

PETROTECNIA



6 | 16

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LVII - DICIEMBRE 2016

6º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas



ARGENTINA
200 AÑOS DE
INDEPENDENCIA

México sponsor de:



1º Congreso Latinoamericano y 5º Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas

22 al 26 de Octubre



Producción y Desarrollo de Reservas
24-27 Octubre

HOTEL WASHINGTON
BUENOS AIRES



Istanbul
22nd WORLD
PETROLEUM
CONGRESS

09 - 13 July 2017



Pan American
ENERGY

Somos la primera
productora privada de
hidrocarburos del país.

Con el esfuerzo y el
ingenio de nuestra
gente, producimos el
16% del gas y el **19%**
del petróleo de la
Argentina.

Para producir. Para
crear. Para desarrollar.

La energía
nos pone en acción.

potenciar
el desarrollo

Pan American
ENERGY



Conocenos



Lega el final de 2016 y todos coincidiremos en que dejamos atrás un año desafiante, en el que hemos atravesado distintos momentos de búsqueda de certezas. Desde el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas hemos intentado colaborar con este camino aportando nuestro *expertise* técnico.

Durante el último Almuerzo del Día del Petróleo y del gas, que comentamos en estas páginas de *Petrotecnia*, nuestra industria ha crecido a partir de la permanente incorporación de tecnología, lo que le permitió desarrollar reservas en zonas que antes nos parecían inaccesibles. Gran parte de esa tecnología se desarrolló para la protección y la conservación del ambiente, minimizando la impronta que toda actividad humana conlleva. Gracias a estos avances, se pudo acercar energía a la creciente población mundial. Entendemos que el costo de este crecimiento demográfico es un cambio permanente en el clima de la Tierra que puede tener efectos muy negativos en diferentes regiones. Por eso, deben fomentarse las actividades que ayudan a mitigar estos efectos. Por ejemplo, en el caso de refino se está trabajando con productos cada vez más elaborados que dan como resultado menores emisiones en su uso.

También, con el desarrollo tecnológico se consiguió explotar nuevos recursos de gas natural, los llamados no convencionales, combustible que emite la mitad que el carbón. El gas natural también le da flexibilidad a los sistemas de generación de electricidad, y permite así la incorporación masiva de fuentes renovables. Este hecho ayuda a reducir aún más la emisión de gases de efecto invernadero y llegar a la meta de no superar el aumento de temperatura media por encima de los dos grados.

Sin embargo, aún falta trabajar mucho en el uso racional y eficiente de la energía, materia pendiente en nuestro país desde hace muchos años, pero que es un tema de aplicación permanente en la mayoría de los países y uno de los medios más importantes para la reducción de emisiones. Nuestro Instituto lleva varios años educando en las escuelas primarias y últimamente en escuelas secundarias acerca del uso racional de la energía.

Nuestras proyecciones para los próximos veinte años muestran que de una demanda actual promedio de 135 Mm³/d, se llegará a una de más de 230 Mm³/d con picos invernales de 290 Mm³/d. Esto se deberá a la incorporación de más de cinco millones de usuarios al sistema que hoy no tienen acceso a la red. Y también a la incorporación de 11.000 MW de generación de fuentes renovables, principalmente eólica y más de 20.000 MW de generación térmica a gas.

Para poder abastecer la demanda y compensar el fuerte declino de la producción de gas convencional, la Argentina

tiene hoy una gran oportunidad en el desarrollo de los recursos no convencionales de gas natural de la cuenca neuquina.

Estos recursos requieren de la aplicación de alta tecnología y de una actividad intensiva que permita paso a paso conocer las características del reservorio para bajar el riesgo de explotación, pero también de una permanente mejora de la eficiencia en la operación que permita una reducción de costos que haga esta explotación rentable. Es decir, será necesaria una gran actividad de perforación que de una masa crítica necesaria para bajar costos y riesgos geológicos. Esto implicará la contratación de personal calificado, profesionales, técnicos y operarios.

En este número de *Petrotecnia*, precisamente, compartimos lo que se ha dicho sobre estos temas durante el 6° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, realizado en octubre último en la ciudad de Bariloche, Río Negro. Allí, en distintas conferencias, mesas redondas y posters, los expertos han discutido la actualidad de nuestra industria y las maneras de optimizar la producción y de bajar los costos.

