puede decir:

- No se lograron topes de cemento por encima de las zonas de pérdidas totales, al igual que en los pozos con perforación convencional.
- La centralización, inherentemente limitada en el diseño, no ha sido la causa principal de fallas. Los registros CBL/VDL por debajo de las zonas de pérdidas muestran en general buena aislación zonal.
- En pocas operaciones se pudieron determinar los diámetros estimados mínimos para calcular volúmenes de lechadas.
- La limpieza y la remoción de lodo fue buena debido a su baja densidad y sus propiedades reológicas.

Conclusiones

La introducción de la tecnología de perforación con *casing* en GSJ y su evolución con pruebas, mejoras y desarrollos novedosos permitieron alcanzar una reducción significativa del costo métrico de entre un 30% y un 40% respecto de los valores al inicio de la campaña de 2015.

Este logro se produjo gracias a un trabajo riguroso, la colaboración entre sectores de la compañía y las compañías de servicio, el seguimiento y las revisiones constantes a lo largo de casi 80 pozos y más de 105.000 m perforados.

Pero allí no termina la potencialidad de esta práctica en las operaciones de PAE. Se continúan evaluando opciones y posible extensión de la aplicación de *Casing Drilling* nivel 2:

- Rigidez y estabilidad del BHA.
- Perforación con MPD.
- *Casing Drilling* con cañería de 7".

Referencias

- SPE/IADC 52789 *Casing Drilling - A Revolutionary Approach to Reducing Well Costs* R. M. Copyright 1999, SPE/IADC Drilling Conference This paper was prepared for presentation at the 1999 SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, Holland, 9-11 March 1999.
- IADC/SPE 59179 *Casing Drilling Application Design Considerations*. Tommy M. Warren, SPE, Tesco Drilling Technology, Per Angman, SPE, Tesco Corp., Bruce Houtchens, SPE, Tesco - Drilling Technology. for presentation at the 2000 IADC/SPE Drilling Conference held in New Orleans, Louisiana, 23-25 February 2000.
- SPE/IADC 79862 *Casing Drilling Activity Expands in South Texas*. Kyle Fontenot, Joe Highnote, SPE, Conoco, Inc., Tommy Warren, SPE, Bruce Houtchens SPE, Tesco Corp. IADC/SPE Drilling Conference held in Amsterdam, The Netherlands, 19-21 February 2003.
- SPE 147102 *Plastering Effect of Casing Drilling; a Qualitative Analysis of Pipe Size Contribution*. Moji Karimi, SPE, Eric Moellendrigk, SPE, Calvin Holt, SPE, Tesco Corporation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, 30 October-2 November 2011.
- Offshore Magazine Vol 72. *Dick Ghiselin Special Correspondent. Casing drilling marks a century of progress* 10/01/2012.

Calidad de agua

Estudio y mejora sustentable en Yacimiento Aguada Toledo

Por *N. Castaño, A. Castillo, R. Balderrama y J. P. Musotto* (YPF)

La sustentabilidad de los proyectos de recuperación secundaria de petróleo está asociada a las buenas prácticas de implementación y monitoreo. Este trabajo desarrolla una metodología exitosa enfocada en mejorar y mantener la calidad de agua en el yacimiento Aguada Toledo (Neuquén), que permitió incrementar el tiempo de vida media de inyección sentando las bases para la implementación de un proyecto piloto de reparación y acondicionamiento de pozos inyectoros.

El yacimiento Aguada Toledo-Sierra Barrosa se encuentra al Sur del Embalse artificial Los Barreales, aproximadamente a 70 km al ONO de la ciudad de Neuquén, a 25 km al NE de la ciudad de Plaza Huincul y a 30 km al SSO del yacimiento Loma La Lata. Se trata de un campo productor de petróleo desde 1957, con diversas etapas de explotación. La recuperación secundaria comenzó con un piloto en 1998, y pasó por dos etapas de masificación durante 2002 y 2012, en las cuales se lograron inyecciones de 6.500 m³/d y 12.600 m³/d, respectivamente (Figura 1).

Desde fines de 2015 y principios de 2016 se ha observado un descenso significativo del tiempo de vida media de inyección, como consecuencia del taponamiento de pozos inyectoros, que se ha manifestado a nivel de campo,

contribuyendo a la disminución de neta asociada, como se muestra en la Evolución de inyección y producción en Aguada Toledo-Sierra Barrosa (Figura 2).

La barra de color negro indica el pico de inyección producto de la puesta en marcha de los últimos pozos inyectoros convertidos en el proyecto. A partir de marzo 2016, el régimen de inyección desciende desde los 15.500 m³/d a valores de 10.000 m³/d, en gran parte producto del taponamiento. De continuar bajo estas condiciones se verían comprometidas las reservas PD asociadas al proyecto además de incumplir el Plan de Producción Anual 2016/2017.

En función de la criticidad del problema, se conformó un equipo multidisciplinario enfocado en la identificación y corrección de los parámetros más relevantes que afectan la calidad de agua. Se realizaron diversos análisis, a saber:

- Determinación del aporte másico y volumétrico de cada corriente al sistema de inyección y planta de tratamiento, diferenciando componentes críticos de calidad de agua.
- Análisis de la evolución de oxígeno, sulfuros, bacterias, HC y sólidos a nivel sistema.
- Análisis y seguimiento de la evolución de los compuestos taponantes de cada corriente del sistema.
- Mapeo de compuestos férricos y ferrosos en el sistema de inyección.

- Análisis DRX, SEM y ADN de muestras frescas de taponamiento.
- Evaluación de la performance de intervenciones con CTU/*Pulling*.
- Análisis declinatorio/económico de cada *pattern* afectado a merma de inyección.

Desarrollo

La condición de taponamiento que presentaba el yacimiento es representado en la Figura 3: Distribución del estado inyección de mandriles y componentes representativos del agua. Se puede observar que un 61% de mandriles no cumplen con el programa de inyección teórico establecido por reservorio, mientras que un 39% se encontraba en el rango de inyección especificado.

Dada esta situación, se conformó un equipo interdisciplinario de trabajo formado por ingenieros de reservorios, de producción, de procesos, supervisores de mantenimiento operativo, jefe de planta de petróleo y agua y el sector de integridad y tratamientos químicos. Las aristas de este grupo de trabajo fueron las siguientes:

- Agua de inyección: mejorar la calidad del agua de inyección identificando la causa raíz que afecta la misma y lograr estabilidad en los parámetros.



Figura 1. Ubicación geográfica del Yacimiento Aguada Toledo-Sierra Barrosa.

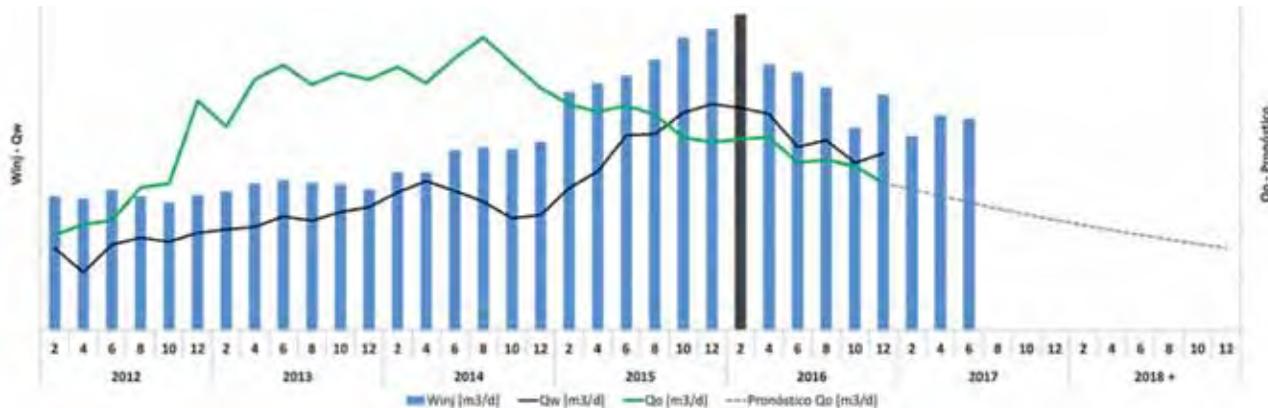


Figura 2. Evolución de inyección y producción en Aguada Toledo-Sierra Barrosa.

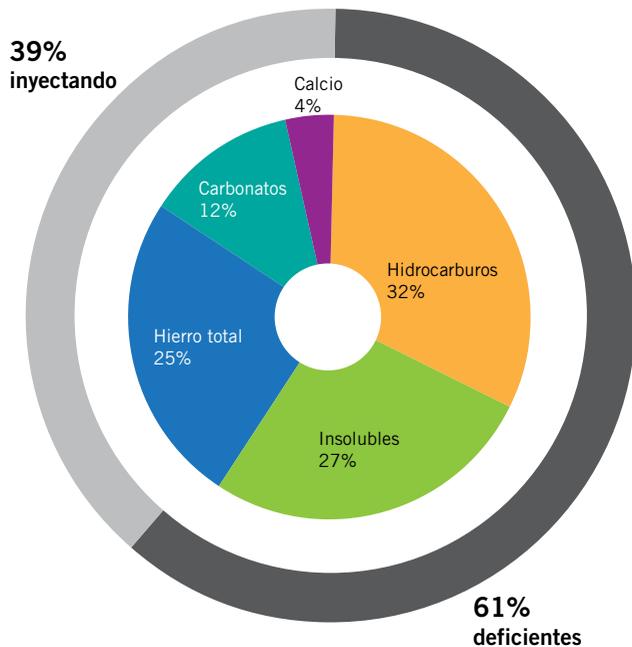


Figura 3. Distribución del estado inyección de mandriles y componentes representativos del agua.

- Monitoreo de inyectoras: focalizar acciones en pozos inyectoras y realizar un seguimiento exhaustivo.
- Campaña de intervenciones: lograr una campaña exitosa de intervenciones a pozos productores e inyectoras, al menor costo.

El primer desafío del equipo fue estudiar el mecanismo de daño que ocurre a nivel del reservorio para comprender el origen de la pérdida de inyectividad en los plays productivos. Se diseñó, en conjunto con el sector de tecnología de YPF, una serie de ensayos con plugs de coronas representativas de la Formación Lotena para determinar los parámetros de calidad de agua específicos y necesarios para el reservorio. Adicionalmente, se relevó toda la información

disponible sobre informes petrofísicos y petrográficos, análisis fisicoquímicos de agua de formación e inyección con el fin de integrarla a los cálculos necesarios y obtener así los parámetros mencionados.

Se utilizó el modelo de Barkman y Davidson (SPE 3543) adaptado a medios porosos para la estimación de los requerimientos de calidad de agua de inyección y el método publicado por Adriana Cavallaro (Petroleum Society, paper 2000-52) para predecir la declinación de la inyectividad. Este método utiliza los resultados obtenidos de ensayos de flujo lineal sobre testigos corona que a posteriori permiten predecir la declinación de inyectividad, expresada como tiempo de vida media del pozo inyector.

Conocer la distribución de tamaños de garganta poral del reservorio es relevante para evaluar la calidad de agua de inyección. En conjunto con el laboratorio de la Universidad Nacional de Cuyo se han realizado ensayos de presión capilar por inyección de mercurio en muestras de roca representativas de los distintos niveles productivos de la Formación Lotena seleccionadas y caracterizadas por los geólogos operativos del yacimiento. El valor representativo de tamaño de garganta poral que se utilizó en los cálculos corresponde a la mediana de la serie de valores: 12 μm .

Otro dato necesario para estimar el tiempo de vida media es la distribución de tamaño de partículas de los sólidos presentes en el agua de inyección. Se consideró como valor representativo la mediana de la serie de datos. El informe de laboratorio sobre las muestras analizadas de la salida de la planta de tratamiento permitió conocer que la mediana de diámetros de partículas es de 7 μm (el 88% de las partículas presentes en el agua tiene un tamaño mayor).

A partir de los valores de tamaño de garganta poral y de distribución de tamaño de partículas se puede estimar el tipo de daño provocado por la regla de predicción $1/3 - 1/7$, la cual permite clasificar los mecanismos de daño que existen por depositación de sólidos e hidrocarburos de la siguiente forma:

- ✓ Daño externo: provocado por partículas cuyo tamaño es mayor a $1/3$ del tamaño de garganta poral

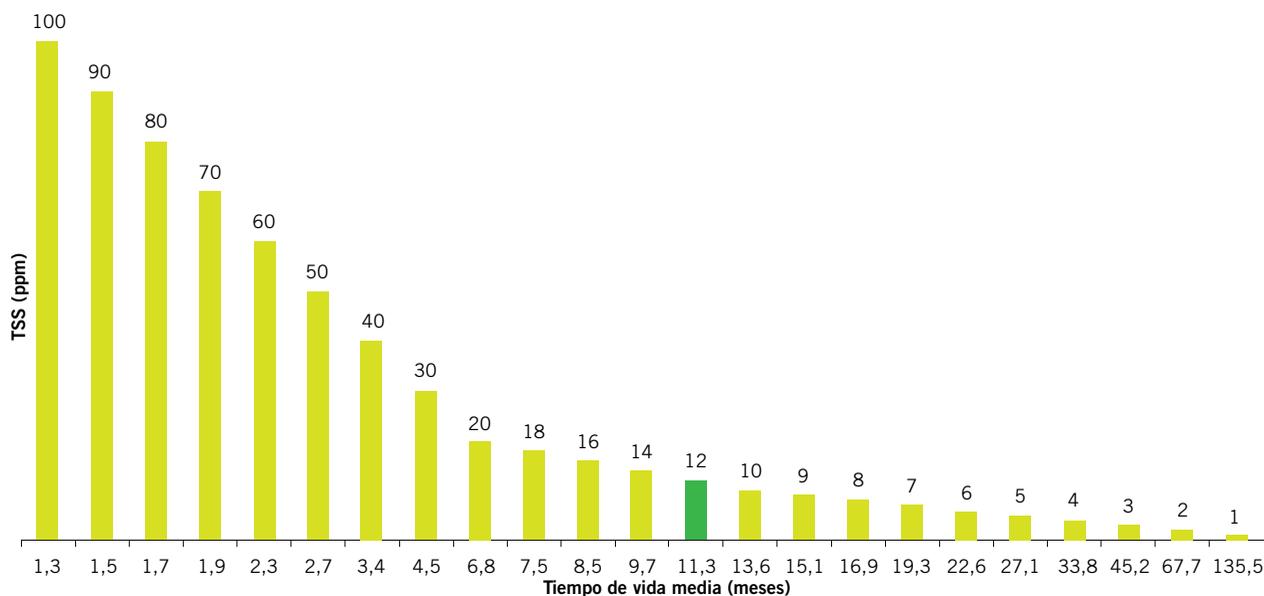


Figura 4. Tiempo de vida media en función de la concentración de sólidos en suspensión.

dominante. En nuestro caso equivale a partículas de tamaño mayor a 4 μm (un 91,03% de las partículas presentes). La profundidad de invasión de este tipo de daño se caracteriza por ser de algunos centímetros y de fácil remoción con tratamientos químicos.

- ✓ Daño interno: provocado por partículas de un tamaño comprendido entre 1/7 y 1/3 del tamaño de garganta poral dominante. En nuestro caso se corresponde a partículas cuyo tamaño está comprendido entre 1,7 μm y 4 μm (el 2,8% de las partículas). La profundidad de invasión de este tipo de daño se encuentra en el rango de 10 a 100 cm, es de difícil remoción con limpiezas y estas suelen ser muy costosas.

Con el fin de validar la metodología de cálculo teórico empleada, se realizaron en el laboratorio de UNCUIYO, ensayos de fluencia para predecir la reducción de permeabilidad producida por partículas inorgánicas y petróleo contenidas en el agua de inyección y así poder definir el mecanismo de daño de formación según el tipo de revoque formado. Se realizaron sobre tres muestras de diferentes permeabilidades 20,1 md, 50,62 md y 209,3 md, dando como resultado predominante la formación de revoque externo como predecía la regla teórica.

Conocido el tipo de daño, procedimos a estimar el Tiempo de Vida Media ($t_{1/2}$) para el pozo inyector, que se define como el tiempo que transcurre hasta que el caudal de inyección llega al 50% de su valor inicial. Se realizó un gráfico de sensibilidad del tiempo de vida media en función de la concentración de los sólidos en suspensión presente en el agua de inyección (Figura 4).

Se debe remarcar que la estimación del tiempo de vida media es muy sensible a la composición química de los sólidos disueltos (TSS) y al contenido de hidrocarburo presentes en el agua de inyección, ya que su característica aglutinante genera el aumento del tamaño de partículas en suspensión, modifica la densidad y la permeabilidad del revoque formado en la pared del reservorio.

La concentración de TSS en la salida de planta al momento de realizar el estudio, cercana a 90 ppm, permitió estimar 1,5 meses de tiempo de vida media, lo cual era consistente con el índice de taponamiento registrado a nivel campo a través de los perfiles de tránsito de fluidos y muestras de fondo. La meta del equipo de trabajo fue mejorar los parámetros de calidad de agua para lograr alcanzar un tiempo de vida media de 12 meses.

Una vez comprendida la problemática a nivel reservorio, se procedió con el análisis fisicoquímico del universo representativo de muestras de agentes taponantes. Los compuestos principales que se encontraron son hidrocarburo, insolubles y compuestos de hierro. Estos últimos fueron clasificados con ensayos de Difracción de Rayos X (DRX) y Espectroscopía Electrónica de Barrido (SEM). Las reflexiones más importantes de las fases cristalinas identificadas corresponden a óxidos, hidróxidos y sulfuros de hierro, así como también al dióxido de silicio.

En paralelo a los estudios mencionados, se determinó la configuración del sistema de aportes de fluidos a la Planta de Tratamiento (PTC-PTA), con la finalidad de realizar balances de materia por componente. Se destaca la utilización de volúmenes significativos de agua dulce proveniente de la planta de captación y tratamiento del Lago Mari Menuco, lo que se traducía en una fuerte oxidación del

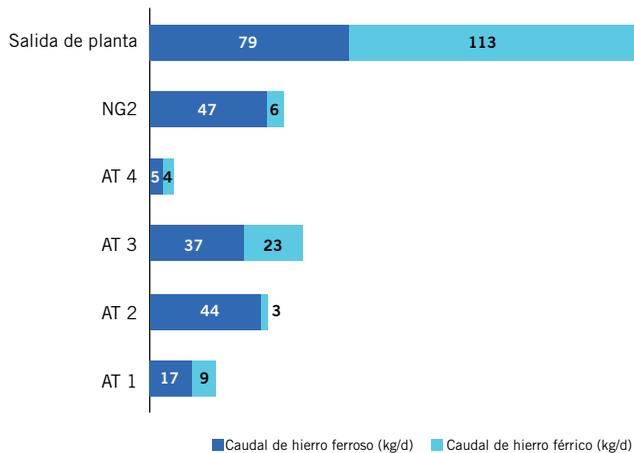


Figura 5. Caudal de hierro ferroso y férrico de baterías y salida de planta.

ión ferroso a férrico, compuesto taponante por excelencia.

Posteriormente, se avanzó con la determinación del origen de los compuestos de hierro y su estado de oxidación. Este aspecto tiene relación directa con el tamaño de partícula presente en el agua de inyección, ergo, del tipo de revoque insoluble y el daño de formación. Este fenómeno es generado, fundamentalmente, por óxidos y sulfuros de hierro. A tal efecto se realizaron numerosos muestreos a nivel batería y pozo discriminando entre hierro ferroso y férrico. El resultado de este análisis se resume en la figura 5, en la que se observa que el mayor proceso oxidativo ocurre en la batería AT-3 y en la planta de tratamiento. En lo que respecta a nivel pozo, los valores de Fe (total) se encontraron en el rango de 4,1 kg/d a 9,7 kg/d.

Desde entonces el equipo de trabajo puso foco en discernir los orígenes del hierro en el sistema. El mismo se puede dar por corrosión química, corrosión microbiológica, rozamiento en aparatos de bombeo, erosión por alta velocidad de fluido, aportes de formación y/o recirculación de ion ferroso en reservorio. Para identificar y cuantificar cada una de estas contribuciones, se desarrolló un plan de trabajo que incluyó el siguiente análisis:

- ✓ Análisis de laboratorio y simulación de la existencia de corrosión química en pozos productores con alto contenido de hierro total.
- ✓ Aplicar inhibidor de corrosión en forma de piloto en tres pozos con bombeo electro-sumergible, realizando monitoreo de hierro con análisis fisicoquímico.
- ✓ Determinar mediante análisis de laboratorio y simulación la existencia de corrosión microbiológica en pozos productores con antecedentes corrosivos.
- ✓ Seleccionar un pozo con antecedentes de rozamiento severo y reemplazar al bombeo mecánico actual por sistema electro-sumergible y bajar instalación revestida con pintura epoxi interna.

De la comparación de los resultados de laboratorio entre muestras "blanco" y posteriores con tratamiento de inhibidor, se comprueba que no hay cambios significativos en los valores de hierro, por lo tanto se descarta la hipótesis del aporte de hierro por corrosión química y/o microbiológica, con lo cual el estudio se centra en la problemática del rozamiento y la erosión del material por alta velocidad de fluido, que se encuentra en fase piloto.

Continuando con la comprensión del contenido de Fe en el sistema de recuperación secundaria, se observó un cambio del estado iónico del hierro entre la entrada y la salida de la planta, como se observa en la figura 6.

En el tanque de almacenamiento de agua de inyección, TK 2535, ocurre un gran proceso de oxidación variando de un 27% de ion férrico en la entrada a un 59% en la salida. Al analizar el diagrama de aportes de fluidos del proceso de tratamiento de agua, la corriente de agua dulce de la Planta de Captación (PIA) ingresa a este tanque para cumplir con el caudal de inyección del proyecto, esta corriente ingresa rica en oxígeno y reacciona con el ion ferroso para formar óxidos férricos.

Al analizar el oxígeno disuelto en agua y su evolución histórica se observó que rara vez había alcanzado los parámetros de especificación requerido para el reservorio y especificado en el plan de monitoreo del campo. Esto se debía a la deficiencia en el proceso de remoción de oxígeno del sistema en su conjunto.

Desde entonces el equipo conformó un plan de mejora que incluyó los siguientes puntos:

- ✓ Reacondicionar y puesta en marcha de la torre desoxigenadora de la PIA.
- ✓ Realizar ingeniería de obra y adicionar sistemas de gas de inertizado (gas de *blanketing*) en todos los tanques, tanto de la PIA como de la PTC-PTA,
- ✓ Aditivar secuestrante de oxígeno a la corriente de agua dulce que ingresa a la PTC-PTA.

Las acciones realizadas permitieron alcanzar los parámetros de especificación de oxígeno disuelto en agua y, consecuentemente, se minimizó la reacción de oxidación. En la figura 7 se muestra la tendencia de oxígeno (ppb) en la salida de planta (color verde) desde 2014 hasta la actualidad. Adicionalmente, se refleja la tendencia de la concentración (mg/l) de oxígeno en la corriente de salida de PIA (azul) y la concentración (ppm) de ion férrico en salida de planta (rojo). Los valores de oxígeno disuelto en agua en la salida de planta se ubican por debajo de las 50 ppb, la PIA mejoró su concentración de 6 ppm a 1 ppm y los valores de ion férrico se ubican en torno a los 2 mg/l evidenciando las mejoras en el proceso producto de las acciones aplicadas.

Otro de los parámetros principales por controlar, de acuerdo con la composición de los sólidos encontrados, es la concentración de hidrocarburos en agua producto de la propiedad aglutinante de partículas sólidas del mismo. En este sentido, el equipo de procesos de planta mejoró la performance de la unidad de flotación que, desde su puesta en marcha en julio de 2016 proporcionó estabilización de los valores de salida de planta y un marcado descenso de la concentración (ppm) de hidrocarburo en agua. En el marco de las acciones de mejora llevadas a cabo sobresalen modi-

ficaciones en los agitadores y barredores del equipo, como también el ajuste de la dosificación de anti-espumígeno y floculante. El resumen se refleja en el mejor rendimiento, lo cual permitió concentraciones de hidrocarburo en salida de planta en torno a las 10 ppm acercándonos a los valores de especificación como se muestra en la figura 8.

El control de la actividad microbiana desempeña un papel preponderante en la sustentabilidad de los proyectos de recuperación secundaria. Debido a ello, y siguiendo la iniciativa propuesta por el sector de integridad y tratamientos químicos, se reconfiguró la metodología de análisis bacteriológico y se conformó un plan piloto de inyección de biocida multipropósito.

La evolución de los valores de sulfuro, equivalente a la concentración de microorganismos observados en el sistema de inyección, desde el ingreso a la planta de tratamiento al pozo inyector, generó una alerta en el equipo de trabajo. Como se observa en la figura 9, los valores de sulfuro llegaron a triplicarse en el primer trimestre de 2016.

El nuevo biocida que se encuentra en fase de ensayo fue desarrollado en base al ADN de bacterias y busca reducir, no solo el contenido de bacterias reductoras de sulfato sino también al grupo denominado "arqueas" que cumple un papel muy similar a las BSR. Conjuntamente, con este tratamiento, se intentará eliminar bacterias tanto planctónicas como sésiles.

Cabe destacar que las mediciones tradicionales con caldos de cultivo dejaron de emplearse como método de recuento de colonias bacterianas, ya que sus resultados no son representativos. Esto se debe, en primer lugar, a que estudios recientes indicaron que el recuento de unidades formadoras de colonias mediante métodos tradicionales de medición posee un error significativo al no determinar fehacientemente la actividad de bacterias sésiles; en segundo lugar, la configuración química del caldo aplica a las bacterias del tipo sulfato reductoras, lo cual es inconsistente con la necesidad de este campo de determinar también al subgrupo de las arqueas. Es por esto que los análisis que se realizaron en los laboratorios se corresponden con las nuevas técnicas que son tendencia en el nivel mundial (el ADN de bacterias, el análisis qPCR y la medición de ATP). Con las dos primeras técnicas se pudo determinar el tipo de bacteria predominante, en tanto que con la medición de ATP se identificó cuantitativamente el universo microbiano, tanto vivo como muerto.

Finalmente, y con el objetivo de estabilizar y disminuir la concentración de sólidos en suspensión, se ensayará la separación en piletas re-acondionadas previo a la disposición final en el pozo sumidero. De esta manera se podrán derivar las corrientes de purga de la planta hacia el pozo en cuestión, minimizando el impacto de la recirculación de sólidos en la planta de tratamiento. Asimismo, se encuen-

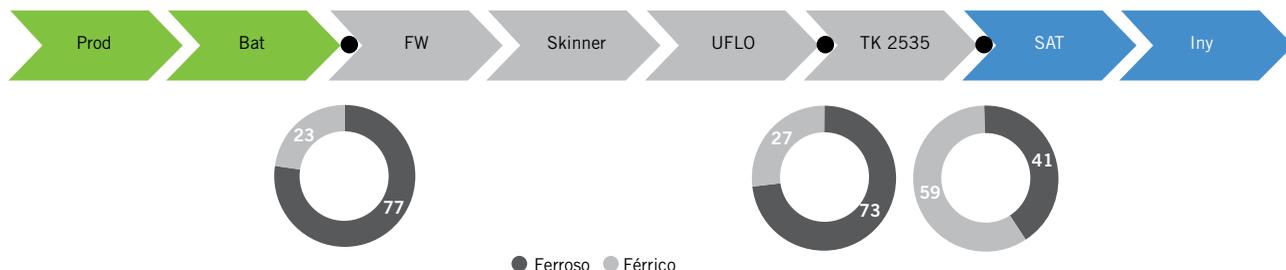


Figura 6. Evolución porcentual de ferroso y férrico en el proceso de tratamiento de agua.

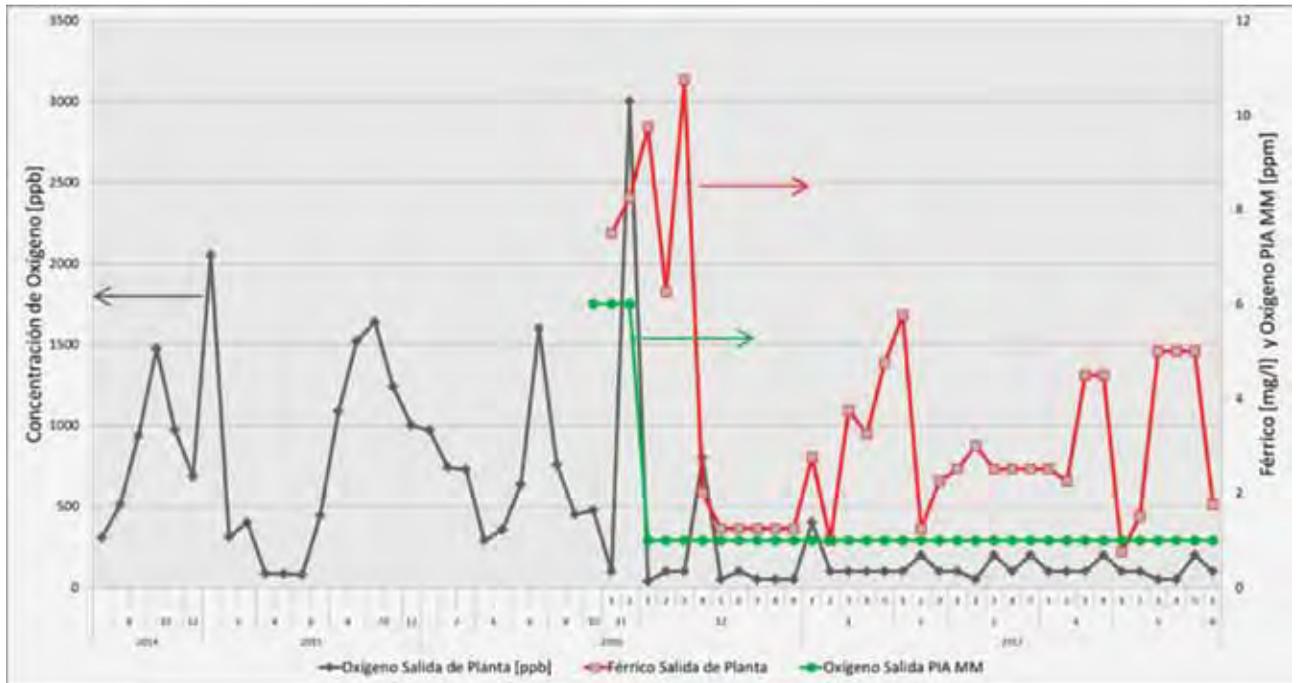


Figura 7. Tendencias de oxígeno en salida de PTA, oxígeno en salida de PIA y concentración de férrico.

tra en fase de ingeniería de obra el diseño de una planta de tratamiento de lodos como alternativa para enviar corrientes ricas en sólidos, con el fin de generar mejores parámetros del agua que reingrese a PTA y evitar fluctuaciones en el proceso de tratamiento.

Resultados

Este estudio permitió conformar un proceso de trabajo multidisciplinario con la sinergia de todos los sectores involucrados: ingeniería de reservorios, ingeniería de producción, ingeniería de procesos de planta, corrosión, tratamientos químicos y mantenimiento. A medida que se avanzaba con las acciones y en el entendimiento de la problemática en su conjunto, cambió la estructura funcional y de interrelación de los grupostécnicos y operativos del activo. Este proceso de gestión del talento ha generado, además de múltiples acciones a nivel de pozos e instalaciones, un cambio en la concepción de la gerencia de un yacimiento hacia la gestión integral de un activo, con beneficios en la comunicación, integración, mejora continua, identificación de lecciones aprendidas e implementación de mejores prácticas.

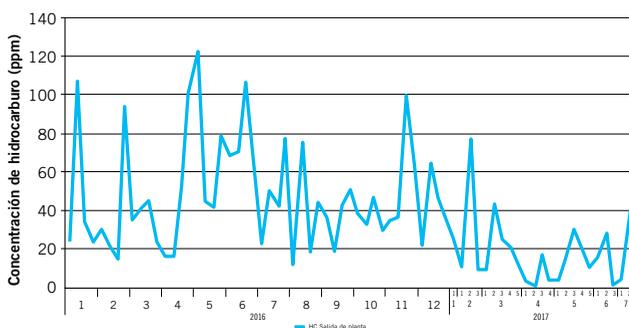


Figura 8. Tendencia de la concentración (ppm) de hidrocarburo en agua en salida de planta.

Como resultado principal se logró revertir la tendencia declinatoria de producción de petróleo y agua asociada, con baja demanda de inversiones al enfocar los esfuerzos en la causa raíz: la calidad de agua.

Como resultado del proceso de trabajo, también se pueden destacar los siguientes puntos:

- La confección de una matriz de parámetros que afecta la calidad de agua, estudio y ponderación de los mismos en pos de priorizar la solución de lo crítico.
- Identificar y cuantificar los valores de calidad de agua necesarios y específicos para el yacimiento.
- El estudio del sistema en su conjunto, evaluando cada una de las corrientes que lo afectan, permitió revelar que el agua de *flowback* no es el principal aporte de Fe.
- Cartera de oportunidades (PU, CTU) con menor riesgo y sustentable.
- Tareas con equipos de WL y SL más eficientes en calidad y cantidad. Mayor control a nivel campo con la misma cantidad de equipos al reducir tiempos y reincidencia.
- Estudiar y optimizar los tratamientos químicos en la planta de tratamiento de crudo y agua de inyección, específicamente el proceso de corrosión microbiana y el uso de biocida acorde al ADN de la masa bacteriana presente en el sistema. ■

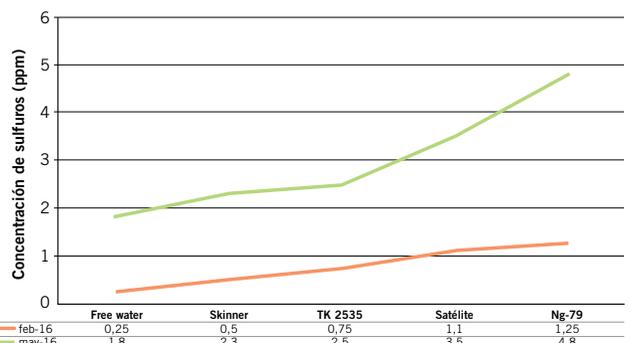


Figura 9. Concentración de sulfuro en el sistema de inyección.



Maximizar el uso de información Presiones y DFIT

Por *Denis Andersen y Rodrigo Sebastián Cottet* (Pan American Energy)

Este artículo aborda el proceso de interpretación de un ensayo DFIT, realizado con el fin de obtener parámetros del comportamiento de la fractura que permitan ajustar el diseño y también las características del reservorio (presión, permeabilidad, presión de fractura). Se muestra el trabajo en curso de interpretación de los ensayos DFIT históricos disponibles.

Un ensayo DFIT (por las siglas en inglés *Diagnostic Fracture Injection Test*, prueba de inyección para diagnóstico de fractura) consiste en una prueba de inyección que se realiza antes de la realización de la fractura hidráulica. Se trata del bombeo de agua a caudal constante por un período de tiempo limitado, luego de cortar el bombeo, se registra la declinación de presión (Figura 1).

A partir del análisis de los datos se pueden obtener parámetros de diseño de la fractura, que permitirán ajustar el programa de la operación siguiente. Adicionalmente, si se

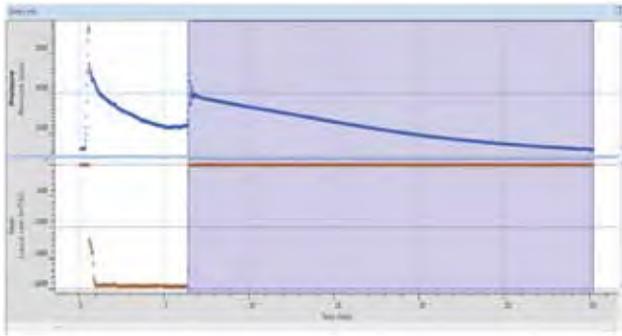


Figura 1. Presiones y caudales en un ensayo DFIT.

dan las condiciones adecuadas, se obtienen parámetros del reservorio, como presión y movilidad.

Método de análisis

La metodología de análisis implementada consiste en la utilización de los gráficos de diagnóstico de la derivada de la función G en conjunto con gráficos en función de la raíz cuadrada del tiempo para identificar el cierre de la fractura y, en base a eso, obtener los parámetros del reservorio de interés.

La función G sirve para representar el tiempo transcurrido luego del cierre de la fractura normalizado a la duración de la extensión de la misma. La función G resulta una función que depende de un tiempo adimensional.

$$\Delta t_D = (t - t_p) / t_p$$

Donde t es el tiempo total transcurrido desde el inicio de la fractura (no inicio del bombeo) y t_p representa el tiempo total de bombeo. La función G usada en los gráficos de diagnóstico tiene la siguiente forma:

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} (g(\Delta t_D) - g_0)$$

Para comenzar el análisis se grafican P versus G , su derivada dP versus dG y su derivada semilogarítmica $G \cdot dP/dG$.

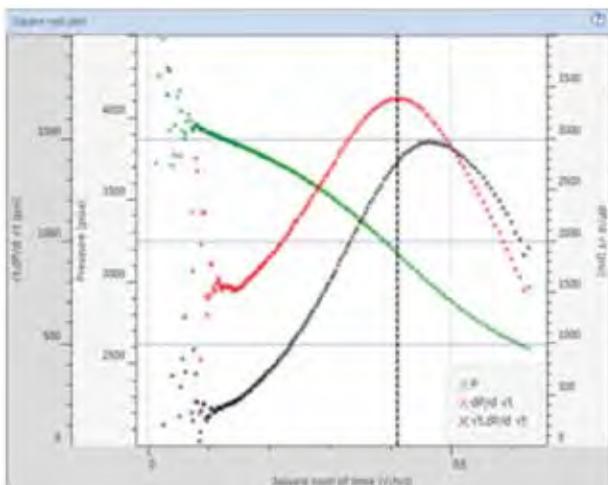


Figura 2. Gráfico de diagnóstico de la raíz cuadrada del tiempo.

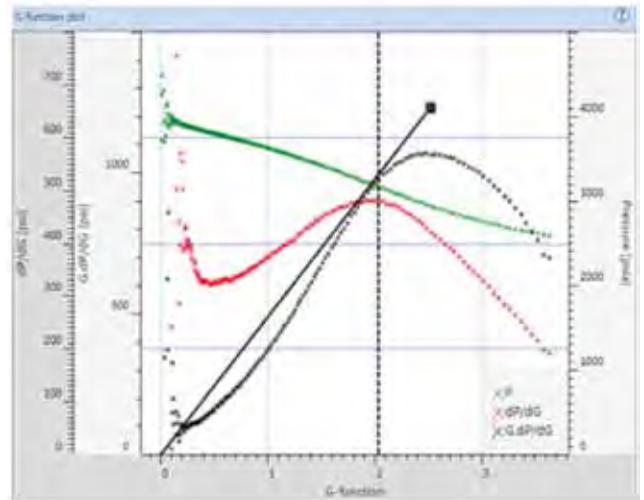


Figura 3. Gráfico de diagnóstico de la función G.

Todos estos análisis comienzan con la presión instantánea de cierre como dato inicial. El comportamiento esperado de la derivada semilogarítmica es el de una línea recta desde el origen. El cierre de la fractura se identifica cuando la curva semilogarítmica y la tangente se separan, como se observa en la figura 2.

El gráfico de P versus la raíz del tiempo, su derivada y su derivada semilogarítmica también sirve para identificar el cierre de la fractura y se usa de forma complementaria al gráfico de la función G. El valor de la presión de cierre identificado en ambos gráficos debe ser el mismo. En este caso, el cierre se identifica al reconocer el punto máximo de la derivada de la presión, como se observa en la figura 3.

Con el cierre de la fractura identificado quedan determinados dos períodos de análisis. El período pre-cierre y el pos-cierre. El período pre-cierre aporta valiosa información para ajustar el diseño de la fractura (presión de cierre, gradiente de fractura, mecanismo de pérdida de fluido).

Con el análisis del pos-cierre, se puede obtener la presión y la transmisibilidad de reservorio, que se puede convertir en valores de permeabilidad.

Análisis pos-cierre

El análisis pos-cierre de la fractura (en inglés ACA: *After Closure Analysis*) consiste en la identificación del régimen de flujo que se genera. Para ello se realiza un gráfico, como el de la figura 4, en el que la curva verde es la presión observada menos la presión inicial de reservorio ($P-P_i$) y su derivada semilogarítmica identificada por la curva roja. La pendiente de la derivada semilogarítmica es igual a 1,0 durante el flujo pseudoradial. En caso de identificarse flujo lineal, la pendiente será $1/2$ y además la curva de la diferencia de la presión ($P-P_i$) y su derivada serán paralelas y estarán separadas por una distancia igual al doble de la derivada (Figura 5).

Si se logra identificar flujo pseudoradial, entonces será posible determinar la transmisibilidad del reservorio kh/μ donde k : permeabilidad, h : espesor del reservorio y μ : viscosidad del fluido. Para en el que solo se identifica flujo pseudoradial, es posible obtener un valor de presión de reservorio.

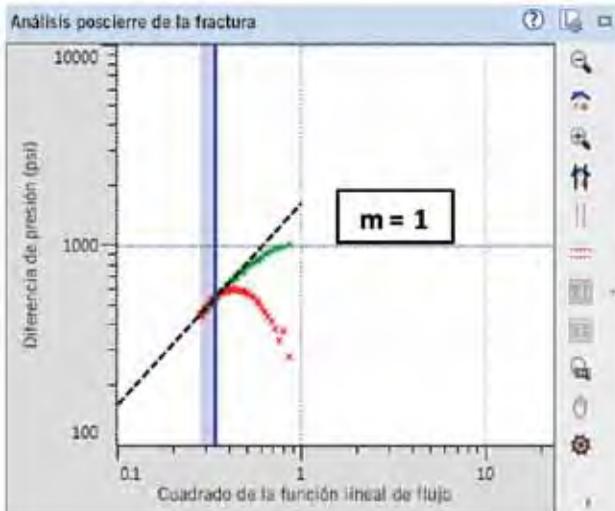


Figura 4. Ejemplo de flujo pseudoradial.

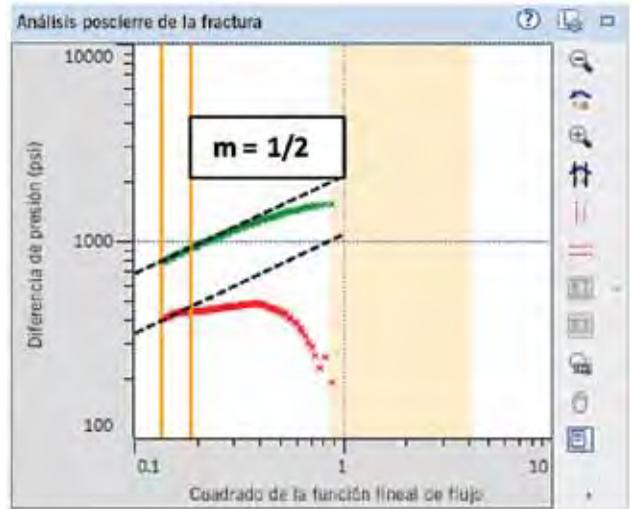


Figura 5. Ejemplo de flujo lineal.

Análisis del caso de estudio

En la figura 6 se muestra el mapa de espesor permeable de una capa de un bloque de secundaria donde se observan cuatro pozos seleccionados P1, P2, P3 y P4. La capa ensayó petróleo en todos los pozos durante la completación y no se fracturó, tiene un espesor promedio de 7 m y se encuentra a 2250 m de profundidad. En todos estos pozos se realizaron una serie de estimulaciones hidráulicas. En los primeros tres pozos estimulados, los resultados obtenidos fueron muy buenos. En las figuras 7, 8 y 9 se pueden observar los resultados de producción obtenidos de dichas estimulaciones. Luego de tan buenos resultados, se continuó con una propuesta de reparación similar en el Pozo P4. Como se observa en la figura 10, luego de esta reparación, no se evidenció incremental de producción.

Con las técnicas de análisis mencionadas se estudió cada DFIT en detalle para obtener un dato de presión y permeabilidad en cada pozo y luego evaluar esos resultados. La tabla 1 muestra los resultados del análisis de los DFIT de las cuatro fracturas realizadas. Como se puede apreciar, el valor de presión obtenido para el P4 resultó

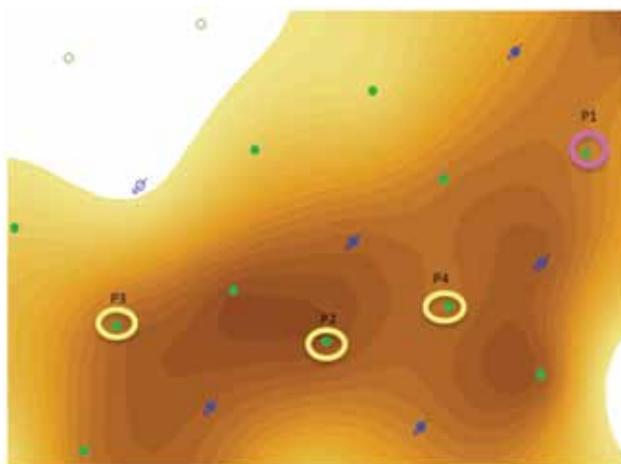


Figura 6. Mapa de espesores permeables del reservorio analizado.

Pozo	Presión DFIT [PSI]	%P Hidrostática	Kh/μ
P1	2871	87%	12,2
P2	4051	125%	18,8
P3	4150	125%	18,8
P4	2150	66%	9,58

Tabla 1. Presiones y movilidades obtenidas en los DFIT interpretados.

ser el menor en la capa. Si bien este dato no alcanza para advertir que el resultado de la fractura sería malo, fue útil para incrementar el soporte de inyección en la malla y lograr un mejor barrido.

Análisis de datos

Población de datos de DFIT

En muchas operaciones de fractura se realiza un DFIT de forma anticipada. De cada DFIT realizado, la empresa de servicios genera un informe. La información de ese reporte es almacenada en la base de datos corporativa. De allí extrajimos la tabla de los ensayos DFIT que se realizaron en los pozos de los flancos Norte y Sur de la cuenca del Golfo San Jorge. Luego analizamos la población de datos y los clasificamos según la disponibilidad de presión de reservorio informada por la compañía de servicios que realizó el ensayo.

En la figura 11 presentamos las distribuciones de datos para ambos flancos. Allí vemos la cantidad de datos de cada clase y la distribución proporcional de datos.

En primer lugar, observamos que el volumen de datos del flanco Norte es sensiblemente mayor, debido a que en el área Cerro Dragón se concentra el fuerte de la actividad de Pan American Energy en la cuenca. En segundo lugar, que las distribuciones proporcionales son muy similares.

Esta observación se suma a todas las verificaciones empíricas de similitud en la complejidad geológica y de diseño de estimulación entre ambos flancos. Como los reservorios en ambos casos comparten el mismo ambiente

deposicional, esta no es una conclusión innovadora, solo representa una confirmación adicional a la conclusión obtenida por las diferentes disciplinas.

Población de datos de FT ¹

Durante la operación de registros a pozo abierto, una de las mediciones que se registra con frecuencia es la medición de presiones con ensayador de formación (FT¹). Solemos encontrar estas mediciones con el nombre de la herramienta que se utilizó en cada operación. Así aparecen referenciadas como SFT, RFT, XPT, RDT, MDT y otras siglas que se relaciona con el nombre comercial y la tecnología utilizada por cada compañía de servicios.

El concepto de medición, compartido por estas herramientas, consiste en una conexión hidráulica con el reservorio mediante un *snorkel* que realiza un pequeño ensayo de fluencia y recuperación de presión. Con esta técnica se obtienen mediciones de presión estática en los puntos seleccionados de la columna de reservorios. Igual que en el caso de los DFIT, estas mediciones se almacenan en la base de datos corporativa.

En cada ensayo, el operador determina el resultado. Cuando no es posible determinar la presión de formación, puede deberse a problemas, como falta de entrada de fluido, falta de sello del empaquetador o lenta recuperación de presión. En los casos en que el operador obtiene una medición fehaciente de la presión, lo clasifica como "Test Completo". En la figura 12 se contabilizan estos valores, como medición con presión de reservorio. Los casos en

que no fue posible determinar la presión, se agrupan como medición sin presión de reservorio.

Comparación entre DFIT y FT

Intentamos responder la pregunta: *¿es posible utilizar los datos de presión ensayos del tipo DFIT como presión de reservorio válida?* Si la respuesta es afirmativa contaremos con una fuente adicional de datos de presión, muy útil a la hora de alimentar simuladores numéricos y de realizar el seguimiento de los proyectos de inyección de agua.

Una forma de aproximar una respuesta a esa pregunta es realizando una comparación de datos entre las poblaciones de ensayos de DFIT y FT. Con el objetivo obtener un conjunto de pares ordenados efectivamente comparables entre sí realizamos varios filtros y verificaciones. En principio, ambos ensayos deben referirse al mismo punzado, es decir, que debe haber coincidencia de profundidades. Luego descartamos las combinaciones pozo-punzado en alguno de los ensayos que no tenía una presión de reservorio válida (para obtener FT con "Test Completo" y DFIT con presión de reservorio reportada). Finalmente, el último paso consistió en descartar las mediciones entre las que haya transcurrido un tiempo mayor a 90 días. Este criterio arbitrario responde al conocimiento de una operación en la que el tiempo entre el fin de la perforación (FT) y la realización de las fracturas durante la terminación del pozo (DFIT) puede extenderse hasta tres meses, pero en escasas oportunidades es mayor.

Como resultado nos encontramos con una muestra de 566 pares de datos. En la figura 13 graficamos los pares

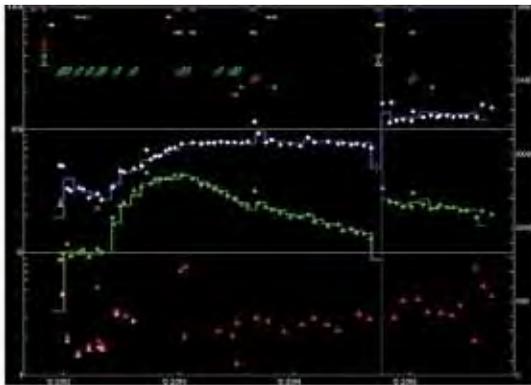


Figura 7. Curva de producción de Pozo P1.

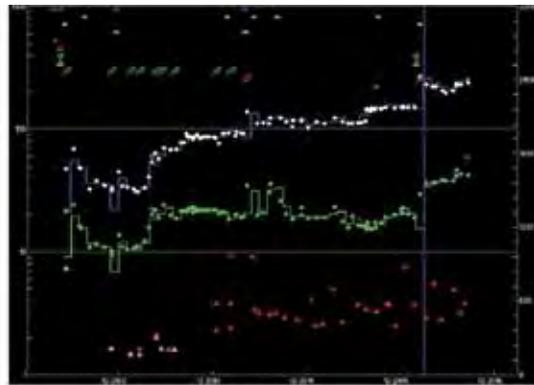


Figura 8. Curva de producción de Pozo P2.

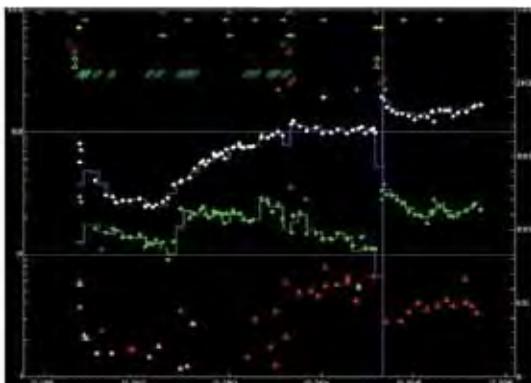


Figura 9. Curva de producción de Pozo P3.

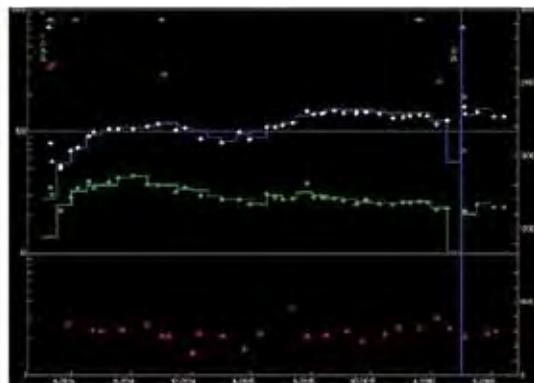


Figura 10. Curva de producción de Pozo P4.

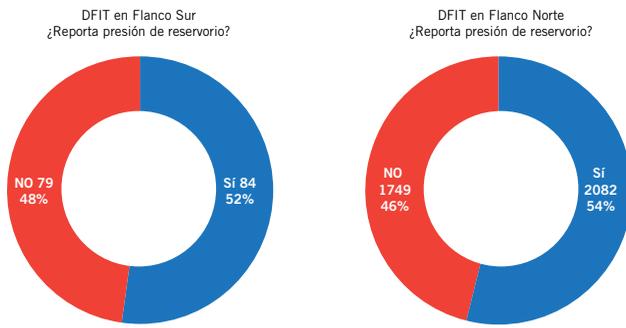


Figura 11. Población y distribución de datos de DFIT.

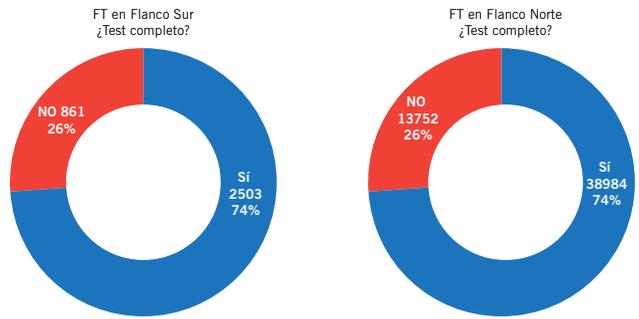


Figura 12. Población y distribución de datos de FT.

ordenados de datos en la muestra. El eje de las abscisas corresponde a las mediciones válidas de FT y, el de las ordenadas, a los datos de presión de reservorio informado en el DFIT. Para realizar el análisis consideramos como referencia válida la presión obtenida con FT. La metodología con que se realiza esta medición la convierte en una de las formas más precisas de obtener presión estática de reservorio. Encontramos una leve tendencia a que la presión informada en el DFIT sea mayor a la presión medida con FT a bajas presiones, aun cuando la dispersión de los datos dificulta el análisis.

En el siguiente paso calculamos las diferencias entre las presiones informadas en cada DFIT y las presiones medidas con FT. Graficamos estos datos en la figura 14. Esta representación nos ayuda a encontrar tendencias en los datos.



Realizamos una suavización de los datos graficada en la línea azul entrecortada. Las diferencias positivas indican que las presiones informadas por el DFIT son mayores a las medidas con FT y viceversa para las diferencias negativas. La mayoría de las diferencias superan el cero y vemos de forma más clara la tendencia a aumentar la diferencia a presiones de referencia más baja.

La siguiente pregunta fue: *¿desempeña un papel la profundidad en este sesgo?* Para aproximarnos a la respuesta convertimos los pares de datos en adimensionales dividiéndolos por la presión equivalente de una columna de agua. Así, el nuevo conjunto de valores es independiente de la profundidad en la que se encuentra. El conjunto de datos obtenido se observa en la figura 15. De allí podemos deducir que la tendencia a informar presiones mayores a presiones bajas se acentúa. Si asumimos que en la cuenca del golfo San Jorge los gradientes de presión originales son muy similares, intuimos que en reservorios despresurizados, el riesgo de que la presión informada en el DFIT sea sensiblemente mayor a la medida por el FT se incrementa.

Información e interpretaciones propias

La posibilidad de reinterpretar los ensayos DFIT permite realizar una verificación de los datos informados.

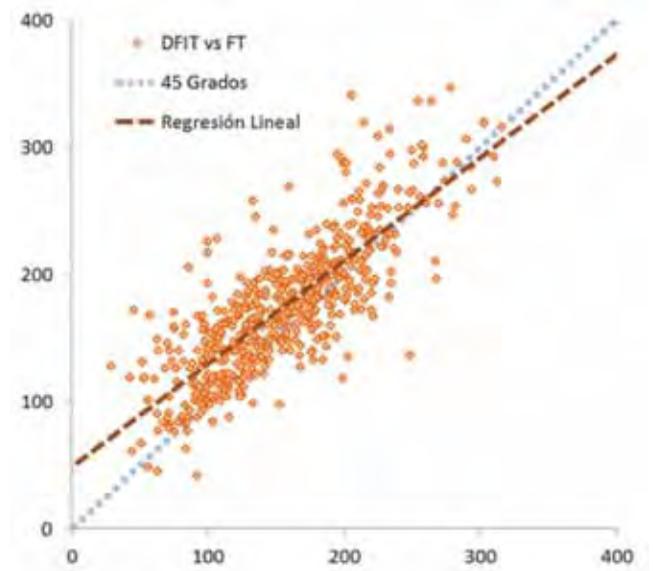


Figura 13. Comparación entre valores de presión de reservorio obtenidos con FT y DFIT.

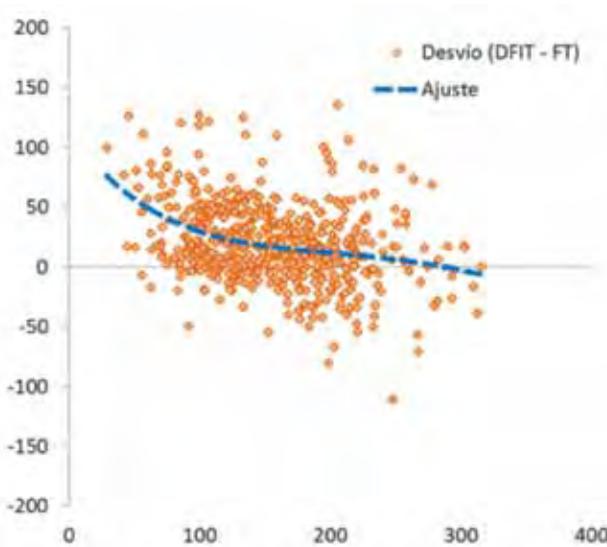


Figura 14. Diferencias de presiones entre DFIT y FT en función de FT (presión de referencia).

Hemos interpretado 17 ensayos DFIT. En todos, la compañía de servicios informó un valor de presión de reservorio. Al analizar las interpretaciones, encontramos que un 25% de los ensayos no registra un cierre de fractura. En un 35% de los casos logramos observar flujo pseudoradial.

El tamaño de la muestra no permitió realizar un análisis conclusivo, pero la primera aproximación nos hace intuir que si el período de flujo alcanzado no es pseudoradial, el error en la estimación de la presión es mayor. El incremento en la cantidad de ensayos interpretados permitirá llegar a conclusiones más precisas.

Observaciones, conclusiones y recomendaciones

La dispersión de los datos hace impracticable la creación de una regla que permita corregirlos; sin embargo, si

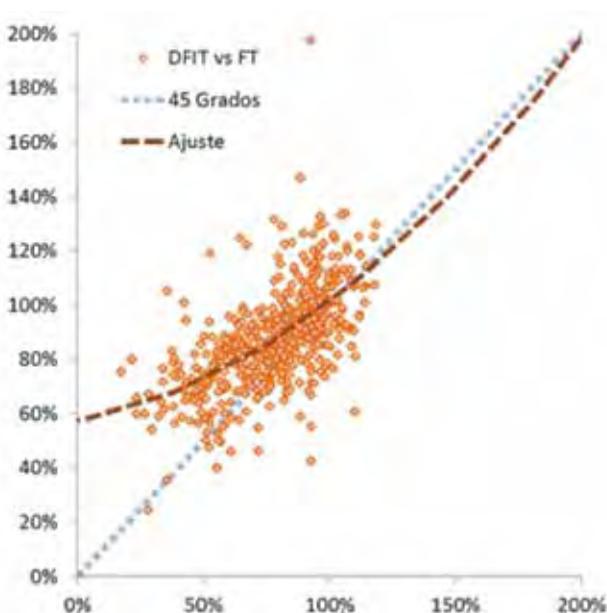


Figura 15. Comparación de la muestra con los valores de presión de FT y DFIT referidos a una columna de presión hidrostática.

la presión informada es menor al 80% de la presión de una columna de agua equivalente, recomendamos observar en detalle el informe y verificar que se haya detectado correctamente el cierre y el período de flujo pseudoradial. En la medida de lo posible y, de acuerdo con la disponibilidad de tiempo, también sugerimos realizar la interpretación propia del ensayo y verificar lo informado.

Existe una oportunidad de mejora en la calidad de servicio. Basamos esta conclusión en el hecho de que una cantidad no despreciable de presiones de reservorio informada proviene de ensayos en los que no se observa un cierre claro.

En línea con la recomendación anterior encontramos una ventana de mejora en la determinación de la duración del ensayo. Es un aspecto en que los procedimientos no han incorporado instrucciones adecuadas que maximicen la obtención de información. En una cuenca donde las heterogeneidades pocas veces han sido caracterizadas, muchos punzados producen en conjunto y los desarrollos futuros demandan más estudios de simulación numérica, poseer una muestra cuantiosa de movilidades y presiones se torna invaluable. ■

¹ FT por las siglas en inglés de *FormationTester*.



Profesionales & consultores



Incluidos en el Registro de Auditores y Certificadores de Reservas de la Secretaría de Energía

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

Edificio Concord Pilar
Sección Zafiro Of.101-104
Panamericana Km.49,5 (1629)
Pilar - Bs. As. - Argentina
Tel: +54 (230) 4300191/192
www.gigaconsulting.com.ar

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar



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



Los Perales Sur, ubicado en la Cuenca del golfo San Jorge, está subdividido en 4 bloques producto de fallas principales que delinear la estructura y la deposición de los reservorios. Allí, el 60% de la producción de petróleo total está asociada a la recuperación secundaria. Este trabajo busca ejemplificar las técnicas de monitoreo implementadas que permitieron definir oportunidades de mejora para el corto, mediano y largo plazo.

Caso de estudio: Monitoreo de recuperación secundaria en Los Perales Sur

Mitigando incertidumbres
para la definición de oportunidades

Por **Erich Hermann** (YPF S.A.)

El monitoreo de los proyectos de recuperación secundaria como parte clave del gerenciamiento de reservorios permite definir oportunidades tanto en el corto como en el largo plazo, por eso es importante seguir ciertos lineamientos que permitan entender el yacimiento y, a su vez, mitigar las incertidumbres bajo las cuales se gestaron los proyectos en un inicio.

En este caso en particular se cuenta con suficiente historia de inyección como para entender el avance de la inyección y sus resultados, el potencial remanente teniendo en cuenta los problemas de calidad de agua y las limitaciones de equipamiento como principales condicionantes.

El análisis que se detalla en este caso se enfoca desde un análisis macro a nivel yacimiento hasta un análisis micro a nivel reservorio, teniendo en cuenta el modelo estático y dinámico del bloque.