Porque estamos convencidos de los beneficios innegables que un trabajo conjunto podría traer a nuestro país: la seguridad energética, la disminución de importaciones, la posibilidad de exportar y el ahorro de divisas; la generación de infraestructura nueva que puede ser aprovechada por otras actividades. Y por extensión, mayores posibilidades de empleo y de desarrollo de otras energías.

Para llegar a estos puntos aún queda mucho trabajo por delante. Si desarrollamos correctamente los no convencionales, la industria deberá tener un grado tal de eficiencia que le permita competir y mantener la actividad y el suministro aún a bajos precios.

Como repetimos durante el Día del Petróleo y del Gas 2016, esperamos que el aumento de la actividad en los recursos no convencionales de gas y, la consiguiente reducción de costos, permita también el desarrollo de los recursos no convencionales de petróleo en la cuenca, aumentando su producción e incluso obteniendo saldos exportables. Y también que esta mayor eficiencia operativa se traslade a otras cuencas, permitiendo bajar los altos costos operativos que hoy tienen y volver a la competitividad que la industria mostró en el pasado.

Esperamos 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 Anadón



Tema de tapa

6º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservorios

Estadísticas

08 Los números del petróleo y del gas
Suplemento estadístico

Tema de tapa

10 Exitoso 6º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas

Por Ing. Fernando Tuero

Un balance del Presidente de la Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG sobre la última edición del evento.



20 Proyecto *packerless*. Pozos dirigidos del proyecto *infill*

Por Pablo Raffin, Verónica Frizan, José Paredes, Manuel Muñoz, Matías Lozano, Nicolás Demarchi y Jorge Torres (YPF S.A.)

La experiencia de la aplicación de un proyecto *infill* en el campo maduro de producción de gas y condensado de Loma La Lata con el objetivo de mejorar el esquema de producción, aumentar la rentabilidad y optimizar costos.

34 La resistividad y su relación con la subsaturación de agua y el grado de sobrepresión como guía en el desarrollo en un yacimiento de *tight gas*

Por Guillermo Gozalvez, Andrés Krittian, y Sergio Falconaro (Pampa Energía S.A.)

Una metodología utilizada para la identificación de los reservorios subsaturados y sobre presurizados a través del uso de perfiles resistivos, modelo petrofísico, modelo estructural y el modelo de carga que relaciona la generación, la migración y el entrapamiento de los hidrocarburos.





50 EOR: una estrategia sustentable

Por Ing. Sebastián Kaminszczyk e Ing. Andrés López Gibson (YPF S.A.)

Una estrategia sustentable para una compañía con muchos activos, con una visión más sistémica que permita considerar los proyectos EOR como parte estratégica del ciclo de vida de un campo.

68 “Exitosa aplicación de bomba multifásica de fondo en pozo con alto índice de intervenciones tanto con Bombeo Mecánico como con PCP”

Por Ángela Karina Álvarez, Luis Alberto Palma y Juan Pablo Scaglia (YPF S.A.); y Ricardo García Duran, Fernando Bertomeu y Esteban Young (PCP Oil Tools S.A.)

La prueba piloto de una bomba multifásica de tornillo simple de fondo (HR) en el yacimiento Cañadón Yatel de YPF, el cual está en fase de producción primaria y no tiene instalación de red eléctrica.

76 Mejora en la productividad de pozos afectados por deposición de parafinas en Vaca Muerta

Por Elisabet Savoy, Sezai Ucan, Juan Martínez, Lucas González Day, María G. Moll y Luciano Monti (YPF S.A.); y Joaquín Ramírez, Diego Palmerio y Nery Cano (YPF Tecnología S.A.)

El depósito de parafinas sólidas en el tubing y en las líneas de conducción es una de las causas de pérdida de productividad en los pozos del reservorio no convencional Vaca Muerta. Esta es una guía para optimizar las condiciones de operación y las técnicas de terminación de pozos.

Nota técnica



86 Recuperación de hermeticidad de pozos inyectoros con roturas de casing

Por Leticia Menegazzo, Sandra Minni, Paula Gotelli, Nicolás Pena, José Peltier y César Zalazar, (YPF S.A.); y Walter Lafit, Guillermo Carfi y Walter Morris (Y-TEC)

Según este trabajo seleccionado (2015), la integridad del casing es un aspecto crítico cuando se busca garantizar la hermeticidad anular de pozos inyectoros antiguos y resguardar la aislación en campos maduros. Una de las soluciones ofrecidas es el casing líquido, método que sella pozos inyectoros con múltiples roturas.

Congresos

96 Congresos y Jornadas

Los que vendrán. 2017 traerá nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.

98 Novedades de la industria

117 Novedades desde Houston

104 Novedades del IAPG

118 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, Eduardo Lipszyc,

Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Enrique Kreibohm, Enrique Mainardi,

Guisela Masarik, Daniel Rellán, Gabino Velasco

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

Cruz Arcieri & Asoc. www.cruzarceri.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 2016

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.300 ejemplares

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

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

Aderida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.

Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 975

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. (AESA)
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. Marcelo Núñez
Ing. Horacio Turri
Ing. Ricardo Aguirre
Cdr. Javier Gremes Cordero
Sr. Jean Marc Hosanski

Cdr. Gabriel Alfredo Sánchez
Sr. Germán Patricio Macchi
Ing. Sergio Mario Raballo
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Lic. José Antonio Esteves (hijo)
Sr. Daniel Anibal De Nigris
Cdr. Gustavo Albrecht
Lic. Pablo Alejandro Chebli
Ing. Luis Edgardo Fredes
Ing. Margarita Esterman
Ing. Walter A. Actis
Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Ing. Fernando Rearte
Ing. Marcelo Gerardo Gómez
Ing. Mario Lanza
Ing. Ruy Marcos Rivavitz
Ing. Juan José Mitjans
Ing. Fernando Caratti
Ing. Miguel Angel Torilo
Ing. Martín Cittadini
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Martín Emilio Guardiola
Lic. Federico Nicolás Medrano
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Sr. Marcelo Horacio Luna
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

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

Dr. Luis Patricio Salado
Ing. Jorge M. Buciak
Ing. Martín Yáñez
Cont. Ricardo Armando Rodríguez
Sr. Daniel Ciaccia
Lic. Gustavo Oscar Peroni
Ing. Carlos Gargiulo
Ing. Daniel A. Santamarina
Ing. Diego Grimaldi
Ing. Jorge Meaggia
Ing. Ignacio Javier Neme
Ing. Hernán Stockman
Ing. Diego Martínez

Sr. Nino D. A. Barone
Lic. Roberto Meligramma
Ing. Adrián Marcelo Burtnik
Geól. Mariano González Rithaud
Sr. Iván Hansen
Ing. José María González

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

ENERGÍA QUE GENERA ENERGÍA

Brindamos soluciones integrales de abastecimiento de combustibles y lubricantes para la industria petrolera. Ofrecemos servicios para una operación ininterrumpida en lugares aislados y de difícil acceso.



Para más información: 0810-122-9733
Gerencia Comercial Oil & Gas | ypf.com.ar

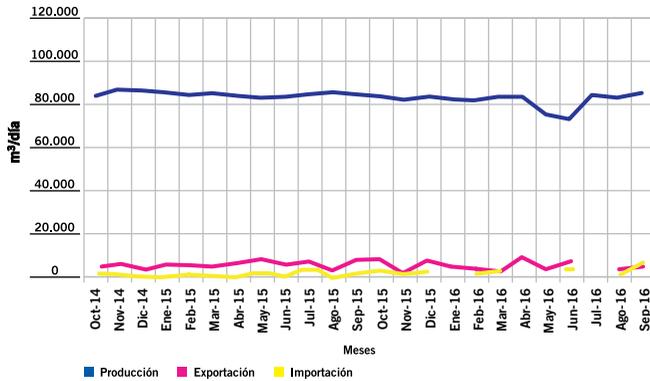
YPF

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

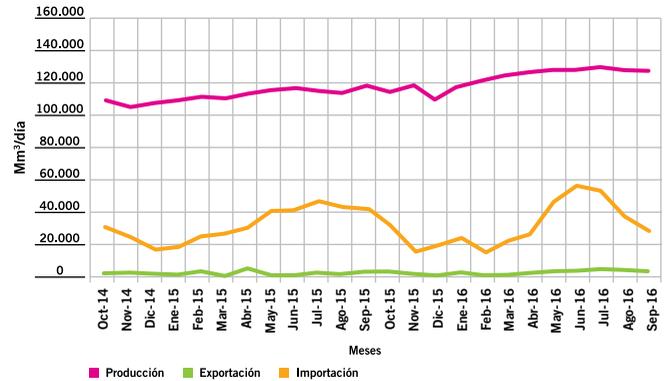


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la industria del petróleo y del gas