Contexto geológico

El Bloque Los Perales Sur cuenta con reservorios en el Miembro Inferior de la Fm. Bajo Barreal a profundidades que oscilan entre 400 mbbp y 1000 mbbp según la posición de los pozos en la estructura.

La sucesión estratigráfica está integrada por una alternancia de cuerpos arenosos y pelitas de origen fluvial, que le confieren la particularidad de constituir un sistema de reservorios multicapas, acentuado por la fuerte compartimentalización producto de la estructura y de la propia arquitectura aluvial.

Los reservorios están compuestos por cuerpos arenosos de baja sinuosidad con direcciones preferenciales con rumbo NNO-SSE y N-S, con otra subordinada NO-SE. Si consideramos que en la mayor parte de los casos, las orientaciones de los cuerpos son oblicuas a transversales respecto de la estructura principal, la misma desempeña un papel preponderante como patrón de entrapamiento de hidrocarburos, aunque también se debe destacar los acñamientos de los cuerpos arenosos, propios de la arquitectura fluvial, que actúan como trampa estratigráfica.

Análisis de los reservorios y sus fluidos

El primer punto de partida a la hora de analizar cualquier campo de hidrocarburos es entender cuál es el mecanismo de drenaje a fin de definir el mejor plan de desarrollo. Para este caso en particular, la explotación se concentró en dos campañas de perforación marcadas en el tiempo: 1996-1998 y 2004-2009 en donde se tomaron datos de presión (RFT) sobre las zonas de interés.

En la figura 1 se puede observar la evolución de la presión referenciada a una profundidad de interés (530 m) en función del tiempo para visualizar la comunicación hidráulica de los niveles de interés y el grado de drenaje a través del tiempo.

Teniendo en cuenta que el desarrollo del bloque comienza en 1996, la presión inicial de los principales reservorios sería de 56 kg/cm² para 530 m, mientras que tiempo después (2004-2006), para la misma profundidad, la presión alcanzó 51 kg/cm², ligeramente por debajo de la presión de burbuja de 55 kg/cm².

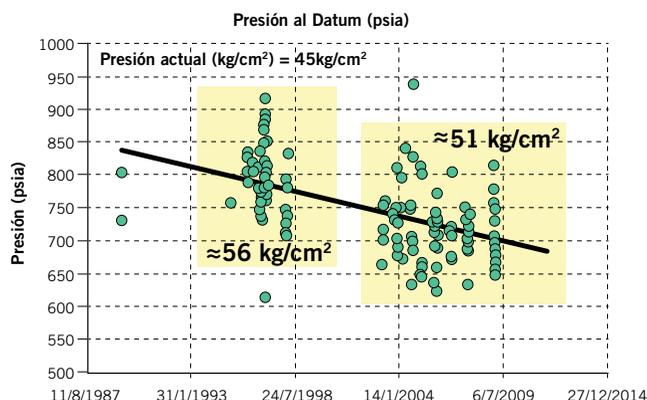


Figura 1. Evolución de la presión en el tiempo.

En función de los valores de presión obtenidos, las acumuladas de petróleo a cada fecha y el OOIP del bloque, es posible construir un gráfico presión actual/presión original *versus* factor de recuperación para corroborar el mecanismo de drenaje del bloque, siendo el mismo por gas disuelto (Figura 2),

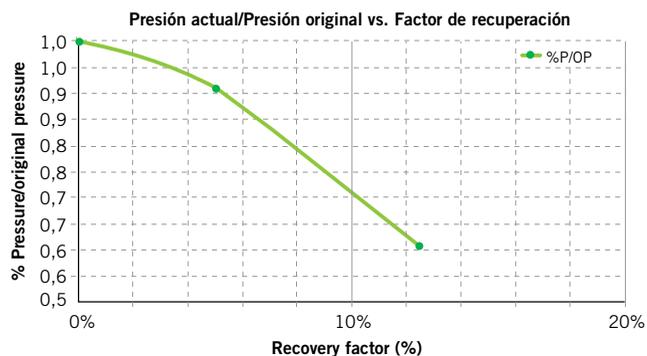


Figura 2. P_a/P_{or} versus FR.

Según las mejores prácticas es importante comenzar con proyectos de recuperación secundaria en la vida temprana del desarrollo de un yacimiento a fin de sostener la presión y mejorar así el factor de recobro. Para el Bloque I de LPS, la zona desarrollada entre 1996 y 1998 fue acompañada por un proyecto de recuperación secundaria implementado en 2001 con ese objetivo. Para el caso de la zona de desarrollo comprendida entre 2004 y 2009 estructura arriba del bloque, se comienza con secundaria en 2006 con un comportamiento similar a la otra zona.

En la actualidad nos encontramos con un proyecto de recuperación secundaria sobre casi la totalidad del bloque que, de acuerdo con la memoria de cálculo original, se comprometían 210 km³ de petróleo por secundaria; al analizarlo encontramos que el bloque acumuló más del doble de lo comprometido y aún queda un determinado volumen de reservas por desarrollar. Es por este motivo que surgen las siguientes preguntas: ¿por qué existe tanta diferencia entre las reservas P1 del estudio y el EUR estimado? ¿Cuáles fueron los valores de los parámetros considerados en la estimación de reservas cuya incertidumbre impactaron en el cálculo?

Por lo tanto, partiendo de la ecuación del cálculo de reservas:

$$N_s = \frac{VPC \times (S_o - S_{or}) \times E_v}{B_{oa}}$$

Ref.

VPC: Volumen poral cotactable

$S_o - S_{or}$: Diferencia de saturación

E_v : Eficiencia volumétrica

B_{oa} : Factor de volumen al momento del inicio de la secundaria

se plantean las incertidumbres sobre cada parámetro y un plan de manejo de incertidumbres (Tabla 1).

Parámetros	Plan de manejo de incertidumbre
VPC	Recalculo del VPC con el mallado actual sobre las capas en inyección
S_o	Balace de materiales
S_{or}	Evaluación de testigos rotados
E_v	Evaluación de testigos rotados

Tabla 1. Parámetros con incertidumbre y plan de manejo.

Para el primer punto se realizó simplemente el cálculo volumétrico del volumen poral contactado por las mallas de interés, resultando un VPC de 5,17 Mm³ versus un VPC considerado en la memoria de cálculo de 3,15 Mm³.

Con respecto a la saturación de petróleo al inicio de la secundaria, la misma es estimada por balance de materiales como se detalla:

$$S_{o\text{isec}} = \frac{(1 - S_{wi}) \times (1 - FR) \times B_{oa}}{B_{oi}}$$

$$S_{o\text{isec}} = \frac{(1 - 0,4) \times (1 - 461 \text{ Mm}^3 / 9270 \text{ Mm}^3) \times 1,05}{1 \cdot 1} = 0,54$$

En función de los cálculos realizados, se obtiene un valor de un 54% versus los 43% empleados.

Por último, resta evaluar la saturación de petróleo residual y la eficiencia volumétrica. Para este caso en particular, se analizaron ensayos especiales de testigos rotados tomados en el pozo PP.x-3 del bloque vecino (LPSBIII), obteniendo los resultados de la tabla 2.

Nº M.	Z (m)	Ø (fr)	Sirr (fr)	Sor (fr)	Krw*	Kro*	Kef a Swi
15	849	0.23	39	22.3	0.059	0.4072	194
17	744	0.24	40	23.5	0.025	0.3918	79
22	436	0.22	40	27	0.048	0.686	7

Tabla 2. Resultados de ensayos especiales en testigos.

Como se puede observar en la tabla 2, el valor de Saturación Residual de Petróleo es muy distinto del valor de 32% volcado en la memoria de cálculo; mientras que, si hacemos uso de los puntos extremos de las curvas de permeabilidad relativa, obtenemos una relación de movilidad de 8 versus una de 40 considerada en el estudio, motivo por el cual la eficiencia volumétrica nueva tomada de las curvas de Higgins - Leighton para una configuración de five spot resultó de 0,52 versus 0,4 original.

En función de los nuevos valores, el re-cálculo de las reservas del proyecto es de 713 km³ de petróleo versus 685 km³ de EUR estimados por declino, lo cual representa una

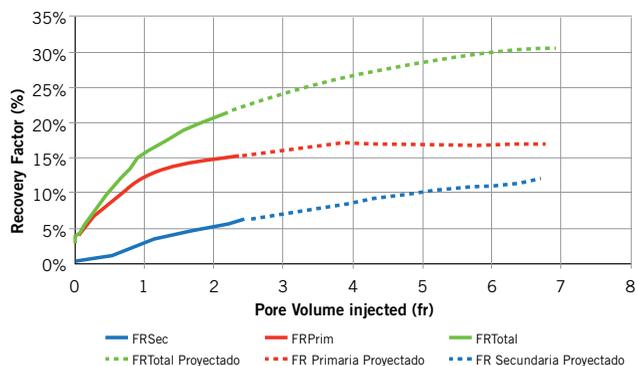


Figura 3. FR versus PVI.

diferencia menor al 10%.

Este análisis preliminar de los resultados del proyecto versus los planificados nos permite entender mejor el comportamiento del campo y prever mejores estimaciones en proyectos futuros.

En la actualidad se alcanzó un factor de recuperación total del 22%, del cual un 15% por recuperación primaria y un 6% por recuperación secundaria (Figura 3).

En orden de mejorar el factor de recuperación del campo se focaliza el monitoreo del bloque para encontrar oportunidades de optimización y desarrollo. En el siguiente apartado se describen todos los pasos que se realizaron para acomodar la situación del bloque y mejorar la producción.

Monitoreo del Bloque LPS

En orden de optimizar campos bajo recuperación secundaria es crítico dar seguimiento estricto a la continuidad de la inyección y la básica de producción, para lo cual se debe contar con telemetría que permita detectar mermas o pérdidas de inyección y actuar en consecuencia. Por otro lado, el monitoreo de inyección a nivel capa mediante mediciones de WL es fundamental para corroborar que el agua se concentre en las capas de interés y no fuera de zona.

En septiembre de 2014, al tomar la responsabilidad de la ingeniería del bloque, se analizó la infraestructura existente en términos de telemetría, se relevaron un total de 20 caudalímetros para 48 pozos existentes a ese momento,

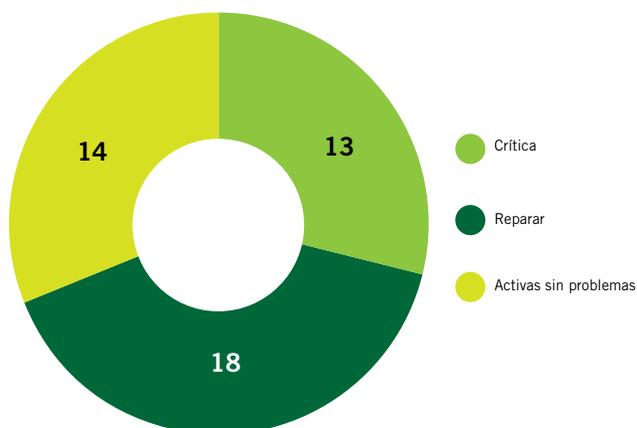


Figura 4. Cantidad de inyectores según la criticidad de las instalaciones.

Trabajando en el desarrollo de los recursos no convencionales



www.tecpetrol.com

[f /tecpetrol](https://www.facebook.com/tecpetrol)

[in /company/tecpetrol](https://www.linkedin.com/company/tecpetrol)

[t @tecpetrol](https://twitter.com/tecpetrol)





Figura 5. Curva de producción de los pozos productores asociados a los inyectores intervenidos.

el primer punto de acción fue completar la telemetría y corregir los caudalímetros con problemas de calibración para reducir los tiempos de detección de mermas y pérdidas de inyección.

Por otro lado, a partir de un plan de trazadores a nivel capa priorizado por categoría de pozo (A, B y C), fue posible detectar falencias de inyección producto de la mala calidad del agua inyectada y la antigüedad de las instalaciones selectivas (9 años de uso en promedio).

En función de este análisis, se propusieron dos proyectos de inversión en concepto de blindaje de reservas a nivel Perales, cuyo objetivo principal era el re-cambio de

instalaciones selectivas. Para el caso particular de Perales Sur, se intervinieron 8 pozos inyectores, de los cuales 5 son de LPS BI.

Los resultados en términos de producción se pueden observar en la figura 5.

En la figura 5 se visualizan tendencias de aumento y baja de producción, debido a la falta de constancia en la inyección producto de los cierres de inyectores para despresurización e intervención con equipo de torre.

En noviembre de 2016 se vuelve a las condiciones de inyección constante y se comienza a observar rápidamente el cambio de tendencia.

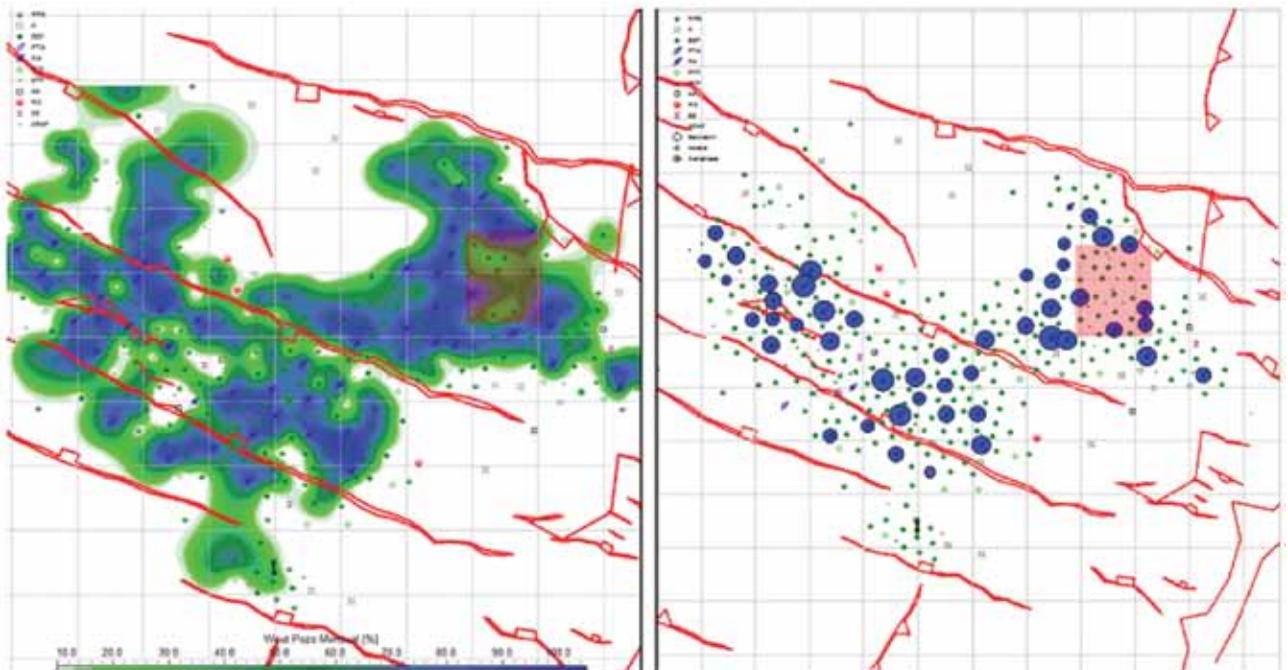


Figura 6. Mapa de Wcut y radio de avance de inyección.

4.1 Análisis a nivel yacimiento

Para empezar a evaluar el desempeño de los proyectos de recuperación secundaria, se plantea un análisis a nivel yacimiento a partir de cuatro mapas: corte de agua, relación gas petróleo, presiones estáticas y radio de avance de inyección. Los más representativos son el mapa de corte de agua y radio de avance de inyección, ya que los demás están fuertemente afectados por la calidad y la densidad de datos.

De los mapas realizados sobre el Bloque I, al noreste del bloque se señala una zona no inundada con oportunidad de ser desarrollada por recuperación secundaria. Por lo tanto, se presenta un proyecto de inversión con 6 pozos inyectores *infill* y 1 un pozo productor *infill* para aumentar la producción e incorporar reservas.

A partir del modelo geológico, se realizó un delineamiento capa a capa de las zonas no inundadas sobre los mapas de espesor útil que, al solaparlos, definieron las mejores ubicaciones para pozos inyectores nuevos y posibles conversiones.

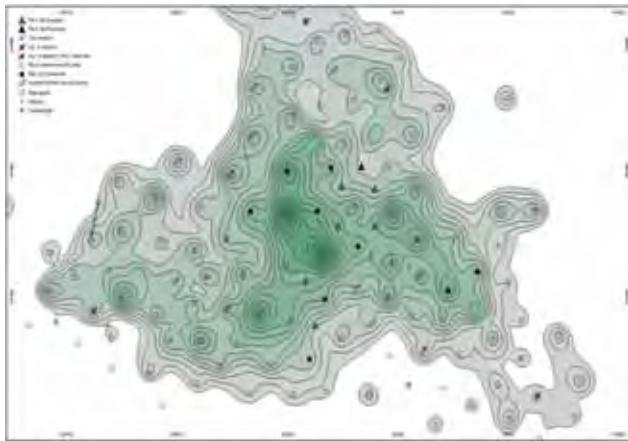


Figura 7. Mapa de apilamiento de H_u para definición de nuevos pozos y conversiones.

Por otro lado, en orden de sostener la básica hasta ejecutar el proyecto de inversión es que se avanza con los análisis de detalle de las mallas existentes para evaluar su estado actual e intentar optimizar.

Análisis a nivel *pattern*

Siguiendo la metodología propuesta por Ganesh Takur y Willian Cobb (Papers 102200 y 38902), el próximo paso es realizar un análisis de eficiencia volumétrica a nivel bloque en función de los datos de producción. Para realizarlo se decidió agrupar los pozos por *pattern* en lugar de bloque, ya que al contar con la neta asociada y el volumen poral contactable de las mallas, es posible determinar la eficiencia volumétrica de cada *pattern* y comparar unos respecto de los otros. En consecuencia, a partir de la siguiente ecuación:

$$E_{vw} = \frac{N_p \times B_o}{V_p} + 1 - S_o - S_{wc} \over S_w - S_{wc}$$

se volcaron los datos en un gráfico cartesiano de E_v versus N_p a fin de identificar zonas con posibilidad de optimizar, ya sea mediante pozos *infill* para mejorar la eficiencia areal y/o mediante la reparación de los inyectores existentes para remediar daños y aumentar la eficiencia vertical.

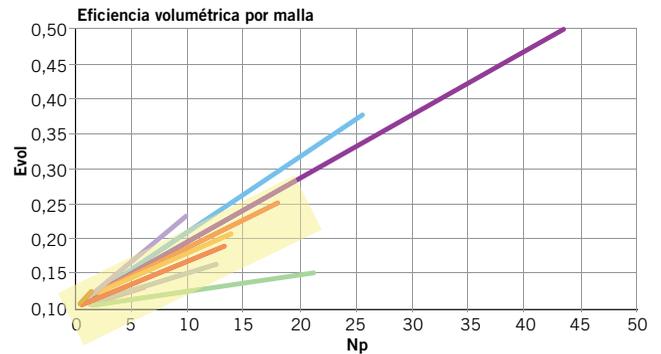


Figura 8. Eficiencia volumétrica versus N_p .

A simple vista se puede observar que existen dos mallas cuyo comportamiento sobresale respecto del resto. Ahora bien, la pregunta es ¿por qué existe esa diferencia de comportamiento entre mallas? La respuesta al parecer tiene varios factores que contribuyen. El primero es debido al potencial del amalgamiento de capas en dicha zona y, el segundo, por la densidad de pozos inyectores, como se puede identificar en la figura 9 en las zonas donde hay burbujas de acumulada de petróleo encimado al mapa de corte de agua.

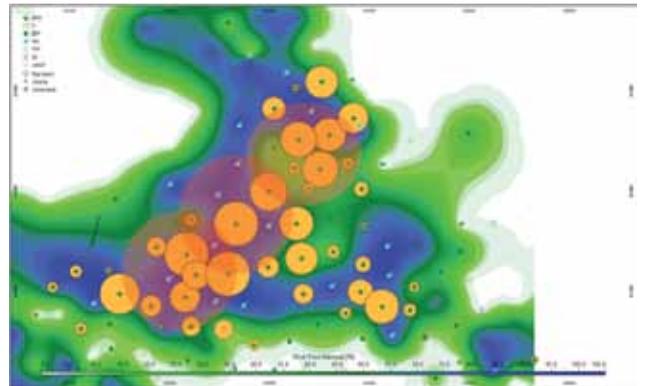


Figura 9. Densidad de pozos productores inyectores versus acumuladas de petróleo.

Como se observa en la figura 9, los pozos con mejor acumulada se encuentran afectados por más de un inyector, por tal motivo se propone realizar perforaciones *infill* sobre zonas inundadas con saturación de petróleo remanente definida por simulación y re-armar los *pattern* con distanciamientos inyector-productor menores, de manera de mejorar la eficiencia areal.

Esta iniciativa surgiría luego de evaluar el desempeño de los pozos en el proyecto de recuperación secundaria con pozos *infill* sobre la zona no inundada.

Análisis a nivel pozo-reservorio

Al momento de realizar un análisis a nivel pozo en pro-

yectos de recuperación secundaria es clave enfocarse primero en los inyectores y luego en los productores, ya que estos últimos responderán a lo que suceda en el inyector. Resulta claro que luego de actuar sobre cada inyector, el productor debe estar correctamente explotado. Para este caso se plantea el ejemplo del INY-1.

Luego de reunir la información de los perfiles de tránsito de fluido y movimientos de válvulas, fue posible analizar la historia de inyección a nivel capa y definir su impacto en la producción, como así también evaluar el estado de las mismas en términos de petróleo *in situ* y volúmenes porales barridos. A su vez, lo primero que se detectó fue un problema de aislación en la instalación selectiva que evitaba una correcta distribución del agua de inyección entre las distintas capas del proyecto. En consecuencia, se propuso el reemplazo de la instalación de fondo.

Luego de la intervención se programó una intervención de wireline para medición de admisiones por capa y se visualizó una mejora en la distribución vertical del agua y, por ende, en la producción asociada al pozo.

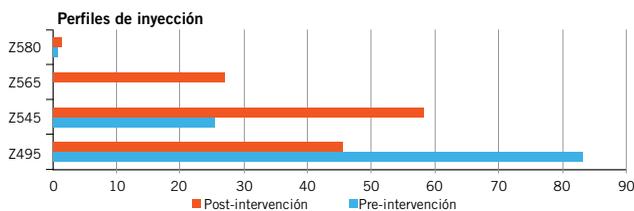


Figura 10. Perfiles de inyección antes y después de cambio de selectiva.

En la figura 12 se puede observar la curva de producción de la malla.

En las curvas de producción se puede notar una baja de producción desde la intervención, debida al tiempo de despresurización e intervención hasta el cambio de tendencia producto de la mejora en la inyección con un incremento de producción de aproximadamente 5 m³/d de petróleo.

Otro punto considerado para este pozo fue la presión de inyección en boca de pozo, ya que en dicho punto alcanzaba 76 kg/cm² de los 80 kg/cm² requeridos como mínimo. Por lo tanto, en favor de una mejora en la pérdida de carga desde el satélite a la boca del pozo (1200 m), se realizó una limpieza química sobre la línea de inyección con ácido clorhídrico, solvente y bactericida para dismi-

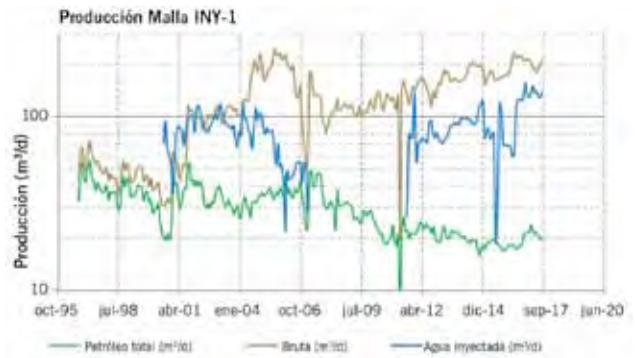


Figura 12. Evolución de la inyección y producción del pozo intervenido.

nir la pérdida de carga.

Para los programas de limpieza química de las líneas de inyección se debió recurrir al análisis detallado de la calidad del agua existente.

Análisis de calidad de agua requerida y disponible

El control de la calidad del agua en plantas y a lo largo del sistema de inyección es un factor clave de éxito en un proyecto de recuperación secundaria, puesto que hacer caso omiso a las especificaciones requeridas implica una gran cantidad de problemas, como daño en los reservorios, ensuciamiento de las instalaciones, aumento de pérdida de carga en el sistema de inyección y corrosión, entre otros.

Calidad de agua requerida

Para definir la calidad del agua requerida por los principales reservorios que se inundarán es posible, según las muestras con las que se dispongan, realizar los siguientes análisis:

- Presión capilar por inyección de mercurio
- Microscopía electrónica
- Microscopía óptica
- Regla de la raíz cuadrada de la permeabilidad

De acuerdo con la información disponible para el bloque, se pudo contar con un ensayo de presión capilar por inyección de mercurio para los testigos rotados extraídos en un pozo exploratorio del bloque vecino. Por otro lado, en función de la porosidad efectiva estimada por petrofísica fue posible estimar la permeabilidad empleando Timur

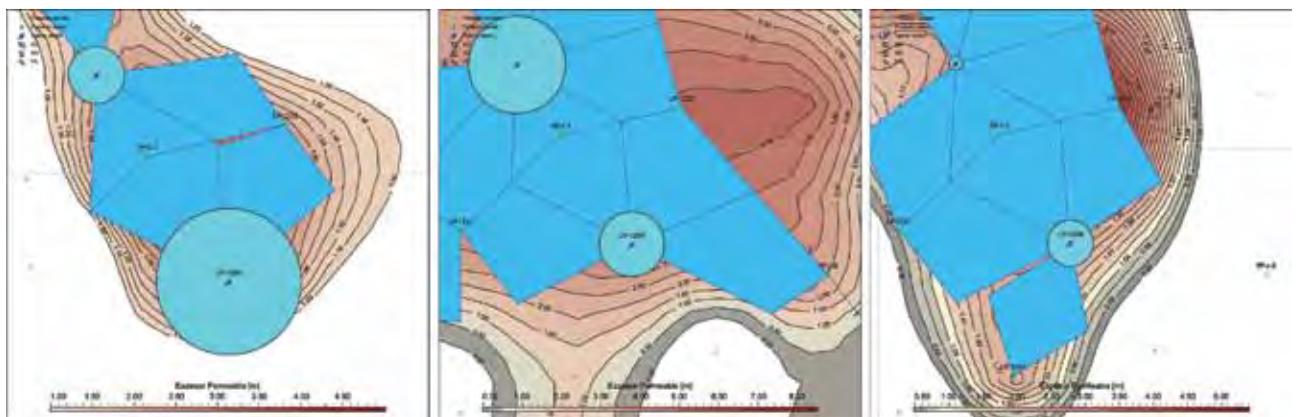
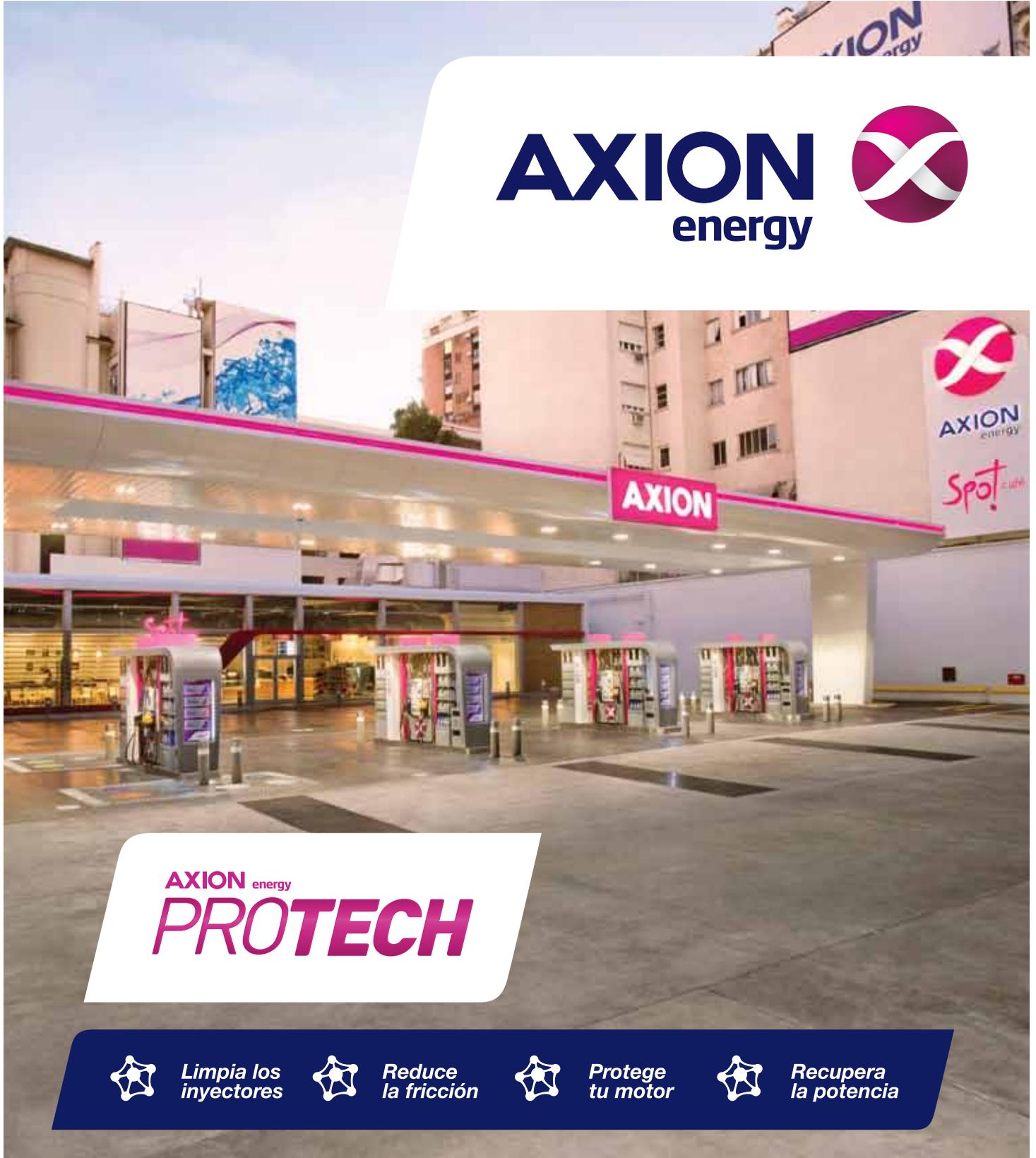


Figura 11. Capas de interés en el inyector intervenido.

AXION
energy



AXION energy
PROTECH



*Limpia los
inyectores*



*Reduce
la fricción*



*Protege
tu motor*



*Recupera
la potencia*

**LA MÁS ALTA CALIDAD
EN COMBUSTIBLES**

Para más información ingresar en:
www.axionenergy.com



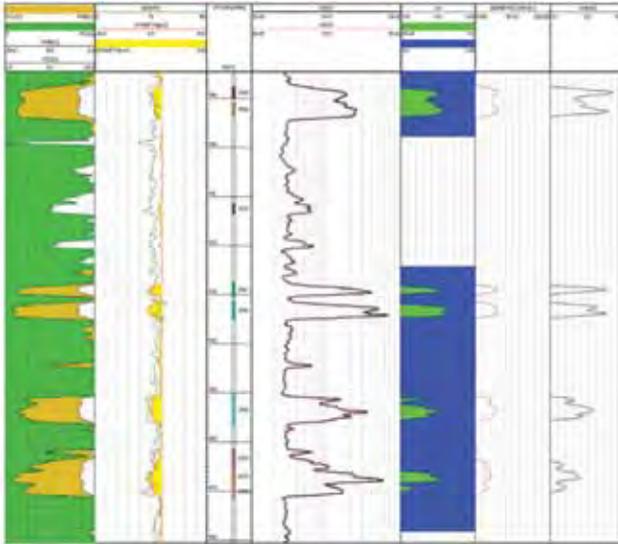


Figura 13. Cálculo de diámetro de garganta poral a partir de la raíz cuadrada de la permeabilidad.

y así determinar el tamaño de garganta poral mediante la regla de la raíz cuadrada.