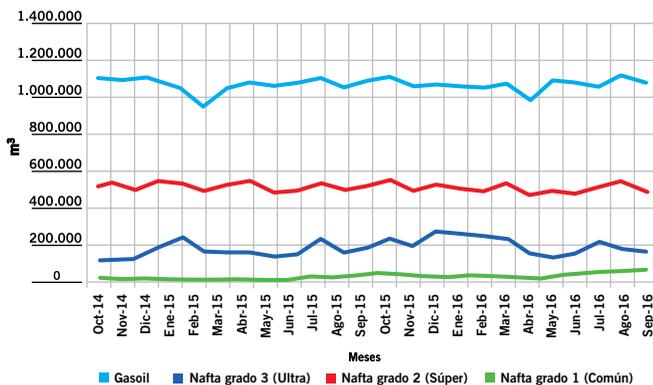
Producción de petróleo vs. importación y exportación



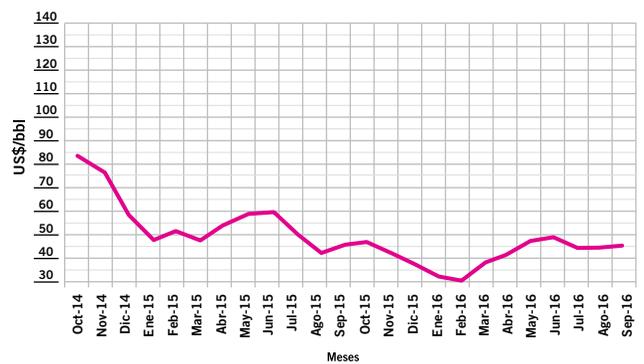
Producción de gas natural vs. importación y exportación



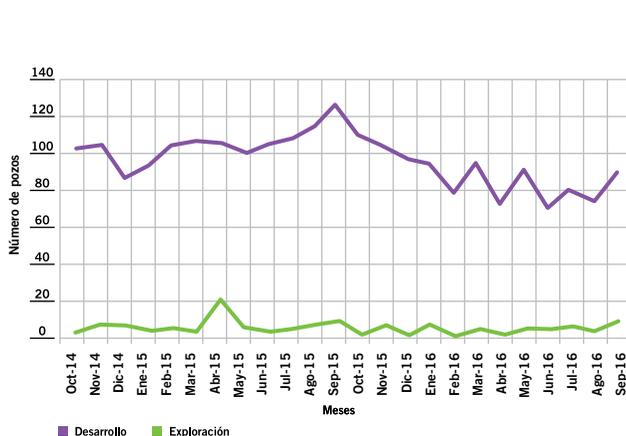
Ventas de los principales productos



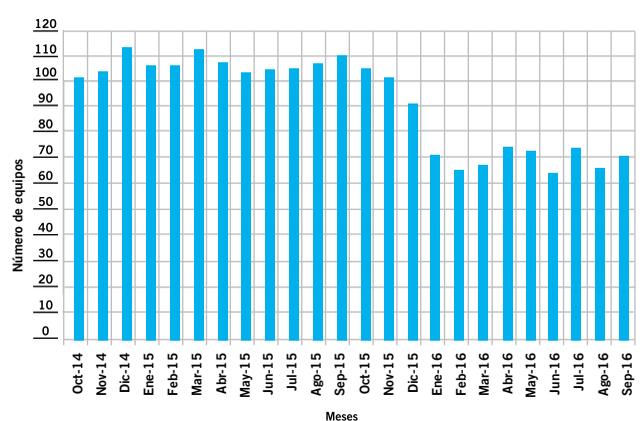
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



#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



Exitoso 6° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas

Por **Ing. Fernando Tuero**

Un balance del Presidente de la Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG sobre la última edición del evento.



El camino hacia el desarrollo sustentable de nuestros recursos estará sin dudas lleno de desafíos tan grandes que hoy ni siquiera podemos vislumbrar. Sabemos que no será una senda fácil, pero también sabemos que deberemos transitarlo de la mejor manera posible, aplicando las mejoras tecnológicas que nos ofrece la constante evolución de nuestra industria. Deberemos, también, sumar la conciencia sobre el impacto que toda industria tiene sobre nuestro planeta y procurar la integración de las partes para beneficio de todos.

Bajo el *leit motiv* "Hacia un desarrollo de recursos sustentable", la Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG pensó el 6° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, realizado en la ciudad de Bariloche (Río Negro), del 24 al 27 de octubre últimos. Para la concreción de este evento se convocó a técnicos, funcio-

narios, estudiantes y comunicadores. El resultado nos dejó una gran satisfacción en múltiples planos, no solo en el plano profesional.

El mayor desafío fue adaptarnos, como grupo organizador, a un contexto altamente cambiante debido a las condiciones externas de la industria: pensar un congreso con un nivel de precios y actividades determinados, y adaptarlo luego a un precio de barril internacional colapsado en más del 50%, no fue fácil. Aun así, trabajando en equipo y consensuando opiniones, visiones y pronósticos, doblamos la apuesta y logramos un ámbito de aprendizaje, vinculación profesional y confluencia de tecnologías necesarios en estos tiempos de crisis y, por ende, de oportunidades.

Claramente, las empresas participantes compartieron esta visión, y mediante la confianza en el *staff* del IAPG, en los miembros de esta Comisión, así como también en el Comité Organizador, presidido por el Lic. Carlos Colo, hicieron posible esta edición del congreso más esperado por toda la comunidad técnica.

Se destacó el compromiso de los cuadros técnicos de las empresas e instituciones participantes, que accedieron a compartir las lecciones aprendidas, los casos de estudio, las nuevas tecnologías y sus proyectos de innovación, que quedó reflejado en el número récord de trabajos técnicos recibidos, cuya selección final fue una tarea por demás ardua a cargo del sub-comité técnico de la Comisión.

Por un lado, fue la notable integración observada en los *papers*, que en general contaron con varias disciplinas participantes. Por otro lado, fue destacable la actitud de los profesionales experimentados que acompañaron a competentes jóvenes profesionales en la elaboración de los trabajos, de manera de fortalecer su formación mediante la presentación de trabajos realizados en conjunto.





Esto generó también una inédita presencia de profesionales tan jóvenes como eminentes, con lo cual se asegura un recambio generacional de muy alto nivel.

El 6° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas se resume en los siguientes números:

- 5 días de actividades técnicas
- 400 asistentes
- Más de 100 empresas participantes
- Más de 130 trabajos técnicos recibidos
- 4 conferencias plenarias
- 3 mesas redondas

También podemos contar los almuerzos de *networ-*

king, la exposición comercial, las distintas actividades para acompañantes, la cena y fiesta de camaradería y un torneo de golf como broche de oro.

La capacidad de las salas estuvo colmada a la hora de abrir el debate en las conferencias plenarias, en las cuales se abarcaron temas como la sustentabilidad, el futuro de la energía y las políticas necesarias para el desarrollo del país. Lo mismo ocurrió durante las muy esperadas mesas redondas, las que tuvieron un papel clave en expresar la visión de las provincias productoras: abrir el debate sobre el estado de madurez de nuestros yacimientos y compartir el estatus de los avances tecnológicos, de cara a la explotación de los recursos no convencionales.





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



Juntos somos mejores



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

MWH ahora es parte de Stantec.

Juntos, ahora 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.

Visite stantec.com y mwhglobal.com para conocer más.

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





Capture 100% de los Fluidos de Su Yacimiento

PRESENTANDO EL SISTEMA COREVAULT® DE HALLIBURTON

Si opera un campo no convencional, nuestro sistema CoreVault le permitirá extraer 10 núcleos del pozo y mantener 100% de los fluidos intactos en un recipiente sellado durante la extracción y el transporte – sin que se despresurizen. Con otros sistemas tradicionales de extracción de núcleos se escapan entre un 50 y 70% de los fluidos. Más precisión, mejores resultados. Contáctenos hoy.

halliburton.com/corevault



Por último, pero no menos importante, el imponente escenario del lago Nahuel Huapi, un entorno sublime que no pasó inadvertido ante los asistentes, protagonista desde la inauguración hasta el cierre del Congreso. Este marco

se aseguró una combinación perfecta entre el disfrute, la capacitación y la creación de lazos o *networking*.

Ya estamos pensando en el próximo desafío 2019, que nuevamente nos llevará a tratar de superarnos. ¡Hasta entonces!

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.

Base Neuquén

Emilio Bellenguer N° 3025
 Pque. Industrial (Este)
 Tel: (54) 0299-441-3831
siam-neuquen@metales-arcon.com.ar

Planta Industrial

Dr. Atilio Lavarello 2156 · Avellaneda
 Pcia. de Bs. As. Rep. Argentina
 Tel: (54-11) 4203-0011
ventas@metales-arcon.com.ar
www.siam-arcon.com.ar

Base Comodoro Rivadavia

Cagliero N° 112
 Tel: (54) 0297-446-0802
arconcomodoro@sinctis.com.ar





La única empresa local y una de las pocas de la región que integra todas las fases de un proyecto desde su conceptualización hasta su operación y mantenimiento, a través de sus 4 unidades de negocio:

INGENIERÍA

Contamos con especialistas en todas las disciplinas para el diseño de plantas, desde la ingeniería básica hasta la de detalle.