En el ensayo de presión capilar se obtuvo una distribución de tamaños de poro sobre el testigo rotado, el diá-

metro de garganta poral más probable fue de 10,34 μm . Por lo tanto, para evitar taponamientos en cualquier parte del reservorio se recomienda 1/3 del Dg para el diámetro máximo admisible de las partículas en suspensión.

Es importante tener presente que el análisis sobre un testigo es un valor puntual muy difícil de extrapolar, sobre todo en la CGSJ, en consecuencia se realiza un análisis de \sqrt{k} para evaluar los requerimientos de calidad de agua de todos los reservorios de interés en la vertical y definir así el tamaño máximo de partículas que puede admitir cada reservorio (Figura 13).

Como punto de validación se emplearon los valores de permeabilidad obtenidos con los ensayos de presión (*fall off*) registrados en el bloque.

Calidad de agua disponible

Para los proyectos de recuperación secundaria implementados en LPS se dispone de agua de inyección proveniente de la planta más cercana, cuyas capacidades de tratamiento deben ser analizadas para definir la condición actual, las medidas paleativas y puntos de mejora a futuro.

El equipamiento de la planta cuenta con un FWKO y un tanque skimmer como únicos puntos de tratamiento de agua. Entonces, teniendo en cuenta las capacidades de

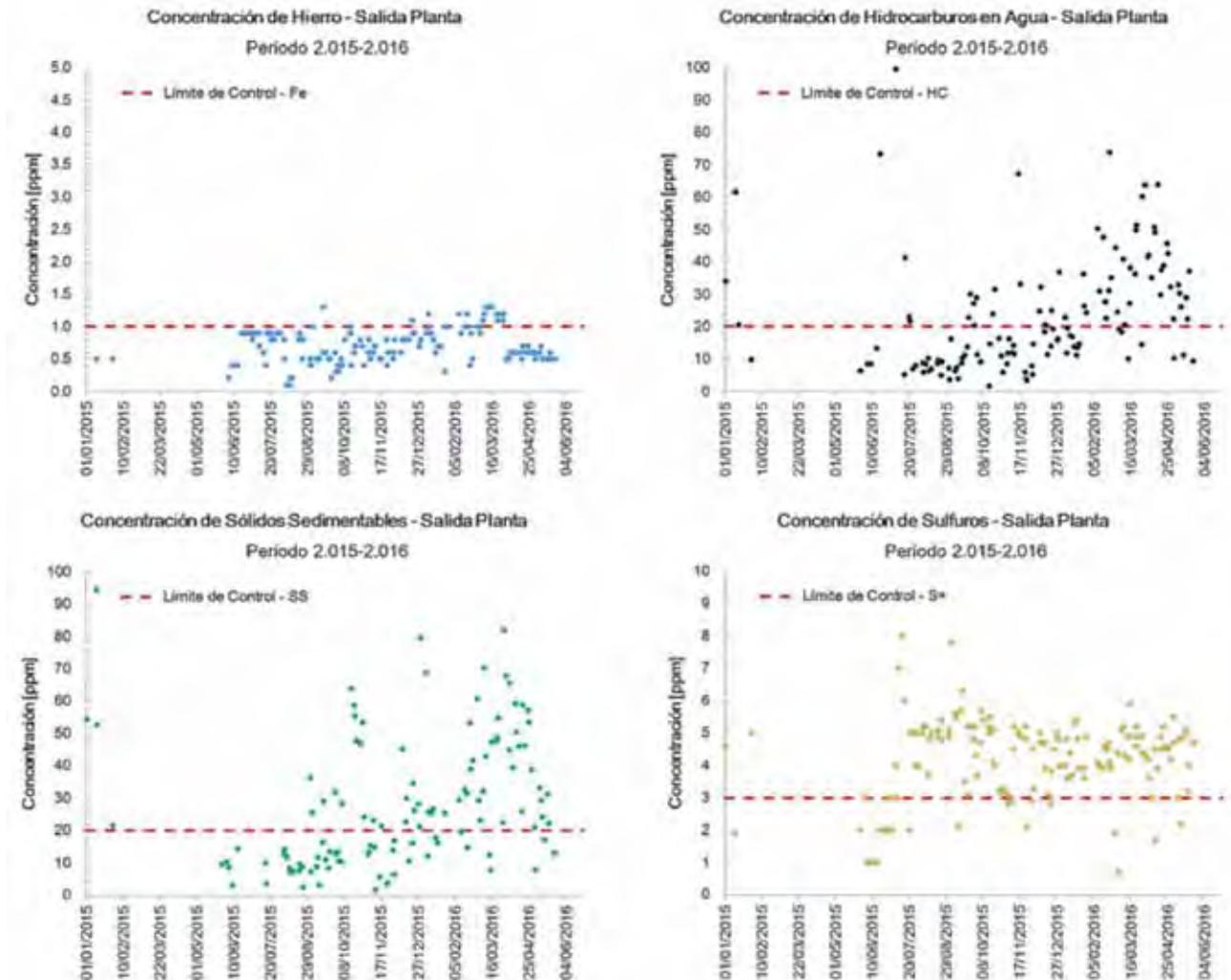


Figura 14. Parámetros de control de calidad de agua.

la planta, en la figura se presentan los gráficos de evolución de los diferentes parámetros de control *versus* el teórico máximo recomendado.

Como se evidencia en la figura 14, tanto la concentración de hidrocarburos como de sólidos son elevadas respecto de los valores estándar, por lo que es de esperarse problemas de daño en los reservorios y aumento de pérdidas de carga en el sistema de inyección.

Hasta el momento se ha visualizado un análisis de los parámetros de calidad de agua de inyección a la salida de la planta, aún resta analizar la calidad que alcanza en bdp luego de recorrer todo el sistema de inyección. Para este caso, dada la antigüedad de las instalaciones, el agua llega a los inyectores con valores más desfavorables de los que alcanza a la salida de la planta, por eso es importante aumentar la frecuencia de limpieza de filtros y prever limpiezas periódicas de líneas de inyección que evidencien mayor pérdida de carga.

Además, resulta importante acondicionar la planta luego de estimar las mejoras de producción asociadas tras cumplimentar con los requerimientos de calidad de agua.

Ahora bien, teniendo en cuenta el análisis de la calidad de agua mínima requerida y la disponible en boca de pozo, surge la pregunta: *¿estamos dañando nuestros reservorios?* Entonces, para responder este interrogante se plantea la campaña de análisis de *fall off* en pozos inyectores.

Análisis del efecto de la calidad de agua en los reservorios por medio de ensayos de *fall off* en inyectores

Considerando los problemas de calidad de agua en el área de estudio y la falta de monitoreo de presión de reservorio a lo largo del tiempo, surge la necesidad de realizar ensayos de presión para responder los interrogantes asociados.

La incorporación reciente de válvulas de fondo con registro de presión permitieron realizar *fall off* sobre aquellas capas en inyección y comenzar con el monitoreo de presiones de reservorio, estimación de daño y permeabilidades efectivas de los principales reservorios. A continuación se detalla uno de los ejemplos de los ensayos de pozo realizado en el área.

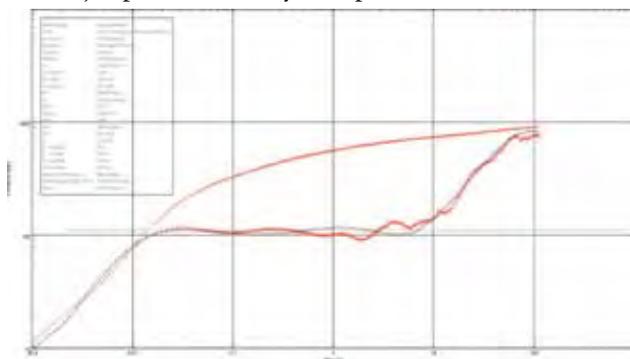


Figura 15. *Fall off* INY-2 MND#4 (Z560 434-37 m).

Parámetros principales	Valores
Modelo de reservorio	Homogéneo
Presión de reservorio (psia)	489
Skin	-3,68
Kavg (mD)	62,4

En función de los resultados obtenidos, para cada caso es notorio que no existe sobre-presurización de los reservorios



como primer punto de observación, mientras que, por otro lado, es posible valorar la vida útil de las fracturas realizadas en las terminaciones con los valores de skin negativos.

Por último, en varios casos, los valores de permeabilidad efectiva son bastante bajos para las profundidades analizadas, por lo que será más importante hacer foco sobre la calidad de agua.

Para capas actualmente sin admisión y de interés hay dos formas de definir la posibilidad de ser recuperadas: (a) analizando las admisiones iniciales con una determinada presión y calidad de agua y (b) su evolución en el tiempo.

Conclusiones

Como principales conclusiones del análisis global del desempeño del bloque, podemos especificar los siguientes aspectos:

- Los reservorios de LPS BI presentan un comportamiento propio de reservorios cuyo mecanismo de drenaje es por gas disuelto.
- Los reservorios son de baja a mediana permeabilidad, por esa razón fueron fracturados en la mayoría de los casos.
- En función de los datos observados, los reservorios requieren una presión de inyección bastante superior a otros reservorios de igual profundidad, debido a la componente tectónica.
- En base a los resultados de los ensayos de *fall off* se observa que no existe sobre-presurización de los reservorios.
- Si bien no se observa un daño aparente en los ensayos de *fall off*, debido a la presencia de fracturas hidráulicas, no se puede inferir el impacto de la calidad de agua sobre el reservorio en la cara de las fracturas más que comparar la longitud efectiva de fractura pos-ensayo *versus* la simulada y macheada del diseño original de la fractura.
- La mala calidad de agua es un factor que atenta fuertemente contra aquellos reservorios de baja permeabilidad y provoca una baja eficiencia vertical. ■

Bibliografía consultada

- SPE 38902 *Determination of Volumetric Sweep Efficiency in Mature Waterfloods Using Production Data.*
 SPE 102200 *Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice.*
 SPE 113132 *Waterflooding Viscous Oil reservoirs.*
 Well Testing - Giovanni Da Prat.
 Willhite, G [1] Paul-Waterflooding.
 Manual de Recuperación Secundaria –V.2016 *Integrated Petroleum Reservoir Managements.*



“Tratamiento de bloqueo de agua usando geles para alta temperatura. Experiencia Vizcacheras”

Por *Isabel Vega, Álvaro Campomenosi y Ma. Isabel Hernández* (Y-Tec S.A.); y *Diego Moglia y José Peltier* (YPF S.A.)

En este trabajo se relata la implementación exitosa, si bien en plena etapa de evaluación, de geles bloqueantes en pozos productores, con el fin de controlar la producción de agua.

La inyección de geles bloqueantes en las cercanías de pozos productores es una técnica empleada para el control de producción de agua. Si bien muchas veces los ensayos experimentales previos a la implementación son subestimados a la hora de planificar un tratamiento en campo, estos brindan información valiosa que incrementan considerablemente las posibilidades de éxito.

Se realizó una implementación exitosa, que aún está en etapa de evaluación, de un tratamiento de bloqueo de agua en un pozo del yacimiento Vizcacheras-Mendoza. Se pensó en el bloqueo superficial de punzados, como cementación, aislación mecánica con *Casing Patch* o sarta de aislación, que luego se descartó porque se decidió alcanzar una mayor penetración para aumentar la eficiencia de bloqueo de agua. El objetivo del trabajo fue identificar y ajustar un sistema de gel bloqueante para las condiciones de este campo, de alta temperatura y salinidad, con el fin de reducir el corte de agua producida de un pozo completado en la formación Papagayos, cuyo mecanismo de producción es por empuje hidráulico de acuífero activo, el cual ha dejado petróleo "Ático" sin barrer.

La temperatura de la formación es de 95 °C, la salinidad aproximadamente de 76.000 ppm y la permeabilidad promedio de la arenisca de 1D.

Ensayos de laboratorio previos a la implementación

Dadas las condiciones extremas de la formación, es que se trabajó fuertemente en el ajuste del sistema bloqueante que soportaran las condiciones antes mencionadas.

Los parámetros por evaluar del gel en laboratorio fueron los tiempos de gelificación inicial (Tgi), la fuerza de gel y la estabilidad del gel en el tiempo a 95 °C.

Como criterios de selección se fijaron los siguientes:

- Tgi lo más alto posible para alcanzar una mayor penetración.
- Gel robusto (apenas deformable).
- Estable en el tiempo (Sinéresis del gel < 5%).

Cabe aclarar que el establecimiento del Tgi es muy importante, ya que es indicativo del tiempo que se dispone para bombear el tratamiento antes de comenzar la gelificación.

Se evaluaron tres sistemas disponibles, especialmente diseñados para altas temperaturas, basados en entrecru-

Polímeros	Agente entrecruzante		
	Polietilenimina (PEI)	silano	Hexametilentetramina (HMTA) Hidroquinona (HQ)
Alcoflood 259	x		
Alcoflood 955	x		
HPAM		x	
Copolímero HPAM-AMPS	✓		
Copolímero HPAM-AMPS			✓

Tabla 1. Resumen de resultados de geles para alta temperatura.

NOTA: No colocaría nombres comerciales).

zadores orgánicos, ya que se han informado muy buenos resultados para condiciones muy similares (EL Karsani *et al.* 2012; Prado *et al.* 2005). En la tabla 1 se resumen los resultados obtenidos para cada uno de ellos.

Como puede observarse, solo los sistemas formulados con un copolímero de acrilamida y un monómero sulfonado derivado de la acrilamida (AMPS), que son más resistentes a las altas temperaturas y salinidades, lograron gelificar.

Tanto los geles formados con el entrecruzante polietilenimina (PEI) como los entrecruzados con Hexametilentetramina (HMTA)/Hidroquinona (HQ) dieron los resultados esperados. Seleccionamos por este último sistema, dado que su Tgi era más elevado, acorde al criterio que se había establecido.

A fin de optimizar la formulación, se realizaron varios experimentos de estabilidad y fuerza de gel durante dos meses para analizar la eficiencia de los mismos. En la tabla 2 se resumen los resultados obtenidos. Para evaluar la fuerza de gel se utilizó el código de consistencia de *Sydansk* (Sydansk, 1993).

Códigos de consistencia de Sydansk

- A: solución viscosa
- B: gel altamente fluido
- C: gel fluido
- D: gel moderadamente fluido
- E: gel ligeramente fluido

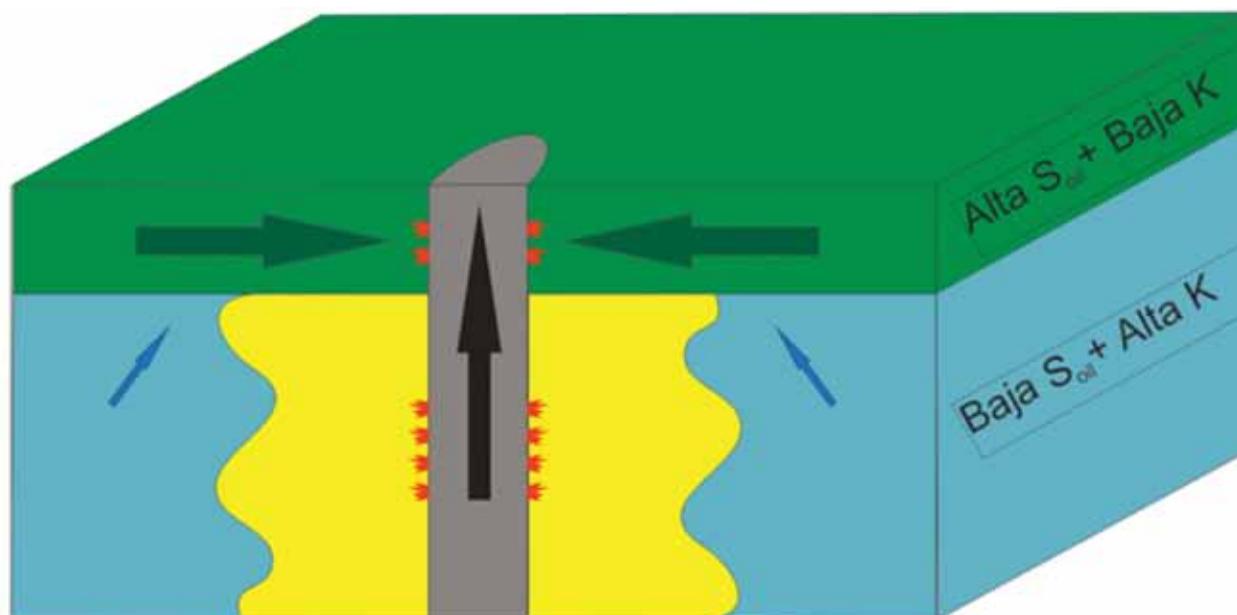


Figura 1. Esquema de pozo, bloqueo con gel de los punzados inferiores en la zona del acuífero activo.

Formulación	Copolímero HPAM-AMPS (%p/p)	HMTA (%p/p)	HQ (%p/p)	Código de consistencia					
				1 día	2 días	7 días	14 días	30 días	60 días
1	1,2	1,9	1,4	H	H	H	H	H	H
2	1,0	1,6	1,2	H	H	H	H	H	H
3	1,0	1,3	1,0	H	H	H	H	H	H
4	1,0	1,0	1,0	H	H	H	H	H	H
5	1,0	0,5	0,4	F	G	G	G	G	G
6	1,0	0,1	0,1	A	B	C	C	C	C

Tabla 2. Resumen de resultados de consistencia y estabilidad en el tiempo.

- F: gel altamente deformable
- G: gel moderadamente deformable
- H: gel ligeramente deformable
- I: gel rígido
- J: gel "ringing"

De los seis sistemas ensayados, se escogió el #4, dado que era el que menor proporción de polímero entrecruzante contenía sin perder la consistencia deseada (H). En la figura 2 se muestra el gel obtenido.

En cuanto a la estimación del tiempo de gelificación inicial (Tgi), se realizó por monitoreo de la viscosidad en función del tiempo, utilizando para ello un viscosímetro Brookfield DV-III Ultra. La transición sol/gel se identifica por un cambio abrupto de pendiente en la viscosidad. En la figura 3 se muestran las curvas obtenidas para los sistemas #1 y #4.

Se escogió el sistema #4, ya que presentó un Tgi de 460 minutos, mientras que el #1 gelificó 100 minutos antes.

Implementación en campo

Diseño del tratamiento: se decidió inyectar 500 bbl de gelificante en tres etapas en los punzados inferiores de



Figura 2. Aspecto del sistema #4: gel ligeramente deformable.

la Fm. Papagayos. Esta estrategia era para asegurar la completa invasión del gel y posterior bloqueo en las cercanías de pozo. Se inyectó un primer batch de 300 bbl a un caudal cercano a los 160 m³/día. Luego de la inyección completa de este volumen, no se registró cambios de presión en boca de pozo. El pozo se cerró por 48 horas, para asegurar completa gelificación y máxima consistencia. Se colocó un segundo batch de 100 bbl y se bombeó a idéntico caudal que en el primer caso. Desde el inicio se observó respuesta de presión en boca de pozo, por lo que el bloqueo del primer "batch" había sido exitoso. Hubo un incremento paulatino de la presión durante la inyección, que no superó la presión de fractura.

El tercer "batch", de 100 bbl, se bombeó a menos de la mitad de caudal de los primeros "batches" para no superar la presión de fractura. En la figura 4 se muestra el esquema de pozo.

La mezcla de los entrecruzantes con el agua se realizó en una pileta de 60 m³ hasta llegar a una solución homogénea de HMTA e HQ de concentración 1% p/v en una de ellas. Luego esta solución fue bombeada a un tanque mezclador, allí se puso en contacto con el polímero sólido, que fue dosificado con una bomba a tornillo calibrada para que la concentración del mismo sea del 1% p/v. Si bien la dispersión del copolímero fue en el tanque, la hidratación completa ocurrió durante la inyección del sistema en el pozo (Figura 5).

Para asegurar la calidad requerida de la formulación en cada batch, se realizó un control estricto del proceso de dilución de cada uno de los reactivos y el monitoreo de la viscosidad de cada uno de los batches preparados. Asimismo, se tomaron muestras y se monitorearon en estufa para corroborar la consistencia final de cada uno de ellos y evaluar su estabilidad en el tiempo.

Todas las muestras de campo evaluadas presentaron la misma consistencia (H) y, por otro lado, fueron estables por

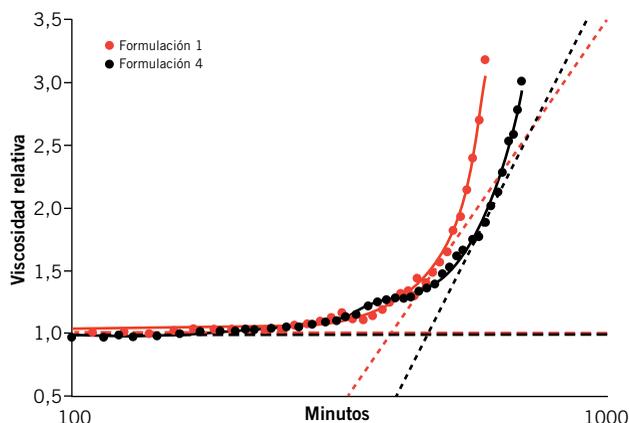


Figura 3. Determinación del Tgi sistemas #1 y #4.

A LINE HAS BEEN DRAWN.

BETWEEN THE SAME WAY

BETWEEN ENERGY DEMAND

BETWEEN MAINSTREAM

BETWEEN THE INDUSTRIAL

BETWEEN SETTLING FOR TODAY

TODAY, A LINE HAS BEEN DRAWN.

AND THE PAST IS ON ONE SIDE

AND A NEW WAY.

AND ENERGY POTENTIAL.

AND FULLSTREAM.

AND THE DIGITAL INDUSTRIAL.

AND DEFINING TOMORROW.

AND WE'RE ON THE OTHER.

**BAKER
HUGHES**
a GE company

From the reservoir to the refinery. From the depths of the sea to the power of the cloud. BHGE is now the first and only fullstream provider to the oil and gas industry, leveraging the best minds and most intelligent machines to invent smarter ways to bring energy to the world.

Learn more at bhge.com



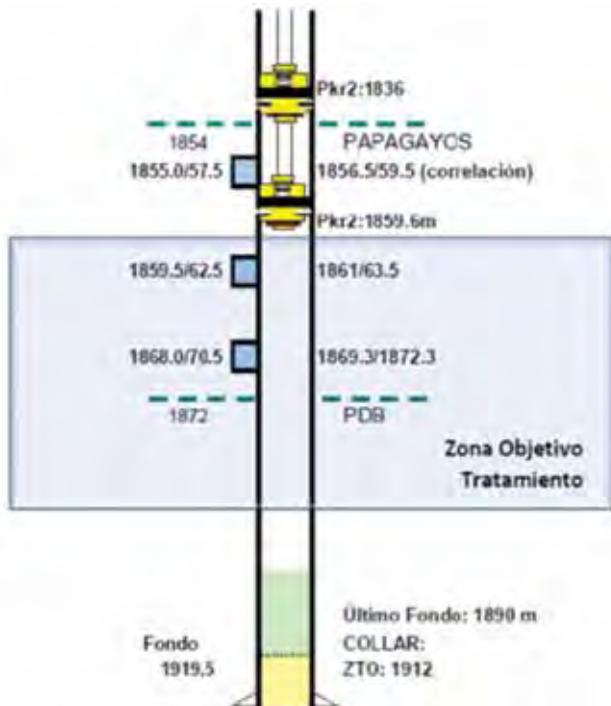


Figura 4. Esquema de pozo.

más de un mes. De acuerdo con estos resultados, todas corresponden a un sistema 1:1:1 (% p/p) en polímero: HMTA: HQ. En la tabla 3 se resume los resultados obtenidos para los geles de las diferentes etapas durante el piloto de campo.

Una vez en producción, se realizaron controles con camión tanque en boca de pozo y estos dieron un corte de petróleo del 7%, el corte promedio general del campo fue del 2%. Cabe destacar que este pozo estaba totalmente acuatizado antes del tratamiento.

Muestra	Evaluación de gel en el tiempo				
	24 horas	48 horas	1 semana	2 semanas	1 mes
Etapa 1	H	H	H	H	H
Etapa 2	H	H	H	H	H
Etapa 3	H	H	H	H	H

Tabla 3. Resumen de consistencia y estabilidad de los geles inyectados en el piloto de campo.

Conclusiones

- La formulación propuesta para el tratamiento de bloqueo se comportó de manera robusta, generando bloqueo en los punzados inferiores, ya que se observó aumento de presión en boca durante la inyección y luego, al abrir el pozo, la presencia de gel en el “tubing” que impidió la circulación por directa, soportando esfuerzos superiores a los que tendría en formación.
- La integración de los resultados de laboratorio en conjunto con los de reservorio, además del soporte de todas las áreas intervinientes en el proyecto durante la implementación en campo, crean un escenario propicio que minimiza la incertidumbre en los tratamientos con geles bloqueantes. ■

Bibliografía

El-karsani, K. S. M.; G. A. Al-Muntasheri y I. A. Hussein (2014, February 1). *Polymer Systems for Water Shutoff and Profile Modification: A Review Over the Last Decade*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/SPE 163100-PA.

Prado, M., J. Palencia; M. Reyna; I. Fernández; J. Espinoza, y O. Rauseo (2005, January 1). *Two Different Water Shutoff Applications in a Poorly Consolidated Sandstone Reservoir with Strong Waterdrive*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/SPE 93060-MS.

Sydansk, R. *Acrylamide-Polymer/Chromium (III) – Carboxilate Gels for near Wellbore Matrix Treatments*. SPE Advanced technology Series, Bol 1, N° 1, 1993.



Figura 5. Circuito involucrado en el mezclado y el bombeo del gelificante.

Almacén



Mecanizado II



Ensayo y Ensamble



Mecanizado I



Metrología



valmec

Planta Industrial
Tortuguitas - Buenos Aires, Argentina

- 8.000 mts² cubiertos
- Tecnología de última generación
- Procesos y productos certificados

40 AÑOS

Evolucionando en el control de fluidos.



CERTIFICACIONES
API 6D 1417
ENARGAS / BVG
ISO 9001:2000

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
- Productos Especiales
- Conjuntos Petroleros y Accesorios
- Sistemas de Control

ATENCION AL CLIENTE

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



Catálogo de reservorios *tight* y de baja permeabilidad en la provincia del Neuquén



Un relevamiento oficial realizado en noviembre de 2017 sobre la actualidad de la producción en arenas compactas en la provincia del Neuquén.

Por **Magalí Alonso, Antonela Civaroli, Iliana Zabalegui, Agustín González y Adolfo Giusiano** (Dirección General de Estudios, Dirección Provincial de Hidrocarburos y Energía, Secretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén)

La producción de hidrocarburos en la provincia del Neuquén comenzó en 1918 y, a partir de ese momento, se ha producido gas y petróleo de reservorios convencionales correspondientes a las diferentes formaciones que integran la columna de la Cuenca Neuquina.

El aumento en la demanda energética de los últimos años ha provocado un

cambio de paradigma que llevó a considerar nuevas técnicas para la exploración y el desarrollo de los hidrocarburos y de esta manera comenzaron a adquirir mayor relevancia los reservorios en lutitas y areniscas compactas (*shale* y *tight*). Estos reservorios, denominados No Convencionales, están integrados por rocas que contienen gas y/o petróleo, para que su extracción sea económica-

mente rentable, es necesario aplicar métodos de estimulación a través de fracturas hidráulicas en etapas.

La puesta en producción de este tipo de reservorio ha impactado de manera positiva en la producción y reservas de gas y petróleo de la provincia del Neuquén, atenuando la declinación de la producción y las reservas de los reservorios convencionales.

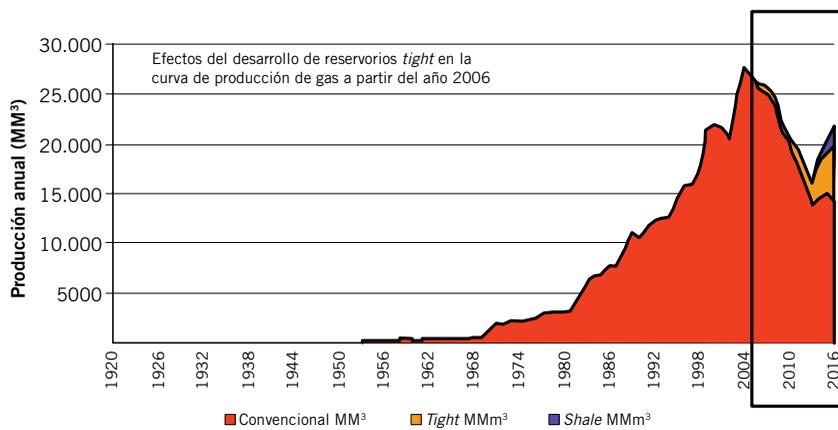


Figura 1. Evolución histórica de la producción de gas en reservorios convencionales, *tight* y *shale* en la provincia del Neuquén.

Este trabajo tiene como finalidad realizar una caracterización geológica de los principales reservorios *tight* y de baja permeabilidad que se encuentran en producción y proponer una distribución areal en base a los antecedentes disponibles.

Producción y reservas de gas en reservorios *tight* y de baja permeabilidad

El desarrollo de los reservorios No Convencionales en la provincia a partir de 2006 contribuyó a la atenuación de la declinación anual en la producción de gas de reservorios convencionales y a partir de 2013 implicó un aumento promedio por año del 6,13% en la producción total (Figuras 1 y 2). Durante 2016 se produjeron 7.019,74 MM³ (250,7 Bcf) de gas en reservorios *tight*, lo que representa un 32% del total producido en la provincia (Figura 2).

Actualmente existen alrededor de 15 proyectos de gas en reservorios *tight* y algunos de ellos con más de una formación de interés. De acuerdo con la certificación de reservas

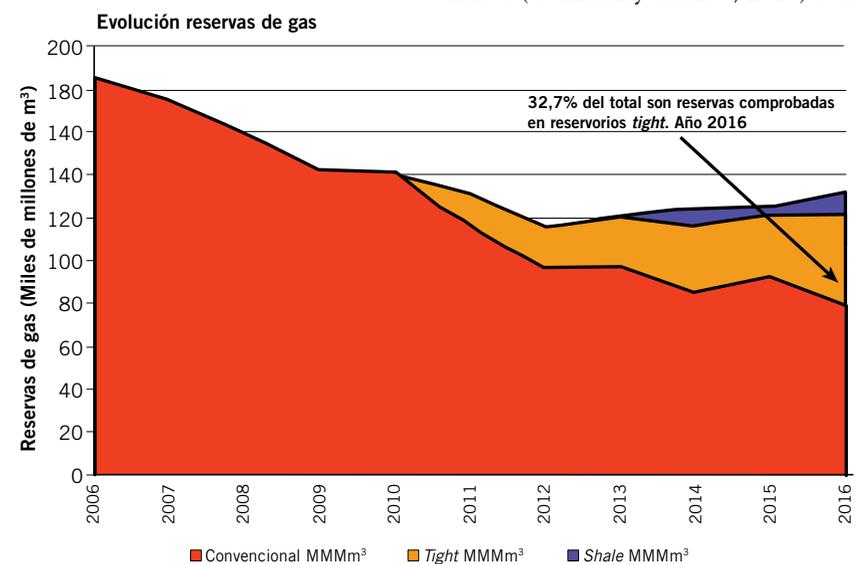


Figura 3. Evolución de las reservas comprobadas de gas durante el período 2006-2016 en la provincia del Neuquén y el porcentaje de participación de los reservorios *tight* en 2016.

de 2016 las reservas comprobadas de gas en reservorios *tight* alcanzaron los 43,2 MM³, lo que representa un 32,7% del total de las reservas gas de la provincia (Figura 3).

el fin de caracterizar algunos de los reservorios declarados como *tight*. Se obtuvieron valores de saturación de agua, volumen de arcillas, porosidad y permeabilidad con los que se estimaron espesores útiles que se validaron ubicando los niveles punzados y puestos en producción de los diferentes pozos utilizados.