FABRICACIÓN

Somos la planta de calderería pesada más importante y mejor equipada del país.

CONSTRUCCIÓN

Especialistas en proyectos de alta complejidad, con equipos propios para la ejecución y logística de los mismos.

SERVICIOS

Somos uno de los principales prestadores de O&M en el rubro del O&G de la Argentina.

aesacom.ar





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



a. marshall moffat®

SINCE 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



INDURA
Ultra Soft

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



A. MARSHALL MOFFAT S.A.
ISO 9001:2000
A 16786

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

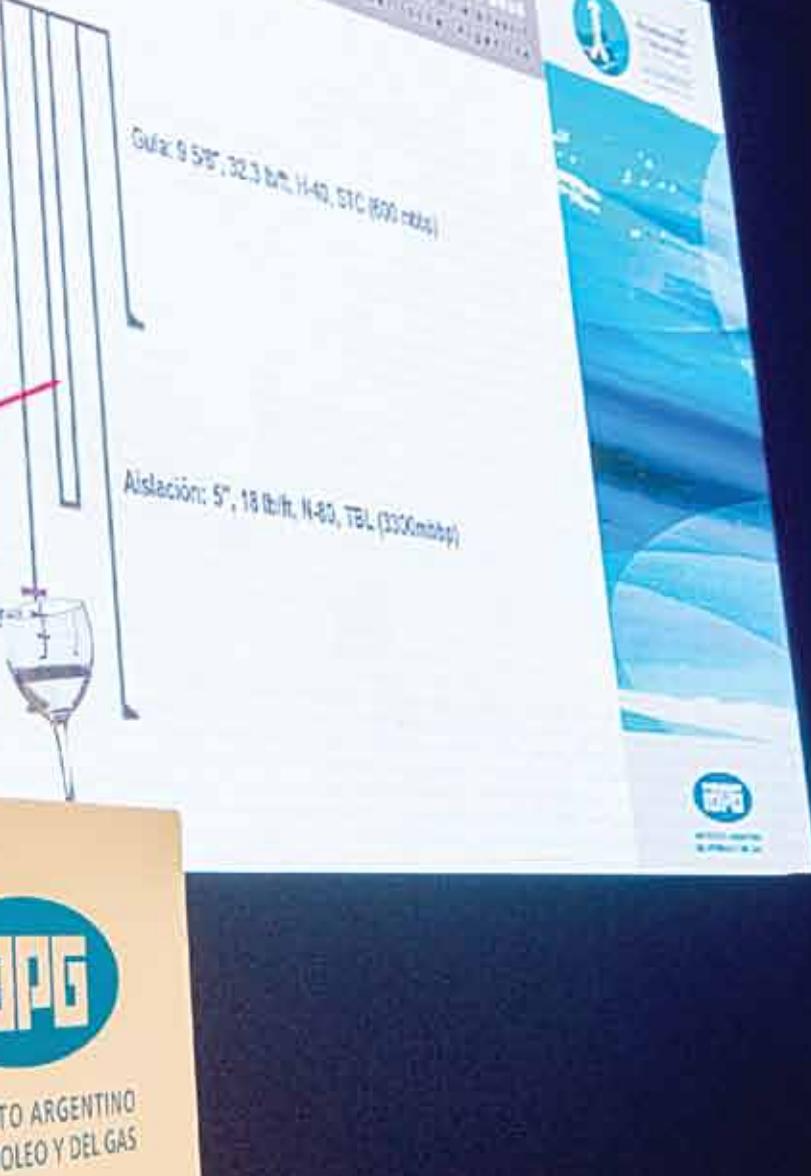
(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia



Proyecto *packerless*. Pozos dirigidos del proyecto *infill*

Por **Pablo Raffin, Verónica Frizan, José Paredes, Manuel Muñoz, Matías Lozano, Nicolás Demarchi y Jorge Torres** (YPF S.A., Loma La Lata - Negocio Neuquén Gas - Regional Neuquén-Río Negro)



En un campo maduro de producción de gas y condensado como Loma La Lata se inició un proyecto *infill* en 2009 para mejorar el esquema de producción, con una propuesta inicial de 60 perforaciones (20 de ellas, pozos dirigidos). El objetivo fue aumentar la rentabilidad de los proyectos de gas con el monitoreo y la optimización de costos y de producción desde la perforación hasta el final de la vida útil de los pozos.



Figura 1. Ubicación de Loma La Lata.

Loma La Lata es un yacimiento maduro de gas y condensado ubicado en la Provincia del Neuquén (Figura 1). El primer pozo se perforó en enero de 1977 y actualmente cuenta con 269 pozos productores de gas.

Se encuentra en la zona central de la provincia, al norte del embalse Los Barreales y a ambos márgenes del río Neuquén. Dista 90 km en dirección NNW de la capital de la provincia y 100 km al NNE de las localidades Plaza Huincul y Cutral Co. La localidad de Añelo se encuentra dentro del área del campo.

El proyecto *infill* comenzó a desarrollarse al sureste del yacimiento en 2009, con la finalidad de colocar los objetivos de los pozos a 500 m de distancia entre sí y mejorar el esquema de producción anterior que colocaba los objetivos a 1000 m de distancia. Para ello, se contempló la perforación de 60 pozos, de los cuales 30 se encuentran en producción y 30 (20 dirigidos, 10 horizontales) serán perforados entre los años 2016 y 2017.

La formación productiva objetivo en este proyecto es Sierras Blancas (Figura 2), la cual se encuentra a una profundidad aproximada de 3200 m. Las presiones estáticas esperadas en las zonas por perforar se encuentran entre 150 y 180 kg/cm². Sierras Blancas está formada esencialmente por arenas de origen eólico con tres facies dominantes: areniscas finas a medias entrecruzadas correspondientes a cuerpos de dunas (principal reservorio); areniscas

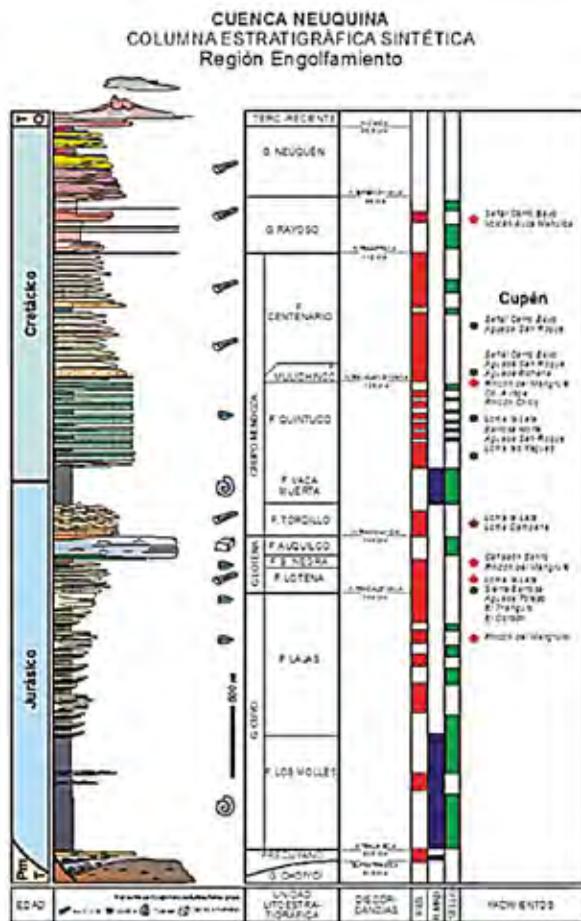


Figura 2. Columna estratigráfica-Cuenca neuquina.

finas a gruesas laminadas correspondientes a interdunas secas y, en menor medida, areniscas masivas bioturbadas asociadas a superficies de deflación.

La matriz energética argentina está basada principalmente en la disponibilidad de gas natural. En la actualidad, la Argentina importa gas de Bolivia y Chile a precios elevados, por eso incrementar la producción propia contribuye a disminuir dichas importaciones.

La mejora en los precios de venta interna permitió una nueva mirada sobre los proyectos de extracción de gas y, por ello, en la actualidad, el foco de la empresa se encuentra en la maximización de la producción de gas acompañada de la búsqueda constante de mejorar la eficiencia durante la perforación, la terminación y la estrategia de producción durante toda la vida del pozo. El objetivo es optimizar la rentabilidad para que más proyectos sean viables.