Con los datos declarados a la S.E.N. se graficó la evolución de la producción mensual y acumulada de gas de los reservorios comprobados desde el inicio de la producción hasta el primer semestre de 2017.

Potenciales: con el fin de definir la extensión geográfica de los reservorios *tight* y de baja permeabilidad se combinaron los antecedentes bibliográficos con información de pozos perforados, mapas paleogeográficos,

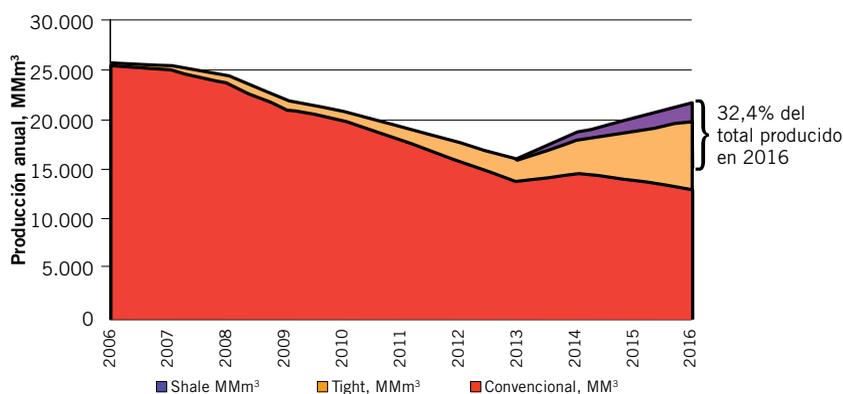


Figura 2. Porcentaje de participación del gas producido en reservorios *tight* en el total provincial.

Metodología

Para este informe se definieron reservorios *tight* y de baja permeabilidad como comprobados y potenciales de acuerdo con los siguientes criterios:

Comprobados: la delimitación se realizó de acuerdo con los reservorios declarados como no convencionales –*tight* o de baja permeabilidad por las diferentes operadoras a la Secretaría de Energía de Nación (S.E.N) (Capítulo IV-DDJJ de Producción).

A partir de las descripciones petrofísicas de coronas, los estudios especiales y los registros eléctricos de pozo, se calcularon parámetros petrofísicos (González y Chanes, 2016) con

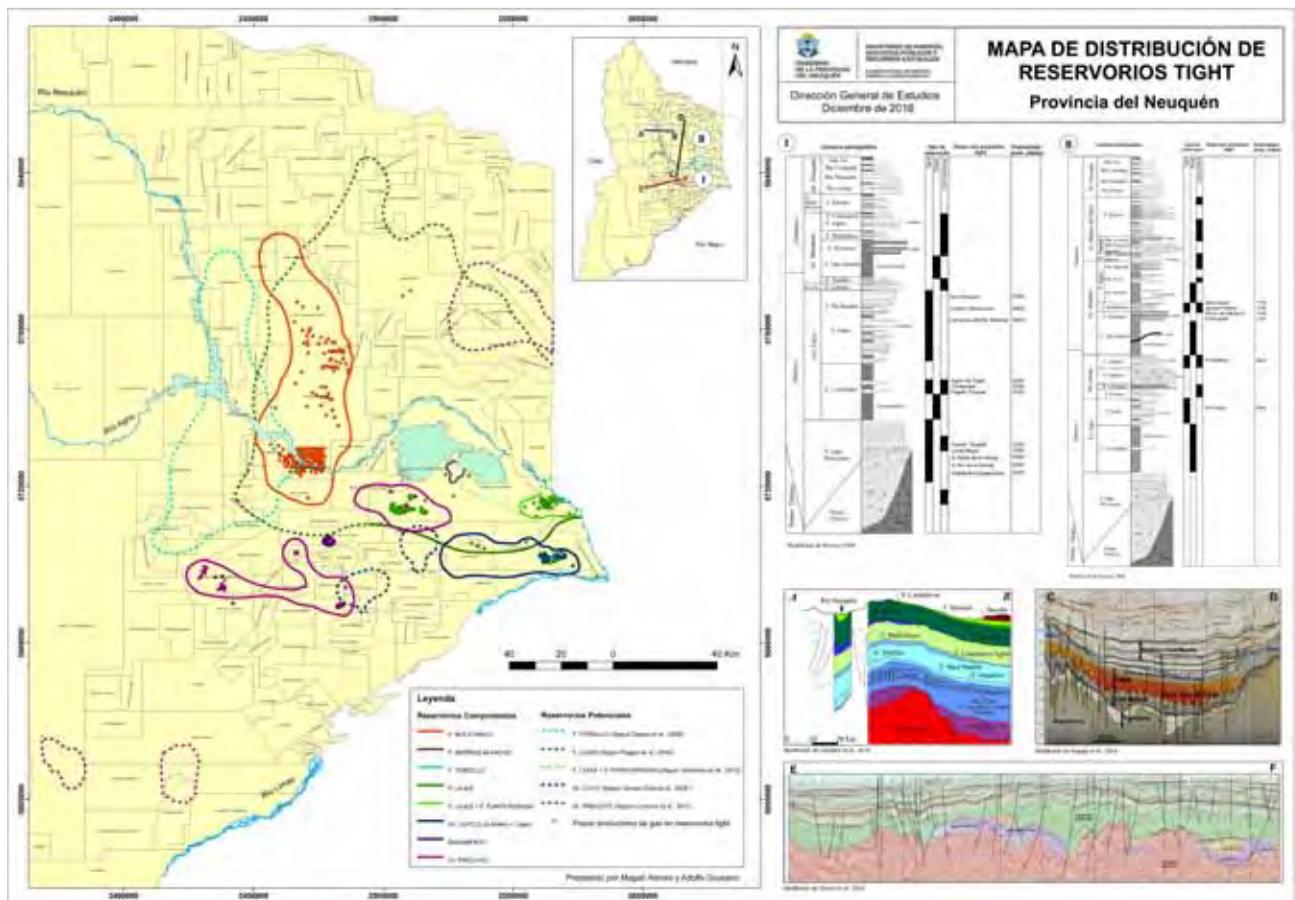


Figura 4: Mapa de distribución de reservorios *tight* en la provincia del Neuquén modificado por Alonso y Giusiano (2016).

estudios sedimentológicos y estructurales. También se buscó identificar los niveles con pobres características petrolíficas en los que se detectaron y/o ensayaron hidrocarburos gaseosos.

Profundidad promedio (mbbp)
 Porosidad promedio (%)
 Permeabilidad promedio (mD)
 Sw promedio (%)

Al Norte de la Dorsal

2700
 7
 0,0001 a 0,1
 < a 35

Anticlinal Campamento

2950
 11
 0,08 a 0,5
 45

Tabla 1. Principales características del reservorio del Basamento.

Reservorios *tight* en Neuquén

Se incluye dentro de los reservorios *tight* y de baja permeabilidad al Basamento (rocas magmáticas), Grupo Precuyo (areniscas, rocas piroclásticas y efusivas) y a las formaciones Los Molles, Lajas, Punta Rosada, Lotena, Tordillo, Sierras Blancas y Mulichinco, conformados mayoritariamente por areniscas compactas (*tight sands*). Estos reservorios se encuentran ampliamente distribuidos en la región centro-este de la provincia (Figuras 4, 5a y 5b).

Reservorios comprobados Basamento

Litológicamente corresponde a rocas ígneas, como granitos, andesitas y dacitas cuya alteración dificulta la caracterización. Poseen abundantes

fracturas en parte rellenas generando un sistema de doble porosidad y muy baja permeabilidad. En general, la porosidad es secundaria con una distribución heterogénea generada por microfisuras abiertas o parcialmente rellenas (Sisinni *et al.* 2008).

Esta unidad presenta mayor interés en la zona de la Dorsal de Huincul, en particular en el área al Norte de la Dorsal, donde todos los pozos ensayaron gas y no se encontró contacto de agua aún después de atravesar los 1300 m dentro del basamento. En el área Anticlinal Campamento se trata de un reservorio de baja permeabilidad.

En la tabla 1 se expresan las principales características del Basamento para las áreas al Norte de la Dorsal y Anticlinal Campamento, según los datos declarados en la certificación de reservas de 2016.

La producción histórica de gas del Basamento declarado como reservorio de baja permeabilidad comenzó en 2012 y hasta junio de 2017 ha acumulado 178,47 MMm³ con un promedio de 5,94 MMm³/día, por otra parte, el volumen máximo producido es de 6.501,52 Mm³ y corresponde a julio de 2012 (Figura 6).

Grupo Precuyo

El reservorio del Grupo Precuyo está constituido por flujos de lava en parte brechados de escasa distribución areal asociados a hemigrabenes aislados, cuya porosidad está relacionada a la actividad hidrotermal postdiagenética (Sisinni *et al.* 2008). Se caracteriza por ser un reservorio muy heterogéneo con sistemas de doble porosidad y baja permeabilidad.

El Grupo Precuyo es un reservorio

Pampa es energía en todas sus formas.

Somos una empresa integrada de energía.
Generamos y distribuimos electricidad, gas y petróleo
que contribuyen al desarrollo del país.

Petróleo y gas



Exploración y producción



Midstream

Transporte de petróleo
& gas y producción
de líquidos de gas natural



Downstream

Refinería y comercialización,
petroquímica

Electricidad



Generación



Transmisión



Distribución

Pampaenergía

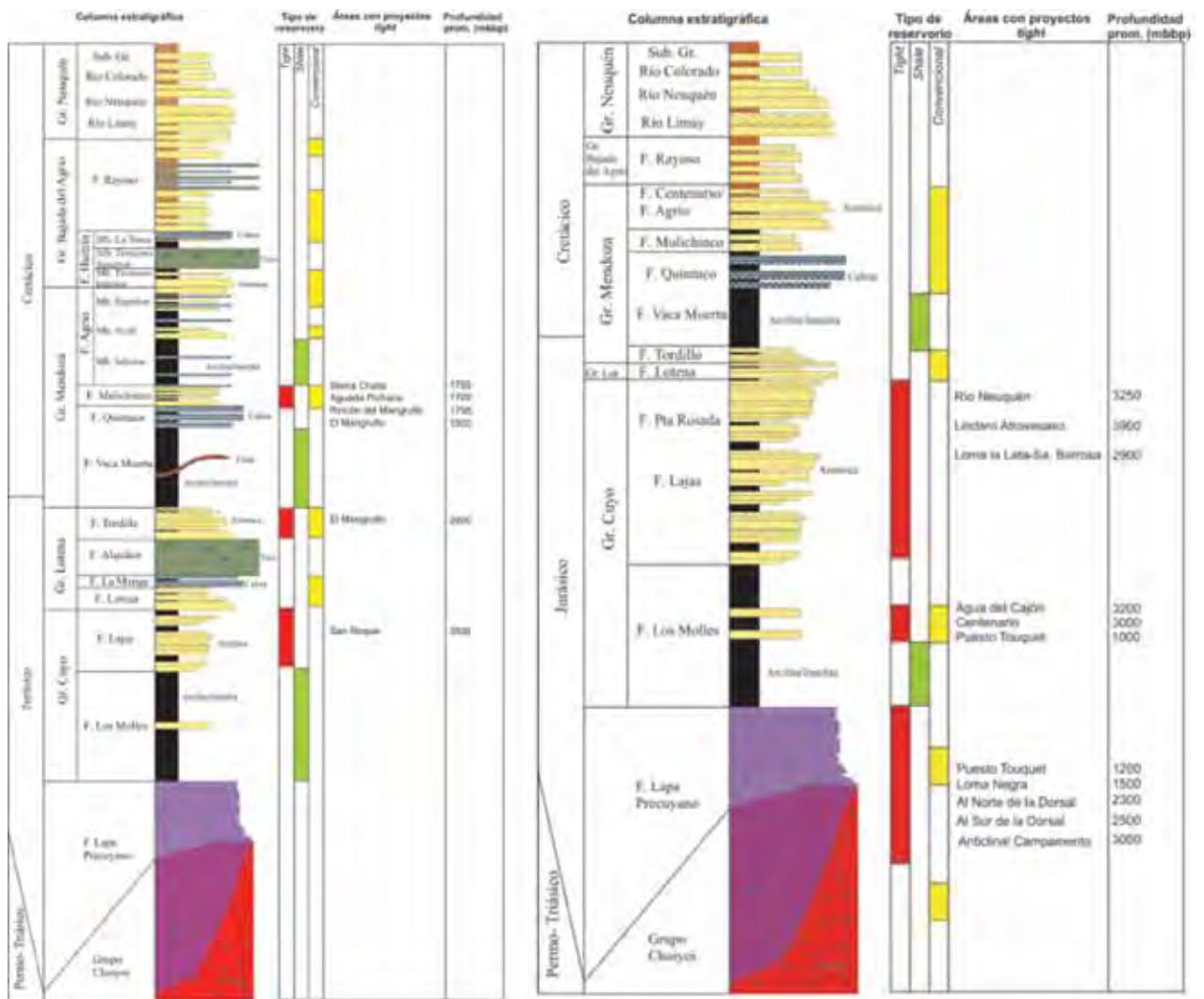


Figura 5. Representación esquemática de la columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina, tipos de reservorios, áreas con proyectos *tight* y profundidad promedio de los reservorios *tight* en: a) Zona centro y b) Zona dorsal.

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.

www.iphglobal.com
☎ (5411) 4469 8100

IPH
CABLES DE ACERO | ESUNGAS | ACCESORIOS



-
**EQUIPOS
 ESPECIALES
 PARA
 OIL & GAS**



CENTRO OPERATIVO Y VENTAS
 CAMPANA
 Ruta Nacional 9, km 78
 Campana, Buenos Aires
 Tel: +54 3489 403040

CENTRO DE EXPOSICIÓN Y VENTAS
 DON TORCUATO
 Gral. Alvear y Col. Panamericana Este
 Don Torcuato, Buenos Aires
 Tel: +54 11 4011 5050

SUCURSAL PATAGONIA
 CIPOLLETTI
 Ruta Nacional 151, km 4.5
 Cipolletti, Río Negro
 Tel: + 54 9 299 532 4281



WWW.TECMACO.COM.AR



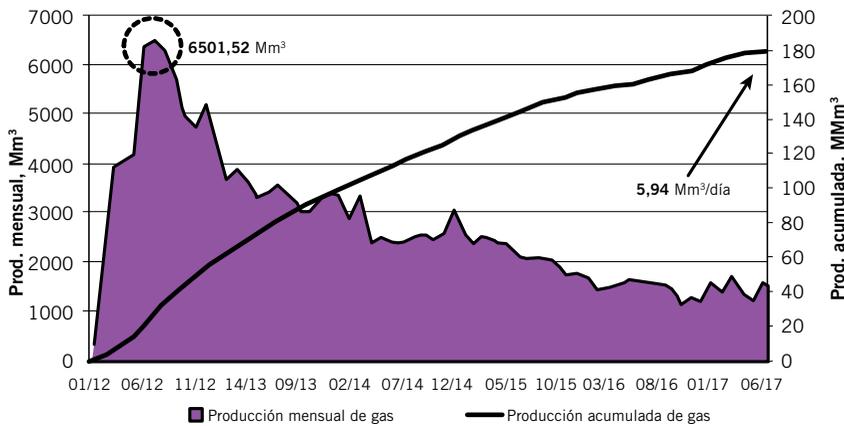


Figura 6. Producción de gas del reservorio *tight* del Basamento. a: Acumulada, b: Mensual.

YACIMIENTO	Anticlinal Campamento	Loma Negra NI	Puesto Touquet	Al Sur de la Dorsal	Cupen Mahuída
Profundidad promedio (mbbp)	2.850	1.550	1.200	700	3.400
Porosidad promedio (%)	3	25	10	16	15
Permeabilidad (mD)	0,02	Sin determinar	0,05	18	0,001-0,3
SW promedio (%)	5	40	45	35	68
Espesor útil promedio (m)	85	30	25	10	35

Tabla 2. Principales características de los reservorios del Grupo Precuyo comprobados.

rio *tight* de gas en las áreas Anticlinal Campamento, Loma Negra NI, Puesto Touquet, al Sur de la Dorsal y Loma La Lata - Sierra Barrosa. En la tabla 2 se detallan las principales características del reservorio según lo que declararon las empresas operadoras en la certificación de reservas de 2016.

Se tomo como ejemplo un pozo con la litología representativa, el cruce densidad-neutrón indicando las zonas mineralizadas con gas y ubicación de los punzados (Figura 7).

Hasta el primer semestre de 2017 se han acumulado 4.158 MMm³ de gas de niveles de baja permeabilidad del Grupo Precuyo y durante agosto de 2011 se alcanzó una producción máxima de 2.231 Mm³/día (Figura 8).

Grupo Cuyo

Se trata de areniscas y conglomerados de origen fluvial y deltaico con desarrollo de canales e intercalaciones de niveles pelíticos, conformando reservorios de tipo multicapa (Figura 9) asociados al tren de estructuras anticlinales que conforman la Dorsal de Huincul, donde los diferentes pulsos tectónicos han controlado la sedimentación.

Las unidades que conforman el Grupo Cuyo constituyen un reservorio *tight* en las áreas Punta Senillosa, Agua del Cajón y Centenario.

A partir de datos de laboratorio petrofísico y de registros eléctricos de pozo se calcularon e identificaron pa-

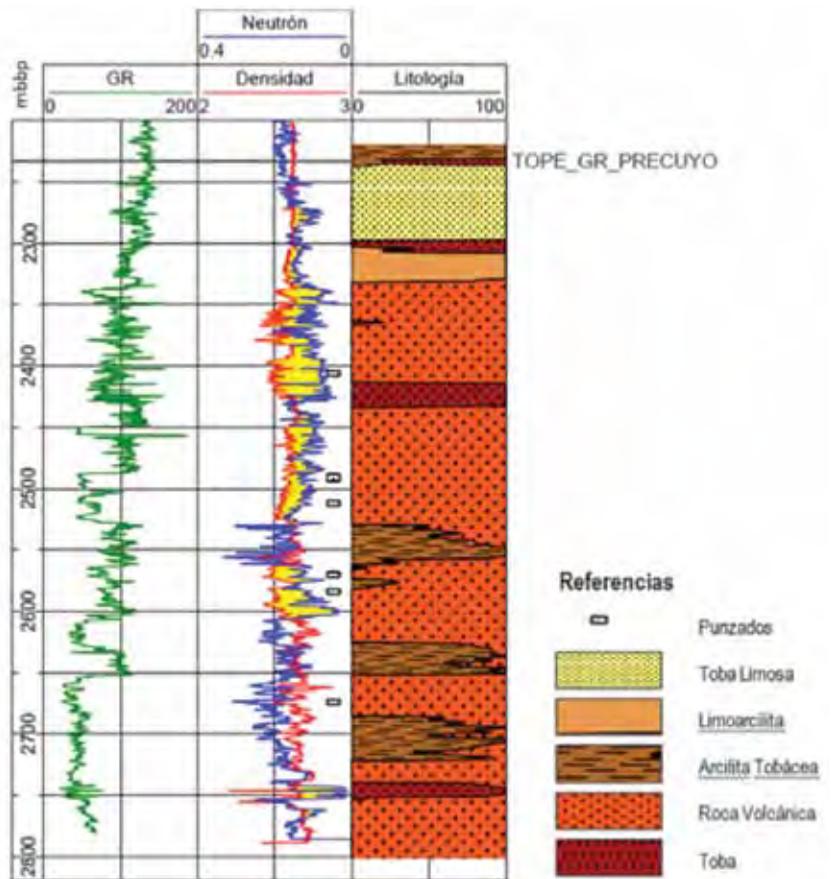


Figura 7. Ejemplo de un pozo con objetivo en el reservorio *tight* del Grupo Precuyo con las curva de rayos gamma (pista 1), el cruce densidad-neutrón indicando las zonas mineralizadas con gas y ubicación de los punzados (pista 2) y litología representativa (pista 3).

rámetros de reservorio para el Grupo Cuyo (Tabla 3).

A junio de 2017 se han acumulado 3.679,63 MMm³ de gas del Grupo Cuyo y el pico de producción se registró durante mayo de 2017 con 55.452,48 Mm³ y un caudal diario de 1.788,78 Mm³ (Figura 10).

Características	Agua del Cajón	Centenario	Punta Senillosa
Profundidad promedio (mbbp)	3.200	2.232	2.300
Porosidad promedio (%)	8,5	6	5
SW (%)	35	36	59
Permeabilidad promedio (mD)	<0,01	<0,1	<0,1
Espesor útil promedio (m)	72	117,5	38

Tabla 3. Principales características del reservorio del Grupo Cuyo.

Formación Lajas - Formación Punta Rosada

Los reservorios *tight* de gas de Formación Lajas y, en algunos casos la Formación Punta Rosada, se localizan principalmente en el ámbito del engolfamiento neuquino donde presentan

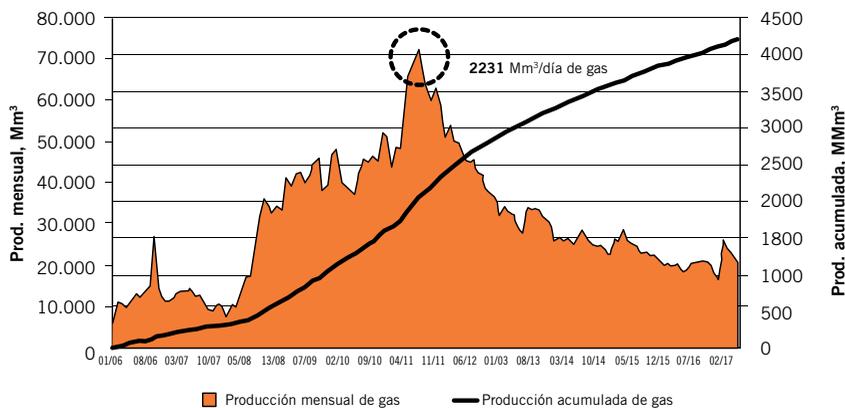


Figura 8. Producción mensual y acumulada de gas del Grupo Precuyo.

su máximo desarrollo y potencialidad.

En el caso del reservorio de la Formación Lajas, (Raggio *et al.* 2014) lo caracteriza como un BCGS (*Basin-Centered Gas System*) donde las acumulaciones de gas se producen en o cerca del eje axial de centro de cuenca. También se han encontrado acumulaciones en los márgenes de cuenca.

Gomez Omil *et al.* (2017) indican que la asociación de facies de frente deltaico de la Formación Lajas constituye el principal reservorio y objetivo exploratorio en el engolfamiento Neuquino y proponen la existencia de acumulaciones de gas en reservorios de baja permeabilidad que pueden alcanzar los 1.000 TCF *in situ*.

Las áreas con mayor desarrollo en el reservorio *tight* de la unidad Lajas-Punta Rosada son Lindero Atravesado, Río Neuquén y Loma La Lata-Sierra Barrosa.

A partir de datos de laboratorio petrofísico y de registros eléctricos de pozo González y Chanes (2016) calcularon e identificaron parámetros de reservorio para Lindero Atravesado y Río Neuquén (Tabla 4 y Figura 11). En el caso de Loma La Lata-Sa. Barrosa se consideraron las características declaradas por la empresa en la certificación de reservas de 2016 (Tabla 4).

También han resultado descubridores de gas en niveles de baja permeabilidad de la Formación Lajas algunos pozos localizados en el oeste como el RDM.xp-38 (Rincón del Mangrullo) y dos en el área centro: EA.xp-1 (San Roque) y BCe.x-1 (Bandurria Centro) (Figura 4).

La mayor producción de gas de las formaciones Lajas y Punta Rosada se registró en mayo de 2017 con un caudal diario promedio de 11.184,71 Mm³. El volumen acumulado de gas al

Yacimiento	Lindero Atravesado. Río Neuquén	Loma La Lata Sa. Barrosa
Profundidad promedio (mbbp)	3.500	2.232
Porosidad promedio (%)	9,5	9
Permeabilidad (mD)	0,001-0,1	<0.1
SW promedio (%)	60	35
Espesor útil promedio (m)	265	40-50

Tabla 4. Principales características del reservorio de la Fm. Lajas.

mes de junio de 2017 fue de 11.890,38 MMm³ (Figura 12).

wintershall

Shaping the future.

El futuro necesita energía. Por eso, Wintershall trabaja en la exploración, la producción y el desarrollo de yacimientos nuevos de petróleo y gas. Con tecnología de última generación e importantes socios. Disponemos de una amplia experiencia regional y tecnológica, sobre todo en Europa, el Norte de África, América del Sur, Rusia y la región de Medio Oriente. Como el mayor productor de petróleo y gas de Alemania, velamos por un suministro energético seguro. Para hoy y para el futuro.

www.wintershall.com

A subsidiary of **BASF**
We create chemistry

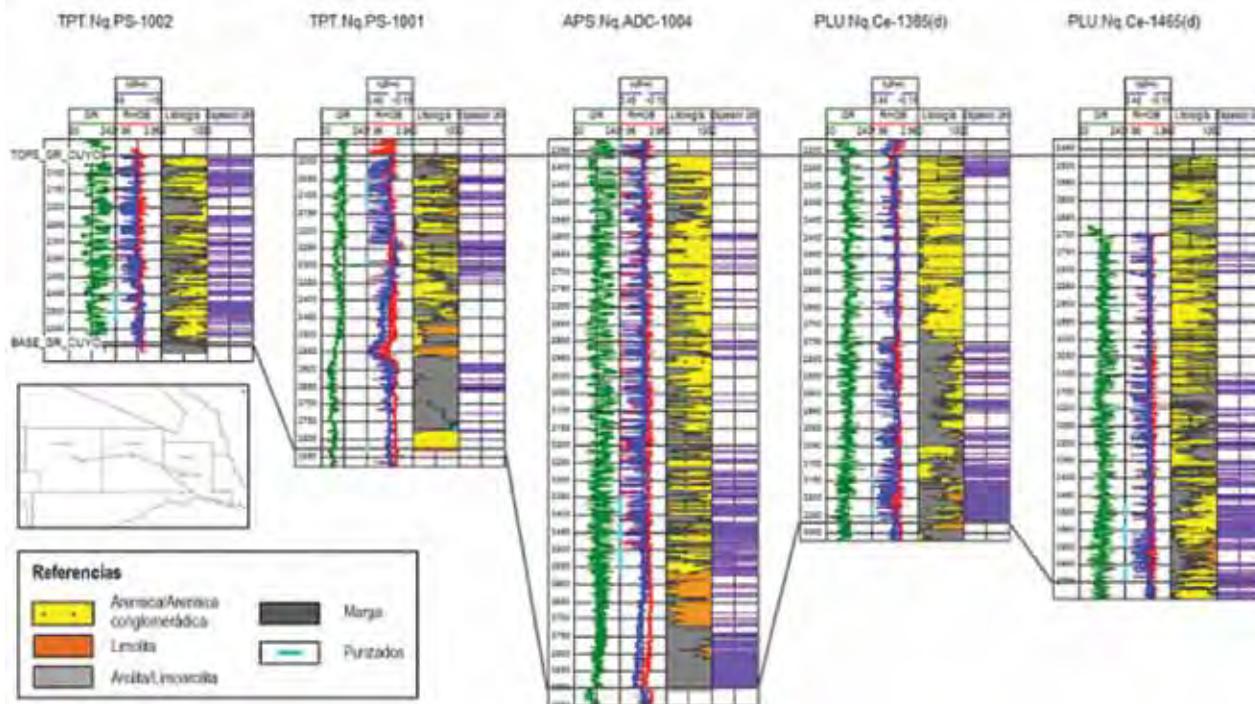


Figura 9. Transecta Oeste-Este en la región de la dorsal de Huincul para el Grupo Cuyo. Profundidad en mbbp, perfil de rayos gamma (pista 1), cruce densidad-neutrón e intervalos punzados (pista 2), litología (pista 3) y espesores útiles (pista 4).

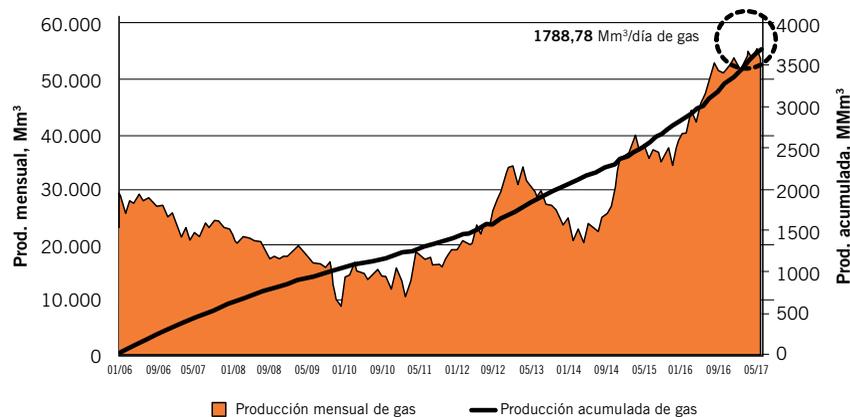


Figura 10. Producción mensual y acumulada de gas del Grupo Cuyo.

Formación Tordillo

La Formación Tordillo está integrada por facies arenosas de origen eólico y facies gruesas conglomerádicas que se distribuyen en posiciones de borde de cuenca. Los niveles de origen eólico se encuentran fuertemente diagenizados, donde los espesores porosos son el resultado de una porosidad secundaria generada por disolución (Maretto *et al.* 2002).

Solo existe un pozo declarado como productor de gas del reservorio *tight* de la Formación Tordillo y se encuentra en el área El Mangrullo. En la



EDVSA
Ingeniería y Construcción

INGENIERÍA CONSTRUCCIÓN SERVICIOS

Somos una empresa multidisciplinaria, con amplia experiencia en la ejecución de proyectos en la industria del petróleo, la energía y minería, con capacidad para desarrollar contratos en forma simultánea en todas nuestras especialidades y responder en línea con los más altos parámetros de calidad.

ISO 9001
ISO 14001
OHSAS 18001



NEUQUÉN | COMODORO RIVADAVIA | SAN JUAN | RIO GALLEGOS | LAS HERAS | RIO GRANDE

Características	M.a-1020
Profundidad (mbbp)	2.800
Espesor útil (m)	19
Porosidad promedio (%)	6,5
Permeabilidad promedio (mD)	0,16
Sw promedio (%)	55

Tabla 5. Principales características del reservorio de la Fm. Tordillo.

tabla 5 se indican algunos parámetros del reservorio que fueron tomados de datos de laboratorio petrofísico del pozo M.a-1020.

El pozo M.a-1020 está en producción desde 2012 y a junio de 2017 acumuló 108,94 MMm³ de gas (Figura 13).

Características del reservorio	
Profundidad promedio (mbbp)	3.000
Porosidad promedio (%)	13
Permeabilidad promedio (mD)	0,1
Sw promedio (%)	35

Tabla 6. Principales características del reservorio de la Fm. Sierras Blancas.

Formación Sierras Blancas

La Formación Sierras Blancas es una unidad equivalente a la Formación Tordillo en el sector del engolfamiento neuquino y constituye un reservorio *tight* de gas en el centro del área Loma La Lata-Sierra Barrosa. Se trata de una sucesión de areniscas casi exclusivamente eólicas cuyas características petrofísicas están controladas por la diagénesis.

Maretto y Zavala (2005) sugieren un modelo de *depletación* diferencial debido a la existencia de niveles de baja permeabilidad que actuarían como barreras tanto verticales como laterales dentro de un reservorio convencional y, a su vez, se comportan como reservorios *tight*.

Actualmente existen tres pozos en producción de gas del reservorio de baja permeabilidad de la Formación Sierras Blancas. En la tabla 6 se expresan algunos parámetros del reservorio tomados de la declaración de reservas correspondiente a 2016 presentadas por YPF. El máximo de producción se registró en diciembre de 2014 con 777 Mm³ y a junio de 2017 se acumularon 13,36 MMm³ de gas (Figura 14).

Formación Mulichinco

La Formación Mulichinco constituye uno de los reservorios *tight* de mayor extensión en el sector centro-oeste de la provincia del Neuquén y se caracteriza por presentar una secuencia clástica de origen fluvial a litoral

Características del reservorio	Aguada Pichana	Sierra Chata	El Mangrullo	Rincón del Mangrullo
Profundidad promedio (mbbp)	1.795	1.900	1.530	1.795
Porosidad promedio (%)	12	9	11	8,13
Permeabilidad promedio (mD)	0,1	Sin calcular	0,2	0,2
Sw promedio (%)	60	50	53	70

Tabla 7. Principales características del reservorio de la Formación Mulichinco.

donde la litología es dominada por areniscas de grano fino a medio.

Se calcularon parámetros petrofísicos de la Formación Mulichinco para las áreas Aguada Pichana y Sierra Chata (González y Chanes, 2017),

mientras que para El Mangrullo fueron considerados los valores declarados por la empresa operadora y para Rincón del Mangrullo se consideraron los valores publicados por Montagna *et al.*(2010) (Tabla 7).

Del Plata
ingeniería

Empresa de ingeniería y servicios con más de 40 años de experiencia en la industria de la energía, gas y petróleo.

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

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

SISTEMAS DE CONTROL
Turbomaquinas y Plantas Industriales
Provisión Llave en Mano
Reemplazo - Upgrade

MONITOREO EQUIPOS DE TORRE
Perforación - Workover - Pulling
Registro - Monitoreo - Perf. Automático
Registrador Electrónico - WITSML

Del Plata Ingeniería
+(54 223) 481 6969 - Argentina
info@dpisa.com.ar - www.dpisa.com.ar

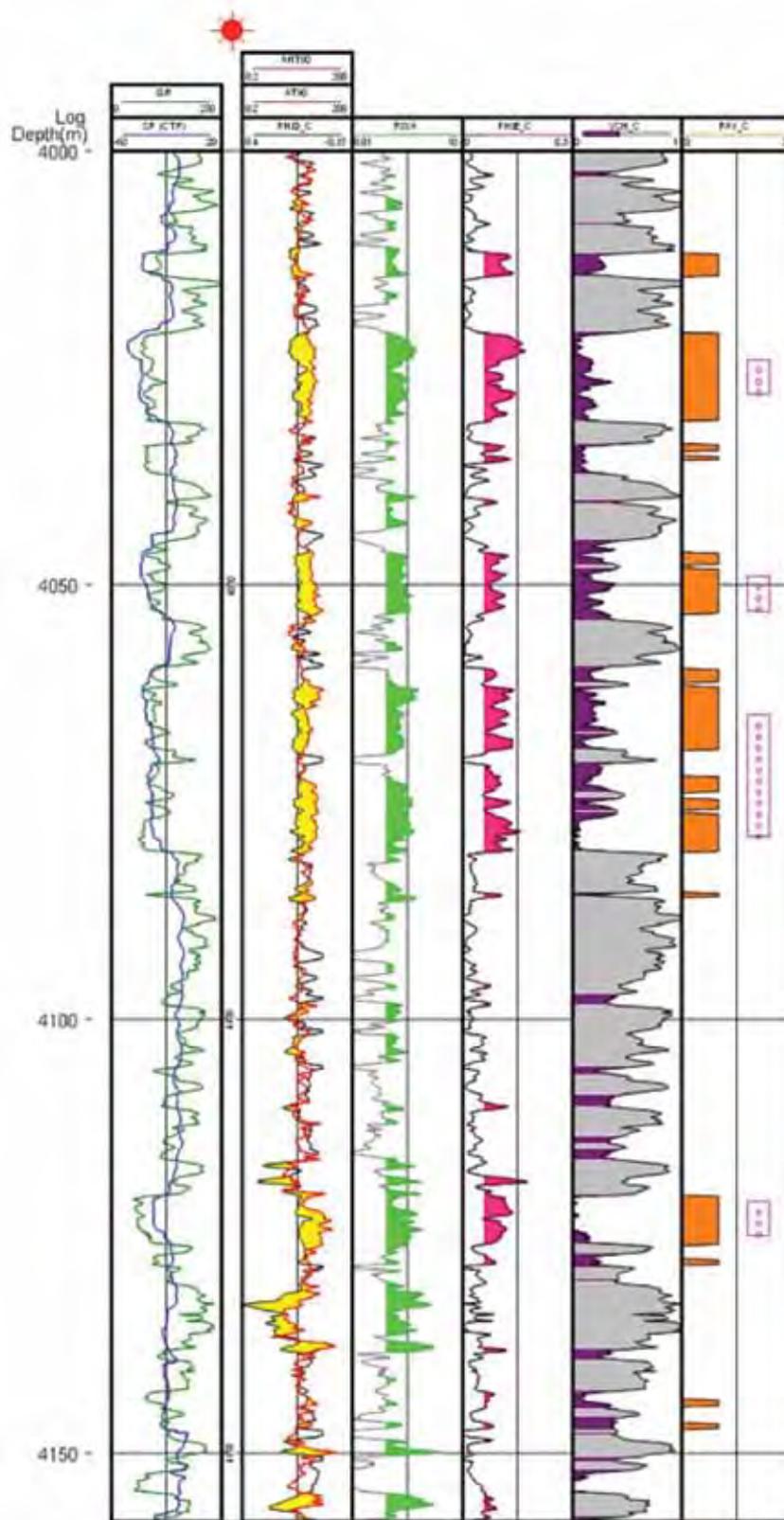


Figura 11. Pozo representativo de las áreas Lindero Atravesado y Río Neuquén. Registros de rayos gamma y SP (Pista 1), cruce densidad resistividad para porosidad (pista 2) y parámetros calculados resistividad aparente (R_{wa}), porosidad efectiva (PHIE), volumen de arcilla (Vsh) y espesor útil (net pay) más intervalos punzados, pistas 3, 4, 5 y 6, respectivamente. Tomado de González y Chanes (2016).

La Formación Mulichinco acumuló 475,72 MMm³ a junio de 2017 y el pico máximo de producción fue alcanzado en octubre de 2016 con 29.2271,71 Mm³ de gas (Figura 15).

Reservorios potenciales

Reservorio Potencial Grupo Precuyo

Se delimitaron zonas como potenciales reservorios *tight* del Grupo Pre-

cuyo en base al mapa de los centros precuyanos (Carbone *et al.* 2011) y a la información de pozos perforados que alcanzaron la profundidad del Grupo Precuyo y detectaron o ensayaron gas en niveles de pobres condiciones petrofísicas (Tabla 8 y Figura 16).

Pozo	Año	Antecedente
SJ.Nq.Zu.x-1 (Zurita)	1995	Surge gas por orificio de 43 mm
SJ.Nq.M.x-1 (Millaquea)	1998	Quema gas por orificio de 43 mm luego de fracturar

Tabla 8. Antecedentes de pozos que detectaron gas en el Gr. Precuyo.

Reservorio potencial Grupo Cuyo

El Grupo Cuyo como reservorio potencial en las áreas Puesto Touquet, Bajo Baguales y Aguada Baguales surge de su cercanía a algunos proyectos en marcha de gas en reservorios *tight* y de las secuencias de baja permeabilidad en intervalos comprendidos dentro del Grupo Cuyo identificadas por Gómez Omil *et al.* (2002). Además se han identificado manifestaciones de gas en niveles de baja permeabilidad del Grupo Cuyo en pozos perforados (Tabla 9 y Figura 17).

Reservorio potencial Formación Lajas

De acuerdo con el modelo propuesto por Raggio *et al.* (2014), la Formación Lajas como reservorio *tight* tiene una extensión aproximada de 12.500 km² y, dentro de la región delimitada como potencial existen algunos descubrimientos de gas que aún no han sido desarrollados (Tabla 10 y Figura 18).

Reservorio potencial Formación Tordillo

Para realizar la delimitación del reservorio potencial se combinaron los datos de pozo que registraron gas en niveles con propiedades petrofísicas desmejoradas, con las facies descritas por Zavala *et al.* (2008) y que fueron interpretadas como de baja porosidad (Tabla 11 y Figura 19).

De acuerdo con los antecedentes de pozos registrados y la información petrofísica de coronas y registros eléctricos de pozo, se realizó una caracterización petrofísica de los niveles de baja permeabilidad de la Formación Tordillo en el área Veta Escondida (Tabla 12).



SERVICIO INTEGRAL DE ABANDONO DE POZOS

Elaboración y ejecución de proyectos integrales, provisión de productos y servicios para el abandono definitivo de pozos de petróleo, gas y agua.



TACKER SRL. Todos los derechos reservados.
Las imágenes son ilustrativas para fines publicitarios
y son propiedad de TACKER SRL.

TACKER S.R.L. Registrada como empresa operadora de abandono de pozos.
Registro Provincial N°10, Subsecretaría de Hidrocarburos y Energía, Provincia del Neuquén.

OFICINA Y BASE CENTRAL ARGENTINA

Av. JULIO SALTO, CHACRA N° 2
CIPOLLETTI - RIO NEGRO - ARG.
TEL. +54 299 478 6310
ventas@tackertools.com

BASES DE OPERACIONES EN EL EXTERIOR

VENEZUELA
MÉXICO
COLOMBIA

BASES DE OPERACIONES EN ARGENTINA

RINCÓN DE LOS SAUCES
COMODORO RIVADAVIA
PICO TRUNCADO

OFICINAS COMERCIALES

EEUU
GUATEMALA
BRASIL

TACKER[®] solutions

www.tackertools.com

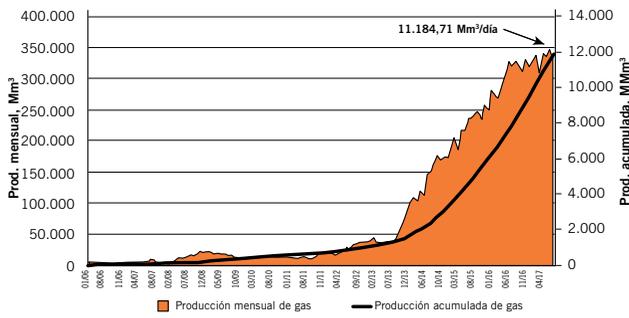


Figura 12. Producción acumulada y mensual de gas de la unidad Lajas-Punta Rosada.

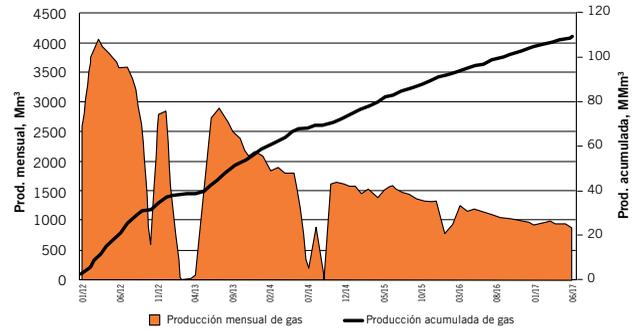


Figura 13. Producción mensual y acumulada de gas de la Fm. Tordillo.

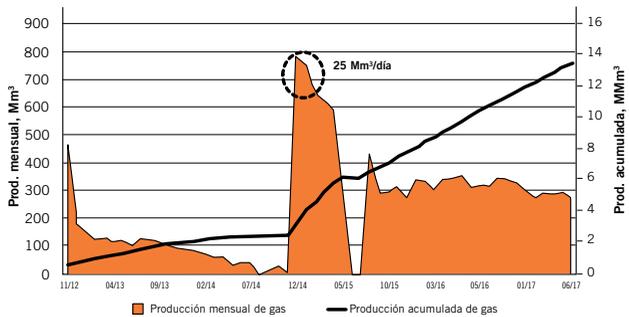


Figura 14. Producción mensual y acumulada de gas del reservorio de baja permeabilidad de la Formación Sierras Blancas.

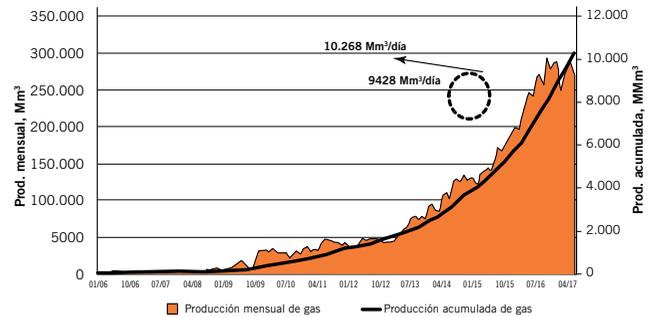


Figura 15. Producción mensual y acumulada de gas del reservorio *tight* de la Formación Mulichinco.

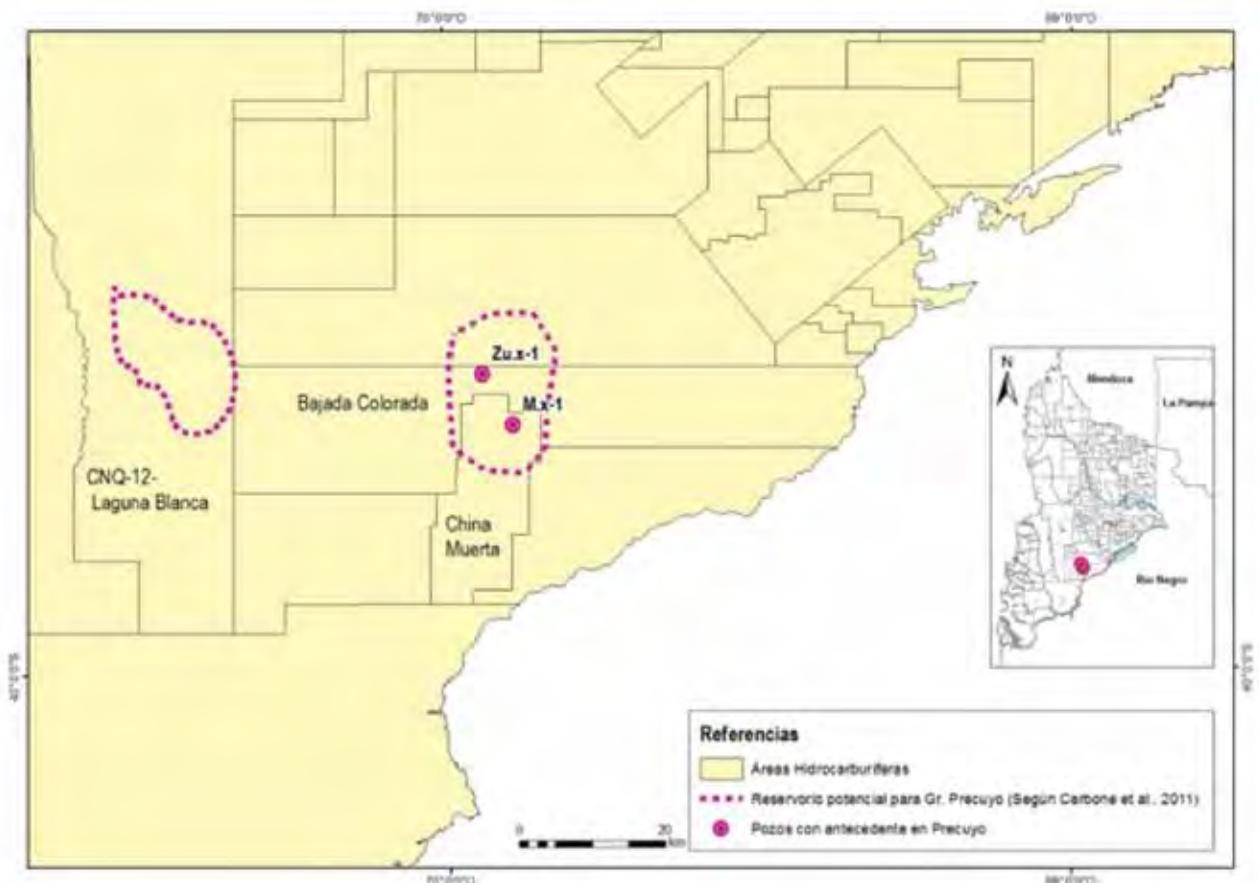


Figura 16. Ubicación de los pozos que detectaron gas en niveles de baja permeabilidad del Grupo Precuyo y delimitación del reservorio potencial.

Pozo	Año	Antecedente
PLU.Nq.ChB.x-1001 (Challacó Bajo)	2012	Ensayó 100 Mm ³ /día de gas y 20 m ³ /día de condensado por orificio de 8 mm luego de fracturar en niveles con porosidad menor a un 14% y permeabilidad entre 0,06 mD y 0,01 mD.
PLU.Nq.FCh.x-1 (Fosa de Challacó)	2012	Detectó gas en niveles con porosidad menor a un 8%. La cromatografía se observó hasta nC5.

Tabla 9. Antecedentes de pozos que detectaron gas en el Gr. Cuyo.

Pozo	Año	Antecedente
YPF.Nq.CP.x-2 (Corral de Piedra)	1980	Aumentó la detección continua de gas en una sección con permeabilidad menor a 1 mD de la Formación Lajas. En testigo corona se observaron leves manifestaciones de hidrocarburos gaseosos.
YPF.Nq.Ba.x-1 (Barditas)	1994	El ensayo a pozo abierto en niveles de la Formación Lajas constató muy baja permeabilidad y lenta recuperación. Los cinco intervalos evaluados a pozo entubado quedaron sin aporte de fluidos quemando gas leve.
YPF.Nq.CSn.x-1 (Chasquivil Sur)	1994	Produjo, luego de acidificar por orificio de 25, mm 8,568 m ³ /día de gas con una PDB del 8,75 kg/cm ² en niveles de baja permeabilidad de la Formación Lajas.

Tabla 10. Antecedentes de pozos que detectaron gas en el conjunto Lajas/Punta Rosada.



Figura 18. Ubicación de los pozos que detectaron gas en niveles de baja permeabilidad de la Formación Lajas y delimitación como reservorio *tight* propuesta por Raggio et al. (2014).

Reservorio potencial Formación Mulichinco

El reservorio potencial de baja permeabilidad de la Formación Mulichinco se extiende de acuerdo con las detecciones realizadas en dos pozos (Tabla 13 y Figura 20) y la delimitación se realizó considerando el límite por la presencia de la tabla de agua propuesta por Arismendi *et al.* (2016).

Bibliografía

<http://hidrocarburos.energianeuguayen.gov.ar/detalle.php?page=hidrocarburos&idsc=50&idc>



Pozo	Año	Antecedente
ESO.Nq.Ch.x-1 (Chihuahó)	1962	Detectó gas con valores de hasta 19.000 unidades en niveles de la Formación Tordillo con porosidad calculada entre un 6% y un 10%.
YPF.Nq.AP.x-1 (Aguada Pichana)	1970	La Formación Tordillo presentó niveles arenosos con regulares condiciones petrofísicas de roca reservorio (porosidad promedio de un 2,51% y permeabilidad menor a 1mD). Los ensayos produjeron un caudal de 10.000 m ³ /día de gas.
YPF.Nq.ChSN.x-2(1) (Chihuahó de la Sierra Negra)	1970	Ensayó 15.800 m ³ /día de gas por surgencia libre de niveles con pobres condiciones petrofísicas de la Formación Tordillo.
YPF.Nq.PAA.x-1 (Picada Agua Afuera)	1973	Detectó fuertes manifestaciones de gas combustible durante la perforación en niveles de baja permeabilidad de la Formación Tordillo.
YPF.Nq.SAM.x-1 (Sierra Auca Mahuída)	1980	Registró más de 2.000 unidades de gas con una cromatografía compuesta por cuatro gases en niveles con porosidades que oscilan entre un 4% y un 6% y permeabilidad menor a 1 mD de la Formación Tordillo.
YPF.Nq.VE.xp-24 (Veta Escondida)	1986	Ensayó 3.220 m ³ /día de gas de la Formación Tordillo por orificio de 6 mm.
Tr.Nq.BB.x-1 (Borde Blanco)	1991	La Formación Tordillo presenta pobres condiciones como roca reservorio de acuerdo con los análisis sobre testigos corona (porosidad de un 4% a un 8% y permeabilidad menor a 0,001 mD). Las relaciones cromatográficas dieron como resultado la presencia de gas seco.
TAU.Nq.AP.xp-1001 (Aguada Pichana)	2011	Alcanzó Formación Tordillo con el fin de realizar una evaluación petrofísica para determinar sus propiedades geomecánicas y contenido de fluidos y fue reconocida como reservorio <i>tight</i> de gas sin riesgo de fuente agua durante la producción.
YPF.Nq.CA.x-8 (Cerro Arena)	2014	Surge gas de la Formación Tordillo y quema al campo.
YPF.Nq.ChSN.x-4 (Chihuahó de la Sierra Negra)	1970	Obtuvo gas y condensado de la Formación Tordillo con un caudal de 15.300 m ³ /día y 4,4 m ³ /día, respectivamente. El análisis de testigos indicó porosidades entre un 11% y un 14 % y permeabilidad entre 1 mD y 2 mD.
YPF.Nq.VE.x-1 (Veta Escondida)	1971	Ensayó gas de una sección con características petrofísicas desfavorables de la Formación Tordillo (entre 2.382 y 2.412 mbbp).
YPF.Nq.AmCh.x-2 (AmocoChihuahó)	1972	Surgió un caudal no estabilizado de 86.366 m ³ /día de gas de la Formación Tordillo. La porosidad registrada fue de un 5% a un 9%.
YPF.Nq.PHa.x-1 (Paso Hacha)	1973	Comprobó la presencia de hidrocarburos en la Formación Tordillo en niveles que mostraron mediocres características petrofísicas, en general son de baja a muy baja permeabilidad.
YPF.Nq.PAA.x-1 (Picada Agua Afuera)	1973	Detectó fuertes manifestaciones de gas combustible durante la perforación en niveles de baja permeabilidad de la Formación Tordillo.
YPF.Nq.SAM.x-1 (Sierra Auca Mahuída)	1980	Registró más de 2.000 unidades de gas con una cromatografía compuesta por cuatro gases en niveles con porosidades que oscilan entre un 4 y un 6 % y permeabilidad menor a 1 mD de la Formación Tordillo.
YPF.Nq.VE.xp-24 (Veta Escondida)	1986	Ensayó 3.220 m ³ /día de gas de la Formación Tordillo por orificio de 6 mm.
Tr.Nq.BB.x-1 (Borde Blanco)	1991	La Formación Tordillo presenta pobres condiciones como roca reservorio de acuerdo a los análisis sobre testigos corona (porosidad: 4 a 8 % y permeabilidad menor a 0,001 mD). Las relaciones cromatográficas dieron como resultado la presencia de gas seco.
TAU.Nq.AP.xp-1001 (Aguada Pichana)	2011	Alcanzó Formación Tordillo con el fin de realizar una evaluación petrofísica para determinar sus propiedades geomecánicas y contenido de fluidos y fue reconocida como reservorio <i>tight</i> de gas sin riesgo de fuente agua durante la producción.
YPF.Nq.CA.x-8 (Cerro Arena)	2014	Surge gas de la Formación Tordillo y quema al campo.

Tabla 11. Antecedentes de pozos que detectaron gas en la Formación Tordillo.

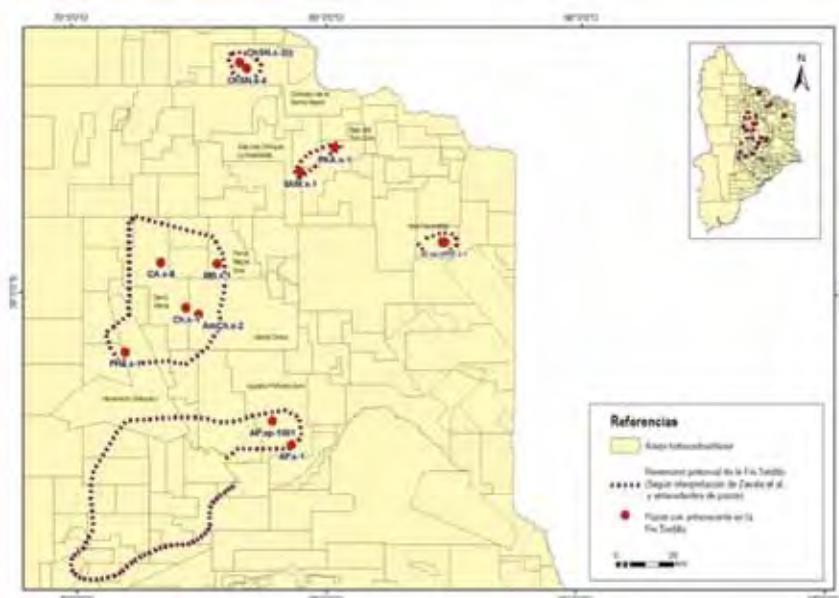


Figura 19. Pozos con antecedentes de gas en niveles de baja permeabilidad de la Fm. Tordillo y delimitación del reservorio potencial.

Características	Reservorio Fm. Tordillo
Profundidad promedio (mbbp)	2.800
Porosidad promedio (%)	12,6
Permeabilidad (mD)	0,001-0,1
Saturación de agua (%)	39
Espesor útil promedio (m)	17

Tabla 12. Principales características del reservorio de la Formación Tordillo en el área Veta Escondida.

Pozo	Año	Antecedente
PSF.Nq.SChO.x-1 (Sierra Chata Oeste)	1996	Registró un reservorio poroso, con pobres condiciones de permeabilidad, Sw entre un 9% y un 28% y saturado de gas en las secciones basal e inferior de la Formación Mulichinco.
PSF.Nq.PNE.x-1 (Parva Negra Este)	2001	Surge 36.438 m ³ /día de gas de una sección con pobres condiciones petrofísicas de la Formación Mulichinco.

Tabla 13. Antecedentes de pozos que detectaron gas en la Formación Mulichinco.

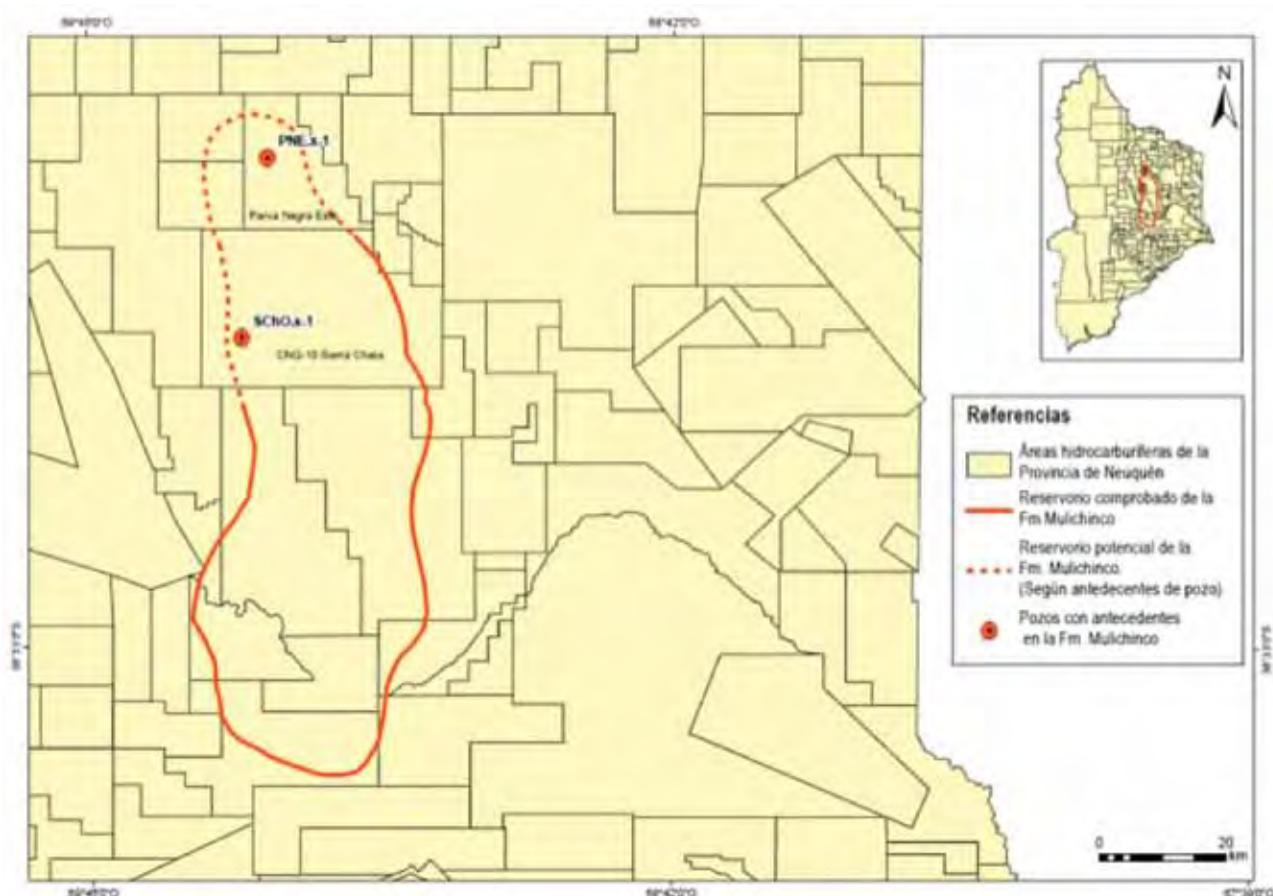


Figura 20. Pozos con antecedentes en la Formación Mulichinco y delimitación del reservorio potencial.



Petroconsult

- :: **MANAGEMENT DE PROYECTOS**
- :: **ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD**
- :: **EVALUACIONES TECNICO - ECONOMICAS**
- :: **ASISTENCIAS EN NUEVAS OPORTUNIDADES DE NEGOCIOS**

BUENOS AIRES
Tucumán 540 - Piso 12 - C1049AAL
Tel.: (5411) 4394-1783

HOUSTON
4801 Woodway, Suite 100W, TX 77056
Phone: 281-914-4738

www.petroconsult-co.com - info@petroconsult-co.com

¿Es el fin de la generación térmica convencional basada en gas, fueloil y gasoil?

Por *Vicente Sierra Marchese*

Con 9.4 GW de potencia renovable en el Plan Renovar 2.0, el autor de este artículo se pregunta si ha llegado el final de los hidrocarburos o si hay que analizar una serie de aspectos antes de prescindir del gas natural.



El 19 de octubre último, en el marco de la Ronda 2 del Plan Renovar, se recibió un 786% más de ofertas que la disponible de 1200 MW licitados.

La suma de esta oferta rondaría los 10.000 millones de dólares de inversión; los proyectos presentados están ubicados en casi todo el país. En muchas provincias se han propuesto inversiones.

Solo en energía fotovoltaica, la oferta alcanza los 5300 MW por sobre lo que CAMMESA había consignado como factible de inyectarse sin hacer mayores obras en el sistema de transporte 450 MW.

En el caso de los eólicos se alcanzan los 3800 MW concentrados en la región patagónica y en la provincia de Buenos Aires.

Todos estos proyectos se suman a los de la Ronda 1 y la 1.5, en las que se terminaron adjudicando 59 proyectos por una potencia de 2423 MW.

Si todos los proyectos se cristalizaran, estaríamos en presencia de un desplazamiento de hidrocarburos equivalente a 32.600 GWh; 8.500.000 Dm³/año equivalente de gas natural; 23.000.000 de m³/día.

Con estas cuentas rápidas se podría decir que el tema, en invierno, para la demanda residencial, estaría solucionado. Sin embargo, en el caso de la generación solar la menor radiación se da en el invierno y es justo cuando se la necesita para liberar al gas natural de la generación para la calefacción.

Además de lo señalado, se debe tener en cuenta que en la zona donde se liberan volúmenes de consumo de gas natural por la generación solar, es la contracara geográfica de donde se produce el gas natural de las cuencas sedimentarias. Esto significa que se necesitaría una estructura de transporte que aporte en forma inversa cuando la generación solar no esté disponible.

Además, los estudios eléctricos deben demostrar la viabilidad técnica de cada proyecto respecto a los requerimientos técnicos impuestos por CAMMESA en sus procedimientos, para poder acceder a la capacidad de transporte eléctrico.

Si se analizan los datos de CAMMESA sobre el comportamiento del parque eólico y solar, se comprueba la existencia de una cierta estacionalidad. Este criterio podemos utilizar-

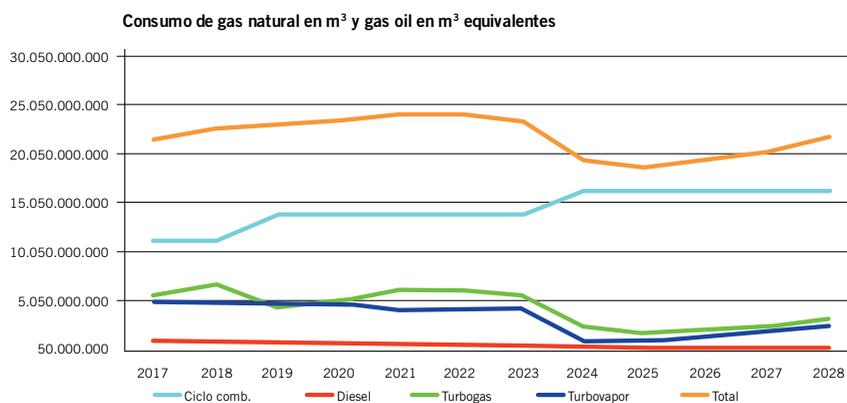


Figura 1. Fuente CAMMESA - Informe anual.

lo para evaluar el comportamiento o simularlo con los 11.864 MW ofertados, y se da por supuesto que se construyen todas las líneas de transporte.

En la figura 1 se efectúa una extrapolación de la energía eólica y solar con la incorporación en el quinquenio de los 11.463 MW asimilando el factor de uso a los parques existentes y en construcción, que es de un 48% para la generación eólica y de un 28% para la generación solar (datos del Plan Renovar 1).

Asimismo, se considera que se construyen las centrales hidroeléctricas Cándor Cliff-La Barrancosa 900 MW, Garabí 500 MW para la Argentina y Los Blancos 324 MW.

Por último, se considera la construcción de la cuarta central Nuclear de 800 MW.

Si hacemos números, podemos decir que en el año horizonte de 2028 estaremos consumiendo la misma can-

tidad de m³ de gas natural para generación que ahora, por lo que seguiremos siendo dependientes del gas natural.

En la figura 2 se observa el consumo hipotético de gas natural.

Es ampliamente aceptado que se necesita de flexibilidad en los sistemas actuales de energía, pero en el futuro será cada vez más necesario, debido al crecimiento de generación de energía renovable.

Sin embargo, el mercado en la actualidad no premia la tecnología de rampa rápida. Si bien las reglas del mercado se pueden mejorar, hoy en día, para tener generación flexible, es necesario tener las máquinas, tanto turbinas de gas como Ciclo Combinado al mínimo técnico, para que estén preparadas para compensar la intermitencia de los renovables, con la consecuente pérdida de rendimiento y el gasto de combustible innecesario.

La mentalidad que prevalece es

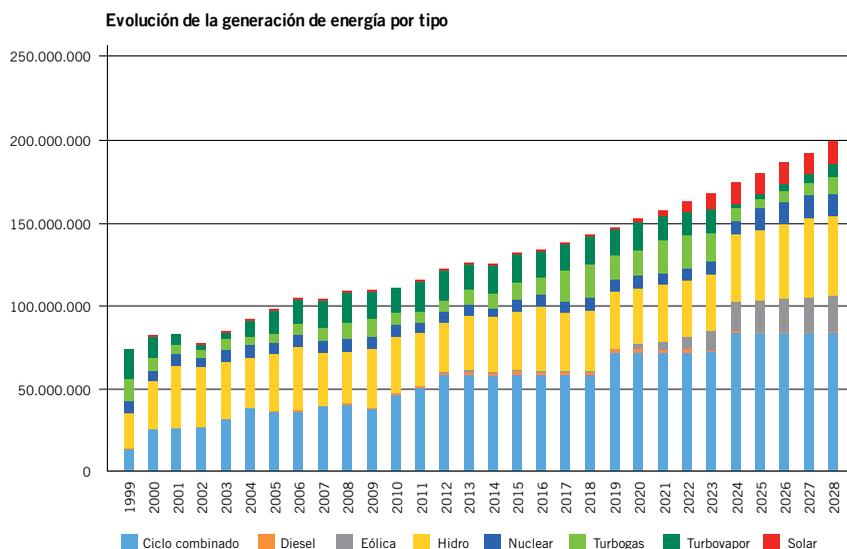


Figura 2. Fuente CAMMESA - Informe anual.

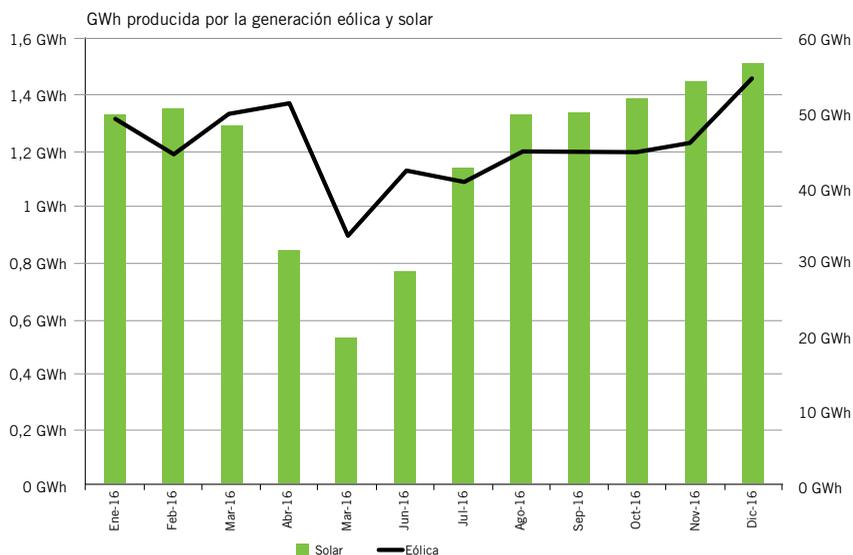


Figura 3. Fuente CAMMESA - Informe anual.

que, en el ámbito de la generación, la energía flexible es necesaria siempre que haya una gran cantidad de recursos renovables en el mercado, y de la mano de la tecnología actual de turbinas de gas y Ciclo Combinado por la percepción de que los moto-generadores devienen en más ineficientes (50% *versus* 54%), aunque, si se los compara con el estatus del mínimo técnico, la situación es precisamente al revés.

La mayor cantidad de generación renovable incidirá en la volatilidad de los precios de energía ante la intermitencia de estos. En otras palabras: si las reglas del mercado recompensan la flexibilidad, cada MW de generaciones renovables podría abaratar la generación de flexible que arranca desde cero a plena carga en menos de cinco minutos.

Todos los mercados que son des-

pachados centralmente con fuerte influencia de los renovables requieren de precios para la electricidad cada cinco minutos. Sin embargo, en la Argentina, el precio pagado por generación se basa en períodos de una hora.

Consideremos que la cantidad ofertada se encuentra casi cerca de la meta del 20% de la energía, teniendo en cuenta toda la potencia ofertada en el Plan Renovar 2, si se cristalizara en los próximos años. La baja del precio decreciente de las energías renovables potenciará aún más el desarrollo de estas tecnologías amigables por lo que la generación flexible deberá tener mayor incidencia y mantener generación en mínimo técnico revestirá en mayores costos promedios.

Es cierto que los grandes usuarios buscarán, en general, no lidiar con las volatilidades de los precios del merca-

do. Las energías renovables aumentan la volatilidad de dos maneras: en primer lugar, cuando el viento sopla o el sol está brillando, cae el precio marginal del mercado para la energía en especial en las horas pico; en segundo lugar, cuando las energías renovables no son proporcionadas, la capacidad térmica de respaldo surge como necesidad la generación a gas de forma rápida para equilibrar la carga de energía en el sistema. El primer elemento disminuye el precio, y el segundo aumenta el precio y máxime si la respuesta rápida es efectuada con unidades móviles con gasoil.

El costo de capital mayor de una solución de provisión de energía flexible es compensado por la mayor utilización de dichos activos *versus* otros que deben estar en espera para operar.

En definitiva, si bien todas las energías suman y es deseable la mayor cantidad de oferta de las mismas, también es cierto que el futuro del entorno de mercado y sus conclusiones son cada vez más favorables a los activos que hacen uso de gas flexible.

En efecto, al menos en mercados maduros, surge la necesidad de que como mínimo, 1400 veces por año el consumo requiere de rampas de subir y bajar constantemente, con el fin de equilibrar el sistema. Si a este panorama se le agrega una buena performance de la generación distribuida, el tema de la volatilidad tendería a incrementarse y la generación flexible, a adquirir mayor protagonismo cerca de las variaciones de carga, por lo que en definitiva consumiría la misma cantidad de gas natural para generación que en la actualidad. ■

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

- Upstream
- Comercialización
- Búsqueda Laboral
- Midstream
- General
- Energía
- Downstream
- Comisión de Tecnología

www.foroiapg.org.ar

EMPUJE

NUESTRO
MEJOR
CAPITAL



MILICIC

OBRAS DE INFRAESTRUCTURA
OBRAS CIVILES INDUSTRIALES

GRANDES MÓVIMIENTOS DE SUELOS
DUCTOS Y MONTAJES MECÁNICOS

Av. Pte. Perón 8110, Rosario - SF
Tel. 0341 4095600

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

Almuerzo

Día del Petróleo y del Gas

Se celebró el Almuerzo del **Día del Petróleo y del Gas**

Como cada 13 de diciembre, el IAPG fue anfitrión del tradicional almuerzo que reunió a los protagonistas de la industria de los hidrocarburos para celebrar el Día del Petróleo y del Gas, en un nuevo aniversario de su descubrimiento en el país, en esta ocasión, el 110°.

Con más de 1200 asistentes, el encuentro contó con la presencia de CEOs de las principales empresas, funcionarios nacionales y provinciales, legisladores nacionales, miembros del cuerpo diplomático, directivos y representantes de instituciones y empresas del sector.

Entre ellos, el gobernador de la provincia de Río Negro, Alberto Weretilneck, y el Ministro de Energía y Minería de la Nación, Juan José Aranguren.

“Como vemos este fin de año nos encuentra con mucho por encarar a futuro, y como siempre estoy convencido de que nuestra industria encontrará los caminos –dijo



Ernesto López Anadón, presidente del IAPG, en su discurso en representación de toda la industria– para desarrollar su actividad de manera eficiente y sustentable en el tiempo”. Y concluyó: “Esperemos que entre todos encontremos el camino adecuado que nos lleve a convertir esta oportunidad en riqueza para el país”.



Por su parte, el ministro Aranguren felicitó los 60 años que cumplió el IAPG en 2017, y realizó anuncios para la industria, entre ellos apuntar al *offshore* y a los depósitos de almacenamiento.

El clásico almuerzo tuvo lugar en el Salón Libertador del Sheraton Hotel de Retiro, en la Ciudad de Buenos Ai-





res, y como es costumbre fue organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), junto con la Asociación de Distribuidores de Gas de la República Argentina (Adigas), la Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado (Cegla), la Cámara de Empresas de Operaciones Petroleras Especiales (Ceope), la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH), la Cámara de la Industria del Petróleo (CIP), el Club del Petróleo de Buenos Aires y la SPE internacional. ■





**PROTEGEMOS Y RECUPERAMOS SUS CAÑERÍAS,
PARA HACER EFICIENTE SU OPERACIÓN
MINIMIZANDO SUS COSTOS OPERATIVOS.**

ZOXI®

Protective Coating

AOG 2017 | 2G-39

Neuquén
Tel.: +54 299 445-7000
Neuquén: Lote 2 Mza "N" - PIN Este

Chubut
Tel.: +54 0297 406-0004
Comodoro Rivadavia: Calle 815 - Acceso Sur

Mendoza
Tel.: +54 299 15 461-7062
Luján de Cuyo

info@zoxisa.com.ar
www.zoxisa.com.ar

Cifras acumuladas a septiembre **2017**

versus el
mismo período
de **2016**

La **producción de petróleo** total país para los nueve meses del año fue de 20,7 millones de m³, es decir 75.748 m³/día, un 7,2% menos que el mismo período del año anterior que fue de 81.602 m³/día.

Mientras que la **producción no convencional de petróleo** creció un 33,3% en estos primeros nueve meses del año, alcanzando los 6.827 m³/día, contra los 5.122 m³/día correspondiente al mismo período del año anterior.



Con esta síntesis, iniciamos la publicación del resumen trimestral de la industria, con datos que las empresas otorgan al Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

rando los 24,7 millones de m³/día registrados en el mismo período de 2016.

La perforación bajó un 11,3%, pasamos de 752 pozos terminados en el período enero a septiembre de este año, contra los 848 pozos perforados en el mismo período del año anterior.

La elaboración de petróleo cayó casi un 2% en el mismo período del año en curso, donde se elaboró 21,9 millones de m³, respecto a los 22,3 millones elaborados en el mismo período del año pasado.

Las ventas de motonaftas (común + súper + ultra) en el período 2017 fue de 6,8 millones de m³, un 6,7% de incremento respecto al mismo período del año anterior que fue de 6,4 millones de m³, mientras que **la venta de gas oil** registró un 3% de aumento con 9,6 millones de m³ vendidos al mercado. Por último la **venta de GNC** registró una caída del 9%; se vendieron 1,9 miles de millones de m³ contra 2,1 miles de millones de m³ consumidos en el mismo período de 2016.

Las **importaciones de gas natural** se mantuvieron en el mismo orden, con 9,2 miles de millones de m³ importados durante estos nueve meses de 2017, muy similar a lo importado en enero/septiembre del año anterior.

Bajó la **exportación de petróleo** un 54%; de 735 miles de m³ exportados durante el período enero/septiembre 2017, contra los 1.600 miles de m³ exportados durante el mismo período del año pasado; mientras que las **importaciones de petróleo** subieron un 17% en igual período, 790 miles de m³, contra los 672 miles de m³ importados el año pasado. ■

La **producción de gas natural** total país del período enero/septiembre de 2017 alcanzó los 33,4 miles de millones de m³, es decir 122,3 millones de m³/día, un 0,6% inferior a lo que se produjo en el mismo período del año anterior que fue de 123,1 millones de m³/día.

Se incrementó la **producción no convencional de gas** en este período un 26,5%, alcanzando los 8,5 miles de millones de m³, es decir 31,3 millones de m³/día supe-



**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



Congresos y Jornadas

2017 trae nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.

Los que se fueron

La OTC Brasil reunió a profesionales de la región

En octubre último, la OTC Brasil reunió en Río de Janeiro a profesionales y estudiantes del sector de petróleo y gas de la industria. El potencial energético, los cambios del marco legislativo, las asociaciones y las nuevas tecnologías fueron algunos de los temas más destacados de la cuarta edición de este evento.

Organizado por la Conferencia de Tecnología Offshore (OTC) y el Instituto Brasileño de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (IBP), el evento convocó a más de 8.500



profesionales que representan a las compañías operadoras, de servicio y cadena de valor. Fue palpable el optimismo que los ejecutivos y profesionales del petróleo y el gas de todo el mundo tienen para el rebote de la industria.

Los principales ejecutivos de las empresas y las autoridades de aplicación asistieron a las conferencias realizadas en el centro de convenciones Riocentro, entre ellos Solange Guedes, directora ejecutiva de E & P de Petrobras; Wael Sawan, vicepresidente ejecutivo de Royal Dutch Shell Deepwater; Bernard Looney, director ejecutivo de BP Upstream; Michael Hourcard, CEO de Total E & P Americas; Anders Opedal, vicepresidente ejecutivo de Statoil y presidente de Statoil Brasil; y Thore Kristianssen, Galp E & P COO. Se les unió Fernando Coelho Filho, Minis-

tro de Minas y Energía de Brasil, quien hizo hincapié en los esfuerzos para que Brasil vuelva al camino del éxito. “Todavía hay muchas cosas por hacer, y tener eventos de la industria como OTC Brasil muestra que estamos en el camino correcto”, dijo. El optimismo para el Pre-salt también se destacó durante OTC Brasil. Según Joelson Mendes, Director Ejecutivo de Petrobras, “los depósitos de pre-salt superaron las expectativas”.

El evento fue una oportunidad para que los altos ejecutivos de las compañías de petróleo y gas más grandes del mundo establecieran redes y avanzaran en el desarrollo de nuevos negocios y asociaciones estratégicas. La exposición internacional contó con más de 120 expositores provenientes de 20 países.

Los que vendrán

Washington será sede de la WGC2018

El evento mundial de gas más importante del mundo, la 27ª Conferencia Mundial del Gas (WGC 2018), llegará a Washington DC del 25 al 29 de junio de 2018.

Bajo el lema “Alimentando el Futuro”, el evento marca la primera vez en los 86 años de historia de WGC que se llevará a cabo en un país considerado uno de los mayores productores de gas del mundo.

El WGC 2018, patrocinado por la Unión Internacional del Gas (IGU) y la Asociación Americana del Gas (AGA), recibe el apoyo de la inmensa mayoría de la industria y como es habitual, una participación excepcional, con más de 40 líderes mundiales de la industria energética ya confirmados como oradores principales. La convocatoria de resúmenes para completar el resto del programa está abierta, y se espera que el evento atraiga a más de 12.000 representantes de toda la cadena de valor del gas natural, la más definitiva industria global de gas, que reúne líderes influyentes, responsables de políticas, responsables de compras, proveedores y expertos.

En esta edición, el evento buscará reafirmar el papel central del gas natural como una fuente crucial para la energía limpia, abundante, económica y sostenible. Se esperan más de 1000 especialistas del sector de todo el mundo y 500 ponentes de alto nivel en foros donde presentarán sus puntos de vista sobre los temas y las oportunidades actuales y estratégicas de la industria.

“Hay una necesidad crítica de que los participantes en la industria y los responsables de la formulación de políticas colaboren para que el papel del gas natural en la combinación energética mundial avance. Como la voz global del gas, la IGU busca mejorar la calidad de vida mediante el avance del gas como contribuyente clave para un futuro energético sostenible”, comentó Jay Copan, Director Ejecutivo de WGC 2018.

WGC 2018 se celebrará conjuntamente con el centenario de la fundación de AGA. Se esperan 12.000 asistentes, 500 oradores y 350 compañías expositoras de 100 países.

El llamado a presentar trabajos está abierto hasta el 1 de septiembre. Más información: www.wgc2018.com y www.aga.org



5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

Del 27 al 30 de agosto de 2018, el Instituto Argentino del petróleo y del Gas realizará el 5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, en la ciudad de Mendoza.

Bajo el lema "Creatividad e innovación: conductores para una industria de refinación sustentable", el evento buscará ser un foro donde se aporten e intercambien ideas, experiencias y conocimientos profesionales de la industria de la Refinación, a través de trabajos técnicos, conferencias magistrales y mesas redondas de especialistas.

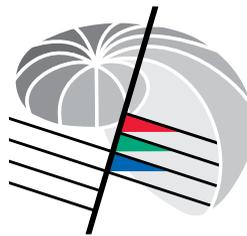
También se expondrán las tecnologías de vanguardia que se utilizan hoy en todo el mundo y que podrían ser aplicables a la región. La intención es enfrentar los nuevos retos generados a partir de los requerimientos de combustibles cada vez más amigables con el ambiente, y de la necesidad cada vez mayor de ser eficientes y sustentables energéticamente.



Entre los temas que se tratarán figuran: perspectivas de calidad de crudos y desafíos para el parque refinador, excelencia de las operaciones, gestión del conocimiento y capacitación profesional, desafíos en la ejecución de proyectos, excelencia en las operaciones de logística.

El 5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación se llevará a cabo en el Hotel Sheraton de Mendoza. Más información: www.iapg.org.ar.

CONEXPLO



10° CONGRESO DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS
Energía y Sociedad, aliados inseparables

Del 5 al 9 de noviembre de 2018 el IAPG realizará el 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG que se realizará en el Hotel Intercontinental de Mendoza.

Se trata del evento técnico sobre exploración en la industria del petróleo y del gas más importante de la región, según lo demuestran las cifras de los últimos años; el prestigio de sus organizadores y expositores es de reconocimiento mundial.

Bajo el lema "Energía y sociedad: aliados inseparables", el Congreso se caracteriza por sesiones técnicas generales, sesión de posters y simposios. Entre estos últimos figuran: simposio de Geofísica, de Evaluación de Formaciones, de Reservorios No convencionales y de Desarrollo. También se agregan las mesas redondas, las charlas especiales, las jornadas de Geotecnología, los cursos, los viajes de campo y la exposición comercial. Además, este año, por primera vez, se incluirá una mesa redonda sobre energías renovables.

Estas temáticas cubren todas las disciplinas de Exploración y Desarrollo. Por ese motivo, se presentan cientos de trabajos técnicos, la concurrencia es masiva y todas las compañías nacionales e internacionales quieren estar presentes, tanto las compañías del rubro específico como las compañías servicios generales.

Además de los geocientistas (geólogos, geofísicos, petrofísicos, ingenieros, técnicos, académicos, especialistas, etc.) se contará con la participación de los estudiantes de las carreras afines por medio de presentaciones técnicas, charlas y concursos. Se llama a presentar trabajos sobre tecnologías, calidad de datos, métodos, flujos de trabajo y casos de éxito.

Más información: www.iapg.org.ar

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

- Upstream
- Midstream
- Downstream
- Comercialización
- General
- Comisión de Tecnología
- Búsqueda Laboral
- Energía

www.foroiapg.org.ar

ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

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



facebook.com/IAPGinfo
facebook.com/IAPGEduca



@IAPG_info
@IAPGEduca



youtube.com/IAPGinfo



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Pampa vendió activos para concentrarse en áreas estratégicas

Con el objetivo de concentrar los esfuerzos y los recursos en las áreas y los negocios donde tiene su mayor potencial, Pampa Energía firmó con Trafigura Argentina un acuerdo de venta de su negocio de refinación y distribución de combustibles.

La operación fue suscripta por un monto de 90 millones de dólares e incluye toda la red de estaciones de servicio, la refinería de Bahía Blanca, la planta de lubricantes en Avellaneda y la terminal de Caleta Paula.



Luego de haber evaluado diversas opciones, Pampa tomó esta decisión basada en la convicción de que el negocio de refinación y distribución de combustible requiere de una mayor escala para lograr sustentabilidad y que Trafigura, uno de los mayores comercializadores de commodities y operador de más de 3000 estaciones de servicio en el mundo a través de su inversión industrial Puma Energy, cuenta con el foco y la escala adecuada para potenciar este negocio.

El cierre de la transacción está sujeto a ciertas condiciones precedentes estándar que se deben cumplir en un plazo aproximado de tres meses. Trafigura absorberá el ciento por ciento de la nómina de empleados, respetando las condiciones salariales, la antigüedad y los beneficios. El cambio de empleador no representará ningún cambio en las condiciones laborales ni en los acuerdos colectivos, los cuales se mantendrán vigentes y conservarán sus respectivos plazos y condiciones.

Pampa, por su lado, reitera que seguirá adelante con su ambicioso plan de inversiones y focalizará todos sus esfuerzos en los negocios centrales de la compañía.

Gas Natural Fenosa llevará gas por redes a barrios de Moreno

Con el tendido de los primeros 15.600 m de cañería, Gas Natural Fenosa comenzó las obras para llevar el gas natural por redes a El Molino, Illia, Aguaribay y El Quijote de Moreno. La obra, que abarca la construcción de 59.000 m de red de media presión y permitirá conectar a la red de gas a más de 1800 viviendas, demandará una inversión de \$46,3 millones y se proyecta su finalización para marzo.

“Con estas obras posibilitamos que más vecinos de Moreno accedan al gas natural por redes, permitiendo mejorar significativamente su calidad de vida”, sostuvo José García Sanleandro, Gerente General de Gas Natural Fenosa.

Estas obras se encuentran en el marco del plan de inversiones presentado por la empresa para el quinquenio 2017-2021, en el cual invertirá \$6500 millones destinados a obras de infraestructura para expansión, al mantenimiento del sistema de distribución; a la confiabilidad del sistema de distribución; a la mejora del servicio aplicando nuevas tecnologías, y en especial, a la expansión del sistema de distribución mediante la ejecución de nuevas redes de distribución.



Desde 1992 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 1.588.455 clientes residenciales, 39.964 comerciales y 8.175 industriales, 398 estaciones de GNC y 4 subdistribuidoras. La extensión de las redes de gas natural asciende a 25.700 km.

Acuerdo entre el IGU y ARPEL por Innov@arpel

La Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) y la International Gas Union (IGU) firmaron en la Torre YPF de Puerto Madero un nuevo acuerdo con el fin de expandir el alcance de Innov@arpel, la plataforma virtual de innovación y tecnología de ARPEL, lanzada recientemente, que nace con el objetivo de promover la interacción entre los proveedores de soluciones tecnológicas y las empresas operadoras del sector energético, en particular de petróleo y gas.

El acuerdo fue firmado por el Presidente del Directorio de ARPEL y Auditor de Reservas de YPF, Carlos Colo, el Secretario General de IGU, Luis Bertrán, y el Secretario Ejecutivo de ARPEL, Jorge Ciacciarelli.

En esta oportunidad, IGU y ARPEL, socios institucionales desde abril de 2017, acordaron aunar esfuerzos con el objetivo de fomentar el uso de la nueva herramienta entre los miembros de este importante organismo internacional, a través de la publicación de trabajos técnicos de relevancia y noticias del sector, establecer lazos en proyectos de interés, y conocer los nuevos desafíos del gas en la región, entre otras acciones.

A través de distintas funcionalidades, Innov@arpel ofrece la posibilidad de intercambiar experiencias y conocimiento, así como obtener referencias de tecnologías ya implementadas por otros usuarios. Del mismo modo, permite contactar a otros miembros que estén desarrollando nuevas soluciones, o bien realizar proyectos de innovación en conjunto con otros actores del sector. También reúne información sobre las últimas tendencias del sector y brinda acceso a trabajos técnicos de calidad. IGU es el organismo internacional referente para la industria del gas, su membresía abarca el 97% de

la cadena de valor en el nivel global y su misión es promover el progreso económico, técnico y político de la industria, abogando integralmente por el gas natural como clave del mix energético sostenible. Por su parte, ARPEL es una asociación sin fines de lucro que nuclea a empresas e instituciones del sector petróleo, gas y biocombustibles en América Latina y el Caribe. Fue fundada en 1965 como un vehículo de cooperación y asistencia recíproca entre empresas del sector. Actualmente sus socios representan más del 90% de las actividades del *upstream* y *downstream* en América Latina y el Caribe e incluyen a empresas operadoras nacionales e internacionales, proveedoras de tecnología, bienes y servicios para la cadena de valor, y a instituciones nacionales e internacionales del sector.

Más información: <https://www.youtube.com/watch?v=HIMWbQORe2Y>

Wärtsilä garantiza eficiencia de la planta El Morro en Colombia



El grupo tecnológico Wärtsilä garantizará la eficiencia y la fiabilidad de Termo Mechero Morro S.A.S. La planta de energía de E.S.P. cerca de Yopal en Colombia. El acuerdo de operación y mantenimiento (O & M) de siete años incluye garantías de rendimiento y optimiza las operaciones comerciales de la planta de El Morro a gas.

El acuerdo de O & M amplía un contrato de construcción anterior de Wärtsilä (EPC) e incluye garantías de rendimiento para la planta de El Morro a gas, que comenzará a producir en diciembre de 2017. Wärtsilä proporcionará servicios completos de operación y mantenimiento, incluyendo personal y repuestos.



El rendimiento garantizado de los activos significa que Wärtsilä garantiza la eficiencia, la fiabilidad y la disponibilidad de la planta de energía mientras el cliente vende la energía producida en el mercado local de electricidad. Las soluciones digitales avanzadas de Wärtsilä se aplicarán en la planta de El Morro para garantizar operaciones óptimas: el equipo de la planta será monitoreado a distancia y sus necesidades de mantenimiento se optimizarán en función de la condición real.

El Morro será una planta de energía de carga base equipada con seis motores de gas Wärtsilä 34SG para una capacidad instalada de 55 MW. Para operar y mantener la instalación, Termo Mechero Morro S.A.S. E.S.P requirió un socio con amplia experiencia en la operación de plantas a gas, así como la capacidad de garantizar la alta eficiencia y la confiabilidad de las operaciones. Wärtsilä fue elegida como el proveedor de servicios debido a la experiencia en gas de la compañía y su paquete O & M completo y competitivo, que proporciona garantías de rendimiento y mejora la predictibilidad operativa.

“Los productos eficientes y confiables de Wärtsilä y su competitiva solución O & M satisfacen nuestros requisitos de excelente disponibilidad y predictibilidad de costos de ciclo de vida. Este acuerdo representa el esfuerzo conjunto de nuestras dos compañías para co-crear una solución integral de generación de energía que responda a las necesidades del mercado energético colombiano”, dice Carlos Caycedo, Gerente General de Termo Mechero Morro SAS E.S.P. Termo Mechero Morro S.A.S. E.S.P. se enfoca en el desarrollo de proyectos de generación de energía en el mercado colombiano.

Eaton e ISECOM brindarán capacitaciones a revendedores

Eaton Argentina, empresa especializada en administración de energía, junto a ISECOM, distribuidor mayorista de valor agregado y volumen, están brindando capacitaciones a *resellers* en diferentes puntos del país.

Ya se dictaron capacitaciones en Buenos Aires, sobre Placas de Red UPS (modelos y configuración), implementación y uso del software IPM de Eaton. También se montó un laboratorio de 4 UPS en funcionamiento con sus respectivas placas, interconectado a través de *switches* para generar una LAN. A los asistentes se les pidió que traigan sus notebooks para conectarse, con-



figurar y probar parámetros de las placas y sus alcances en el funcionamiento de las UPS.

Los canales invitados se seleccionaron previamente haciendo foco en el sector técnico de las empresas, quienes son los que muchas veces solicitan los modelos de UPS a cotizar.

Debido a la excelente repercusión obtenida, se coordinó la misma temática para los demás puntos de venta de ISECOM.

Las clases se dictaron sobre la declaración de proyectos, los registro de oportunidades, y las cotizaciones de equipos trifásicos. Además, se realizarán capacitaciones sobre equipamiento (93E – 93PR – 93PS) con sus respectivas características y hacia el segmento de mercado está orientado cada uno.

Jornada de la UCA sobre Energías Renovables en la Argentina: proyectos y financiamiento



La Escuela de Negocios de la Facultad de Ciencias Económicas de la UCA realizó recientemente una jornada sobre Energías Renovables en la Argentina: proyectos y financiamiento, de la que participaron el Secretario Nacional de Energía Eléctrica, Alejandro Sruoga; el Subsecretario Nacional de Energías Renovables de la Nación, Sebastián Kind; el Presidente de YPF Energía Eléctrica S.A., Martín Mandarano; y el Country Manager de Enel Argentina, Maurizio Bezeccheri, entre otros disertantes. La jornada fue moderada por el especialista en finanzas y profesor de la casa, José Echagüe.

Participaron también de la jornada el Subgerente General de Crédito del Banco Nación, Gastón Álvarez; el Subgerente General de Riesgos de la misma entidad, Marino Martínez; el Gerente Comercial de Financiamiento Estructurado y Entidades Financieras del Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE), Ezequiel Mirazon; y el Director de E&Y, Mariano Cardona, quienes integraron el panel sobre oportunidades de financiamiento en proyectos energéticos. En este último, se destacó la predisposición de los bancos públicos para asistir en el financiamiento de proyectos de energías renovables.

A su turno, Sebastián Kind explicó ante los presentes la importancia de la Ley 27.191 sobre Energías Re-

novables. El actual funcionario fue asesor del senador Marcelo Guinle, autor del proyecto convertido en ley por el Congreso en 2015 que establece que para 2025 el 20% de la energía eléctrica del país sea aportada por fuentes renovables. En ese sentido, afirmó que “hay mucha voluntad” por cumplir con esta meta y resaltó que ya se ven en el país parques eólicos y de paneles solares.

Por su parte, en su charla sobre el escenario del mercado energético, Alejandro Sruoga hizo un repaso sobre la normalización del sector energético y las expectativas de que el proceso continúe en el mediano plazo.

En tanto, Martín Mandarano y Maurizio Bezzeccheri expusieron la manera en que YPF y Enel, la controladora de Edesur, respectivamente, adaptaron su estructura para poder incorporar los requerimientos de la Ley 27.191 y alcanzar la meta de que el 20% de la electricidad provenga de fuentes renovables. En esa línea, Mandarano remarcó la complementariedad entre las fuentes renovables y no renovables: “No es renovable *versus* térmico. Hay una complementariedad, porque al menos inicialmente la energía renovable necesita de la no renovable”, sostuvo.

Con el objetivo de profundizar la capacitación sobre energía y sustentabilidad, la Escuela de Negocios de la UCA ampliará las actividades de formación en esta temática en 2018.

Nueva gama de servicios de Schneider Electric para modernizar PLC

Schneider Electric, empresa especializada en transformación digital de la energía y automatización, lanzó un nuevo servicio que ayudará a las industrias a modernizar sus sistemas de control lógico programable (PLC) de manera fácil, segura y más rentable, en algunos casos, en menos de una hora. Al reducir el tiempo de inactividad y la interrupción de la operación, el servicio proporciona una migración más fácil a los controladores de automatización programables Modicon™ M580. Con capacidad de conexión vía Ethernet incorporada y un procesador con más potencia y más memoria, el mejor en su clase, el ePAC Modicon M580 es el único PLC que puede generar el 100% de ROI en tres meses para aplicaciones híbridas.

“La actualización de sistemas PLC antiguos u obsoletos ha demostrado que ayuda a aumentar la seguridad, la eficiencia, la confiabilidad y, especialmente, la rentabilidad de las operaciones híbridas y de proceso de nuestros clientes”, dijo Nathalie Marcotte, senior vice president, Industry Services de Schneider Electric. “Nuestro servicio de modernización de PLC ayuda a los fabricantes a aprovechar de manera rápida y eficiente la tecnología y experiencia en IIoT de Schneider Electric para obtener una mejor visión de sus operaciones industriales. La actualización del ePAC Modicon M580 permitirá a su fuerza de trabajo tomar decisiones empresariales mejores y más precisas en el momento correcto e impulsar mejoras cuantificables en su rentabilidad operativa de forma segura y sostenible”.



La migración perfecta combina un convertidor de aplicaciones Unity M580 con una herramienta útil de configuración experta en migración, que identifica brechas operativas y proporciona recomendaciones para resolver los desafíos de sistemas únicos de cada cliente. Esta combinación permite a los clientes convertir fácilmente las aplicaciones de software de Unity que funcionan en plataformas Quantum y Premium para que sean compatibles con el M580, a la vez que ofrece la opción de producir una propuesta de preingeniería para la nueva E/S M580. Un sistema de cableado rápido para el procesador TSX Premium permite que las actualizaciones se completen en menos de una hora.

“El ritmo actual de negocios, especialmente en la fabricación, requiere tecnología construida para operaciones más rápidas y conectadas. Muchos de nuestros clientes confían en PLC más antiguos e ineficientes que son menos confiables, tienen un mayor costo total de propiedad y dejan las operaciones vulnerables a las amenazas nuevas y emergentes”, dijo Marcotte. “Modernizar con el ePAC Modicon M580 brinda a nuestros clientes una plataforma lista para el futuro, preparada para IIoT, que les puede ayudar a controlar rápidamente su rentabilidad operativa en tiempo real, sin interrumpir sus negocios”.

“Estos servicios son el último ejemplo de cómo ayudamos a nuestros clientes a migrar a soluciones de IIoT a través de EcoStruxure Plant™. Nuestra arquitectura y plataforma de sistema abierto, interoperable, habilitada para IoT nos permite innovar en todos los niveles para mejorar la seguridad, la confiabilidad, la eficiencia y la rentabilidad de las operaciones de nuestros clientes en tiempo real. Les ayuda a convertir sus inversiones en automatización en el motor de ganancias de su negocio”, concluyó. El ePAC Modicon M580 puede ayudar a las industrias a obtener un mejor y más rápido retorno de la inversión y un rendimiento del 100% de sus inversiones en proyectos en menos de tres meses. La eficacia obtenida con la ejecución del proyecto de velocidad ePAC Modicon M580 permite crear un control mejor, más preciso y efectivo sobre la rentabilidad operativa de la planta. Junto con muchos otros beneficios operacionales, puede:

- reducir el tiempo de comercialización hasta en un 25%;
- reducir el consumo de energía del proceso hasta en un 30%;
- reducir la probabilidad de ciber ataques;
- mejorar la productividad de las aplicaciones de fabricación de gran volumen;
- y mejorar el rendimiento final de las instalaciones de fabricación medianas y grandes.

Los servicios de modernización de PLC de Schneider Electric están completamente disponibles para su venta y distribución en todo el mundo. Como parte

de la gestión del ciclo de vida útil del PLC de Schneider Electric, los servicios se complementan con los planes Customer FIRST y Advantage Services para el mantenimiento y soporte continuo. Para obtener más información sobre los servicios industriales de Schneider Electric, visite nuestra página web de Migración y Actualización de PLC.

La Central de Anchoris de Galileo, premiada por la AEM

Anchoris es la primera Central Termoeléctrica independiente de los gasoductos que se alimenta de gas natural licuado (GNL) proveniente de pozos no conectados, en el nivel mundial. Así lo refleja la distinción otorgada por la Asociación de Ejecutivos de Mendoza (AEM) quien le otorgó el premio al Proyecto del Año 2017.

El galardón fue recibido por Horacio Pinasco, Gerente General de Methax, la compañía de generación eléctrica del Grupo Galileo.



Por otra parte, el premio también honró a Empresa Mendocina de Energía Sociedad Anónima (EMESA), la responsable desde el sector público por la conceptualización del proyecto de generación y la convocatoria al Grupo Galileo para realizar la inversión privada y aportar su tecnología en GNL. Los ganadores de todas las categorías fueron elegidos por el voto de los asociados presentes en el evento, proceso que fue auditado por Price Waterhouse Coopers.

La AEM reúne a más de 200 ejecutivos y propietarios de empresas que representan a todos los sectores productivos de Mendoza, desde los servicios hasta la industria.

La Central de Anchoris en su etapa inicial aportará 41 megavatios (MW) que cubrirán las necesidades de 125 mil personas. Al reemplazar el diésel por gas natural 100% argentino, la generación eléctrica reducirá en un 30% sus emisiones de CO₂.

Diariamente, su funcionamiento incorporará 200 mil metros cúbicos diarios (m³/d) de gas natural que estaban fuera del sistema y que ahora beneficiarán a los mendocinos.

El gas natural llega a la central a través de un gasoducto virtual de GNL cuyos tráileres recorren distancias superiores a los 400 km desde pozos que estaban abandonados. En esas locaciones remotas, el gas es licuado mediante estaciones móviles de licuefacción denominadas Cryobox-Trailer diseñadas y operadas por Galileo Technologies.

Totalgaz es ahora Total

Total Argentina anunció que su marca TotalGaz, uno de los líderes del mercado argentino de comercialización de Gas Licuado del Petróleo (GLP), cambió a partir de noviembre y pasó a llamarse TOTAL.

El proyecto de migración de la marca forma parte de un plan estratégico a 20 años del Grupo Total, con implementación en su filial de la Argentina, cuyo propósito será posicionarse en el nivel mundial como un actor de referencia y consolidar el liderazgo de la marca en el mercado energético.

En los últimos años, Total inició un camino de transformación denominado *One Total*, un proyecto de empresa lanzado por el Comité Ejecutivo en 2015, con el fin de traducir el posicionamiento corporativo "Comprometidos con una mejor energía" en una ambición de negocio a 20 años, consolidando la posición de liderazgo y de referencia del mercado energético global.

Para lograr este objetivo y enfrentar los nuevos desafíos de crecimiento y liderazgo, el Grupo Total desplegó una nueva organización interna y de marca. En este sentido, a través de esta potente migración, ambos negocios de Total en la Argentina (Lubricantes y GLP) se verán beneficiados con una única identidad de marca, compartiendo un mismo espíritu y reforzando el sentido de unidad de cara al desafío de posicionamiento en el país y acompañando el objetivo del Grupo en el nivel mundial.

En la Argentina, Total comercializaba sus productos en el mercado de GLP bajo la marca TotalGaz, y logró posicionarse, desde su llegada en 1997, como el segundo actor en el mercado argentino. La distribución de sus productos cubre las regiones del norte y del centro del país, ofreciendo gas envasado en garrafas de 10 y 45 kg, y de gas a granel para sus clientes industriales y residenciales.

"La migración responde a una decisión estratégica del Grupo, y en particular de la filial en la Argentina, de integrar ambos negocios –GLP y Lubricantes– bajo una misma identidad. Sin dudas, esto permitirá optimizar nuestras acciones de comunicación y obtener mayores logros para una marca con la fortaleza y proyección de la nuestra", aseguró Juan José Raga, Director General de Total Especialidades Argentina.

El primer reto de la unidad de negocios de GLP como Total será ingresar en el *e-commerce*. El 22 de noviembre, Total pondrá en línea el sitio www.total-gas.com.ar, a través del cual comercializará sus productos de gas envasado en garrafas de 10 y 45 kg, y de gas a granel para sus clientes residenciales. ■



NOVEDADES DESDE HOUSTON



El IAPG Houston realizó su torneo anual de golf

El viernes 20 de octubre último, en el Club de golf Wind Rose de Spring, Texas, el IAPG Houston realizó su torneo anual, con el fin de recaudar fondos para la Beca “Claudio Manzollino”, destinada a estudiantes argentinos aceptados en universidades estadounidenses en carreras afines a la industria del petróleo y del gas.

Se trató de un día lleno de golf, diversión y camaradería que finalizó con la presentación de premios, rifa, cena de barbacoa y empanadas argentinas.



Una jornada para mostrar las oportunidades estratégicas de la Argentina

El 14 y 15 de noviembre últimos, en el Double-Tree Houston Greenway Plaza Hotel de Houston, el IAPG Houston realizó, con el auspicio de YPF y de Pan American Energy y el apoyo de la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional, una jornada llamada “Oportunidades en el sector de servicios de yacimientos petrolíferos. Visión energética integrada de la Argentina y sus planes estratégicos”.

Bajo el lema “La Argentina ofrece una creciente demanda de plataformas de perforación, equipos de fractura, proveedores de arena, logística, infraestructura y otros servicios para continuar desarrollando sus juegos convencionales y no convencionales”, el evento contó con sesiones plenarias.

También se destacaron conferencias y talleres sobre la construcción de pozos, la perforación direccional,



los servicios de perforación llave en mano, los modelos de contratación de perforación direccional, el valor potencial de los servicios DD integrados *versus* valor potencial de los servicios especializados individuales; los sistemas giratorios orientables, almacén y logística, transporte por carretera y logística, EPC *downstream* y refinación, la fabricación y la estandarización de equipos, las tecnologías de *downstream* (desulfuración), la operación y el cierre de la planta, la coordinación y la planificación de proveedores, EPC*Upstream*, la ingeniería de instalaciones, contratistas, operaciones y mantenimiento de campo, automatización, frac y terminaciones, el diseño de pozo y las terminaciones, la longitud lateral, la concentración de *proppant*, el suministro y la logística de apuntalamiento, el abastecimiento de agente sostén, la logística de la “última milla”, contenedores de camiones y arena.

Asimismo, se realizaron reuniones individuales con las empresas solicitadas por los presentes.

IAPG cóctel anual de Houston

<https://www.united.com/web/en-US/content/travel/route-maps.aspx>

Para despedir un 2017 ajetreado, los integrantes del IAPG Houston se reunieron en el tradicional restaurante “Tango y Malbec” el 1 de diciembre último, donde brindaron entre amigos mientras saboreaban una variedad de entremeses y deliciosos vinos. Hubo sorteos, en los que se incluyeron dos tickets de ida y vuelta que proporcionó United Airlines.

De esta manera, se brindó por el arduo trabajo realizado y se sentaron las bases para un 2018 igual de activo.

Más información: <https://iapg-houston.org>

NOVEDADES DEL IAPG

El IAPG se suma junto al MINEM la transparencia para las industrias extractivas

El Ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren, manifestó recientemente la intención de la Argentina de adherirse a la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas, EITI.

Según la sigla en inglés de *Extractive Industries Transparency Initiative*, EITI es un estándar global para promover la gestión abierta y responsable de los recursos hidrocarburíferos y mineros mediante mecanismos de transparencia.

La adhesión a EITI, ya implementada o en proceso de implementación por parte de 52 países, exige a países y empresas la divulgación de información sobre la gobernanza de los ingresos procedentes de las industrias extractivas, desde cuestiones clave relacionadas con contratos y concesiones hasta la recaudación y la distribución de los ingresos relacionados con las mismas.

Tanto en el nivel global como en cada país, EITI está gobernado por un grupo multipartícipe, conformado por representantes del gobierno, de instituciones de la sociedad civil como el IAPG –además de universidades y ONG–, y de las empresas del sector. Dicho grupo será el responsable de diseñar y ejecutar el Plan de Acción Nacional para la implementación de EITI.

Durante una conferencia de presentación, el ministro Aranguren manifestó: “Es necesario que demos cuenta de nuestros actos, para mejorar la gobernanza y evitar el conflicto en la manera de gestionar los recursos naturales, no solamente para nuestra generación, sino también para las que nos sucederán”.

Por su parte, Laura Alonso, titular de la Oficina Anticorrupción, manifestó que “Es muy importante no solo que cada ministro lidere las políticas públicas que

son de su competencia, sino que lo haga impulsando políticas de transparencia y de apertura, donde muestre de forma efectiva que en lo sectorial hay un interés por la transparencia, el control, la lucha contra la corrupción y el incentivo a la competencia”.

También hizo su intervención el presidente del Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG), Ernesto López Anadón, quien concluyó que “como industria, el sector petrolero ha ido elaborando prácticas y mejoras para poder articular todo lo que queda de la actividad con aquello que nos exige y nos demanda la sociedad”.

Participaron también la Cámara Argentina de Empresarios Mineros (CAEM) y el Directorio Legislativo.

Por último el ministro Aranguren enumeró otras acciones del Ministerio de Energía y Minería de la Nación en favor de la transparencia, como la publicación de las licitaciones de GNL y gasoil en las páginas web de Enarsa y Cammesa, el lanzamiento del primer portal de Datos Abiertos de la administración pública nacional, del Sistema Integrado de Información Energética, el Centro de Información Minero Argentina y el armado de un catastro minero *online*.

El EITI es un estándar internacional para que gobiernos y empresas desarrollen y cumplan compromisos de revelar públicamente los flujos financieros provenientes de las actividades de extracción concernientes a las industrias de los hidrocarburos y la minería dentro de un proceso que también incluye a organizaciones de la sociedad civil.

Su objetivo es promover la gestión abierta y transparente de los recursos naturales no renovables cuya explotación, en última instancia, debe contribuir a los objetivos del desarrollo sustentable y beneficiar a todos los ciudadanos.

Ganadores del Torneo de Fútbol en seccional Comahue

El deporte y la camaradería son parte inseparable del buen trabajar en la industria, y en ese ámbito, finalizó el 7 de diciembre último el torneo de fútbol IAPG-2017, en todas sus categorías y se logró concluir un año más con esta ya tradicional (y demandada) actividad entre las empresas que operan en la región.

Fueron los equipos participantes, se realizaron 56 espectaculares encuentros, plagados de emociones, con el acompañamiento de familiares y amigos que alentaban vigorosamente a sus atletas.

Finalmente, la entrega de trofeos, premio a los jugadores destacados, árbitros y fiscalizadores se realizó en el Club Alemán de la Ciudad de Neuquén, previo a una comida con todos los jugadores finalistas y miembros





de la Subcomisión de Deportes y Excursiones de la Seccional Comahue.

Los ganadores de las diferentes categorías fueron los siguientes:

Categoría Femenina: 1) DLS Argentina Ltd. y 2) Tecpetrol S.A.

Categoría Veteranos: 1) Halliburton Argentina SRL y 2) Bolland y Cía. S.A.

Categoría Libres: 1) Medanito S.A. y 2) Weatherford Intl. Argentina S.A.

La seccional Comahue agradeció calurosamente a las empresas participantes, así como a los integrantes de la Subcomisión de Deportes y Excursiones de la seccional, que todos los años realizan esta actividad, vínculo ejemplar de la relación empresaria.

Entrega de premios a la Industria durante el Almuerzo del Día del Petróleo

Dentro de las actividades previstas con motivo de los festejos de 110° aniversario del descubrimiento del petróleo, se realizó el 13 de diciembre último la entrega de una serie de premios con los cuales la industria del petróleo y del gas, año tras año, distingue distintas actividades relacionadas con el conocimiento, la seguridad y la creatividad.

El 13 de diciembre último se entregaron los premios a los ganadores de la 23° Olimpiada sobre Energía y Ambiente, los Premios Anuales de Seguridad IAPG 2016, el Premio IAPG 2016 a la Gestión de las Personas en la Industria del Petróleo y del Gas y los premios que otorga anualmente la Sección Argentina de la SPE (*Society Of Petroleum Engineers*).

En efecto, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas instauró en 1994 las Olimpiadas de Energía y Ambiente, donde participan alumnos de establecimientos de educación secundaria del país, tanto públicos como privados. Desde entonces han participado miles de alumnos de cientos de escuelas de todo el país, quienes se han capacitado en temas específicos de cuidado del ambiente, muchos de ellos directamente relacionados con la industria de los hidrocarburos, en temas de la energía en general y su uso eficiente y responsable, de esta manera tomaron contacto directo con la industria de los hidrocarburos.

Los principales objetivos de la olimpiada son los siguientes:

- Incentivar el estudio de los temas ambientales en los jóvenes.
- Incentivar el conocimiento de la importancia que tiene la energía para el desarrollo de nuestro país.
- Promover una conciencia social en torno del uso responsable y eficiente como una herramienta eficaz de preservación del ambiente.





- Contribuir al conocimiento de los desarrollos técnicos en el área.
- Difundir la labor que realizan las empresas de la industria del petróleo y del gas por el desarrollo sustentable de nuestro país.
- Fomentar el espíritu de competencia como soporte de la superación personal.

La ganadora de la edición 2017 ha sido Lucia Figueroa, alumna del Instituto Nuestra Señora del Líbano, de la localidad de San Martín, provincia de Mendoza. Destacamos especialmente la labor del profesor tutor que acompañó a esta alumna durante el desarrollo de la olimpiada, Arnaldo Cabello. Es importante destacar que los alumnos ubicados en los tres primeros lugares de las olimpiadas reciben becas de estudio y sus colegios y los profesores tutores, equipamiento informático.

A continuación se hizo entrega del Premio Anual de Seguridad que otorga el Instituto argentino del Petróleo y del Gas correspondiente a 2016 en sus distintas categorías. Este premio instituido por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas en 2001 se entrega hoy por 16° año consecutivo.

Este año, la empresa ganadora en el grupo “Empresas de Construcción e Ingeniería” resultó A – EVANGELISTA S.A. UN Fabricación Planta Canning, UN Construcciones y UN Ingeniería.

La empresa ganadora en el grupo “Empresas Refinadoras y Comercializadoras” fue YPF S.A. La empresa ganadora en el grupo “Empresas Productoras” fue Chevron Argentina S.R.L.

La empresa ganadora en el grupo “Empresas Transportistas” resultó Oleoductos Del Valle (Oldeval).

La empresa ganadora en el grupo “Empresas Distribuidoras” fue AxionEnergy Argentina S.A.

La empresa ganadora en el grupo “Empresas de Servicios” fue Helmerich & Payne (Argentina) Drilling Co.

En otro ámbito, conscientes de la importancia que revisten los recursos humanos en las empresas de la industria la Comisión Directiva del IAPG, a propuesta de la Comisión de Recursos Humanos, decidió la creación de este premio para reconocer el trabajo que los profesionales de recursos humanos realizan en la industria.

El Premio IAPG 2017 a la Gestión de las Personas en la Industria del Petróleo y del Gas.

El Premio IAPG 2017 a la Gestión de las Personas





en la Industria del Petróleo y del Gas correspondió a la empresa Pan American Energy por su programa “Energy Learning Center”.

El programa se centra en asumir el desafío de lograr la mejora continua, proponiendo y desarrollando iniciativas innovadoras. El *Energy Learning System*, universidad corporativa de la empresa, ofrece un ámbito de trabajo que promueve el desafío y el crecimiento profesional constante. El objetivo de la Universidad Corporativa es desarrollar programas y currículas con contenidos de calidad y actividades de formación de acuerdo al área donde los colaboradores trabajan, su nivel de *seniority* y las competencias requeridas para desarrollar, teniendo en cuenta las tendencias de la industria y la estrategia del negocio.

El Jurado ha decidido otorgar conjuntamente con el premio una mención especial a YPF S.A. por sus “Programas de Formación para la Empleabilidad”. Esta iniciativa busca desarrollar y fortalecer los perfiles de sus participantes mediante prácticas calificantes y profesionalizantes, a fin de incrementar capacidades, conocimientos y experiencias para su inserción en el mercado formal del trabajo.

Sus destinatarios pertenecen, principalmente, a grupos vulnerables, como jóvenes estudiantes, jóvenes que no han terminado la escuela secundaria –provenientes de entornos sociales adversos–, y personas con diferentes tipos de discapacidad, lo cual representa un buen ejemplo de cómo materializar la Responsabilidad Social Empresarial en su dimensión laboral.

Premios SPE

Por último se realizó la entrega de premios y reconocimientos que anualmente otorga la Sección Argentina de la SPE.

El premio “*President’s Award for Section Excellence*” fue para Daniel Rosato, en tanto el “*Regional Service Award*” le fue otorgado a Andrés López Gibson. Finalmente se entregó el premio “*Outstanding Service Award*”, que lo recibieron cuatro miembros de la SPE Sección Argentina: Eduardo Barreiro, Miguel Ángel Lavia, Julio Shiratori y Luján Arias Usandivaras.



Cursos de actualización 2018

Mayo

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 1

Instructores: *S. Río, C. Delosso, R. D'Anna, D. Molina y G. Mancuso*

Fecha: 29 de mayo al 1 de junio. Lugar: Buenos Aires

Junio

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 11 al 15 de junio. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PROYECTOS 1. TEORÍA GENERAL

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 11 al 15 de junio. Lugar: Buenos Aires

Julio

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 2

Instructores: *E. Carzoglio, C. Flores y J. Ronchetti*

Fecha: 2 al 5 de julio. Lugar: Buenos Aires

DECISIONES DE CALIDAD EN PETRÓLEO. DESAFÍOS Y MEJORES PRÁCTICAS

Instructor: *G. Francese*

Fecha: 2 de julio. Lugar: Buenos Aires

ESTACIONES DE MEDICIÓN Y REGULACIÓN DE GAS NATURAL

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 3 al 5 de julio. Lugar: Buenos Aires

SEMINARIO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS Y SU TERMINOLOGÍA. EN INGLÉS

Instructor: *F. D' Andrea*

Fecha: 18 y 25 de julio. Lugar: Buenos Aires

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN INDUSTRIAS DE PROCESO

Instructoras: *A. Heins y S. Toccaceli*

Fecha: 12 y 13 de julio. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE ANÁLISIS NODAL

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 17 al 20 de julio. Lugar: Buenos Aires

INGENIERÍA DE RESERVIOS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 23 al 27 de julio. Lugar: Buenos Aires

Agosto

VÁLVULAS INDUSTRIALES

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 6 y 7 de agosto. Lugar: Buenos Aires

MEDICIÓN, INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL EN LA INDUSTRIA DEL GAS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 8 al 10 de agosto. Lugar: Buenos Aires

CONTROL DE CALIDAD DE PERFILES Y RESULTADOS DE LABORATORIO

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 8 al 10 de agosto. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE BOMBEO MECÁNICO

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 13 al 16 de agosto. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PROYECTOS 2. RIESGO, ACELERACIÓN Y MANTENIMIENTO-REEMPLAZO

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 21 al 24 de agosto. Lugar: Buenos Aires

GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS

Instructores: *E. Carzoglio, S. Río y V. Domínguez*

Fecha: 22 al 24 de agosto. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

Instructores: *L. Stinco, A. Liendo, M. Chimienti, P. Subotovsky y A. Heins*

Fecha: 27 al 31 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Septiembre

NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS - Nivel 1

Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández*

Fecha: 3 al 8 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

CÁLCULO Y CLASIFICACIÓN DE RESERVAS DE RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 11 al 14 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

MEDICIONES EN INDUSTRIAS DE PROCESOS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 13 y 14 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 18 al 21 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PLANES Y PREPARATIVOS PARA LA RESPUESTA A DERRAMES DE HIDROCARBUROS

Instructor: *Darío Miranda Rodríguez*

Fecha: 24 y 25 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

CALIDAD DE GASES NATURALES (Incluye GNL)

Instructor: *F. Nogueira*

Fecha: 27 y 28 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Octubre

INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES

Instructores: *M. Carnicero y M. Ponce*

Fecha: 2 y 3 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR TERCEROS

Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. Palacios y S. Martín*

Fecha: 4 y 5 de octubre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE POZOS ANTIGUOS EN YACIMIENTOS MADUROS

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 10 al 12 de octubre. Lugar: Buenos Aires

PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

Instructores: *C. Casares, E. Carrone, P. Boccardo, P. Albrecht, M. Arduino y J. M. Pandolfi*

Fecha: 10 al 12 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN AL PROJECT MANAGEMENT. OIL & GAS

Instructores: *N. Poverini y F. Akselrad*

Fecha: 17 al 19 de octubre. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS Y PUESTA A TIERRA

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 18 y 19 de octubre. Lugar: Buenos Aires

RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 22 al 26 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LOS REGISTROS DE POZO

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 30 de octubre al 2 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: 30 de octubre al 2 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

Noviembre

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 1 – Ensayista en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 5 al 10 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

DOCUMENTACIÓN DE INGENIERÍA PARA PROYECTOS Y OBRAS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 8 al 9 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 2 – Técnico en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 12 al 17 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROJECT MANAGEMENT WORKSHOP. OIL & GAS

Instructores: *N. Poverini y F. Akselrad*

Fecha: 21 al 23 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROCESAMIENTO DE CRUDO

Instructores: *E. Carrone, C. Casares y P. Boccardo*

Fecha: 27 y 28 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

INGENIERÍA DE RESERVORIOS DE GAS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 27 al 30 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

SISTEMAS DE TELESUPERVISIÓN Y CONTROL SCADA

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 29 y 30 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

Diciembre

EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE SHALE OIL Y SHALE GAS

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 3 al 6 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

Cursos on line

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas está lanzando una serie de cursos *on-line* 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”.

ÍNDICE DE ANUNCIANTES



3M	37	PAMPA ENERGIA	75
AESA	19	PAN AMERICAN ENERGY	Ratiro de tapa
AXION ENERGY	63	PECOM SERVICIOS ENERGIA	39
BAKER HUGHES A GE COMPANY	69	PETROCONSULT	87
COMPAÑÍA MEGA	23	SCHLUMBERGER ARGENTINA	13
DEL PLATA INGENIERIA	81	STANTEC ARGENTINA	22
EDVSA	80	TACKER	83
ENSI	27	TECMACO	71
FORO IAPG	90	TECPETROL	59
FUNCIONAL	25	TEXPROIL	Retiro de contratapa
GABINO LOCKWOOD	31	TOTAL	9
GIGA	55	V Y P	55
HALLIBURTON ARGENTINA	17	VALMEC	71
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	97	WINTERSHALL ENERGIA	79
INDURA ARGENTINA	35	YPF	7
INDUSTRIAS QUILMES	18	ZOXI	95
IPH	76		
KAMET	Contratapa		
MARSHALL MOFFAT	21	Suplemento Estadístico	
MARTELLI ABOGADOS	33	INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
METALURGICA SIAM	12	INGENIERIA SIMA	RETIRO DE TAPA
MILICIC	91	VARSTAT	RETIRO DE CONTRATAPA



ISO 9001
ISO 14001
OHSAS 18001
BUREAU VERITAS
Certification



MULTI PORT PACKER



BALL FRAC VALVE



PLUG AND PERF SYSTEM



MULTI ZONE INJECTOR WELLS



DISSOLVABLE BRIDGE PLUG



NON CONVENCTIONAL WELLS



COMPOSITE BRIDGE PLUG



CIPOLLETTI
Headquarters
Manufacturing Plant
Engineering

G. Marconi 1800
Río Negro - Argentina
+54 (299) 479 0197

ingenieria@texproil.com.ar

COMODORO RIVADAVIA
Operation Base

Av. del Libertador 1090
Chubut - Argentina
+54 (297) 448 7379

ventas@texproil.com.ar

NEUQUÉN
Operation Base

Primeros Pobladores 2297
Nequén - Argentina
+54 (299) 479 0197 / 2302
+54 (299) 442 9703

www.texproil.com.ar

KAMET GRAVITY®



**DAMA
GRV 950**

**DAMA
GRV 931**



**DAMA
GRV 934**

▲ Punteras de Aluminio ▲ Suela Deportiva ▲ Diseños de Vanguardia



KAMET
CALZADO de SEGURIDAD

SUPERA TUS LIMITES

Seguinos en    www.kamet.com.ar

SECURITY SUPPLY S.A. Cnel. Sayos 2753 (B1822CFI) Valentín Alsina
Buenos Aires / Argentina / (+5411) 4208-1697 / info@kamet.com.ar