Desarrollo

Históricamente, en los pozos dirigidos de Loma La Lata, el diseño de fondo era cañería de aislación de 7" hasta aproximadamente 2200 m de profundidad, liner de 5" a fondo de pozo y tubería de producción 2 7/8" con unión Premium TBL, rosca con sello metal-metal comúnmente utilizada en pozos de gas (Figura 3). La elección de este diseño se debía principalmente a que en las primeras etapas productivas del yacimiento, la presión estática de reservo-

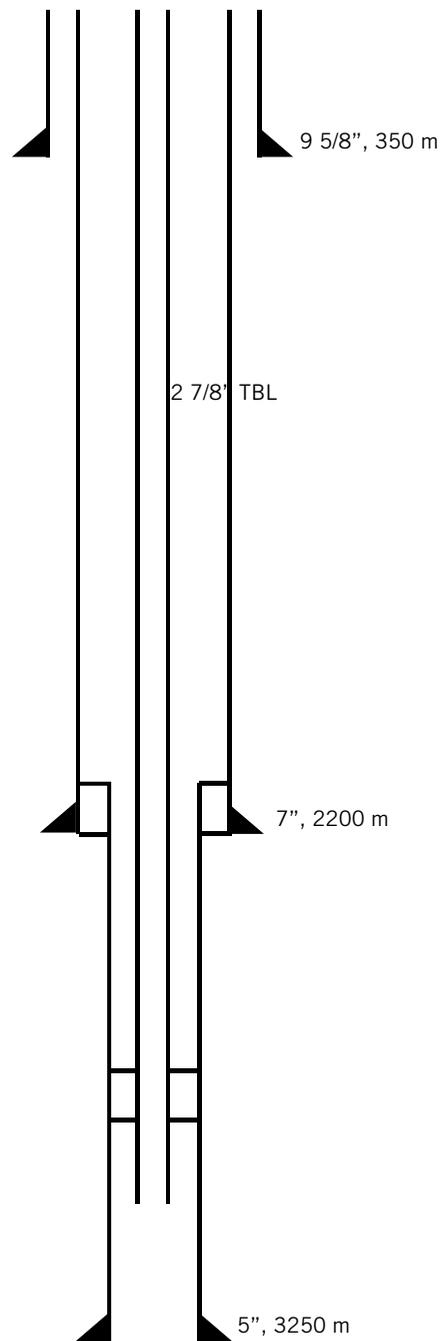


Figura 3. Esquema histórico.

rios superaba los 300 kg/cm². Hoy, como se mencionó, la presión encontrada en las nuevas perforaciones es inferior a 180 kg/cm².

En la actualidad se ha detectado que dicha instalación de fondo no resulta adecuada en las zonas depletadas del yacimiento. Con presiones estáticas inferiores a 90 kg/cm², el ingreso con equipo para la adecuación de la instalación de fondo conlleva el riesgo de perder el pozo sumado a que tiene un costo de intervención elevado para las producciones actuales.

Por ello, fue necesario encontrar un nuevo diseño de fondo que permitiese maximizar la producción durante toda la vida productiva del pozo y que no precise futuras intervenciones con equipo para readecuarla en el tiempo

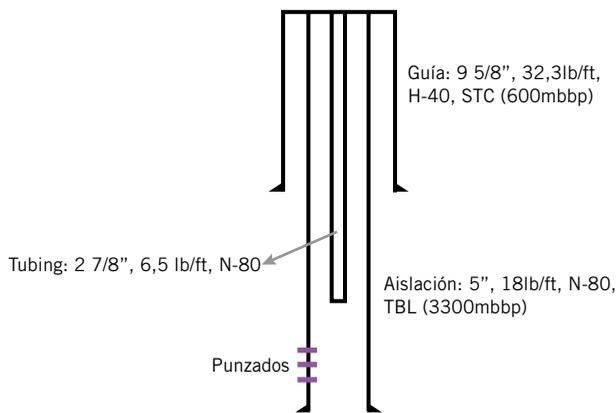


Figura 4. Esquema packerless.

a los cambios de presiones estáticas de reservorio. También era imprescindible que la configuración tuviese bajo costo en materiales y que mejorara los tiempos de perforación y de terminación.

El análisis en conjunto entre los sectores Ingeniería de Perforación, Ingeniería de Workover e Ingeniería de producción dio como resultado un diseño *packerless* con la siguiente configuración de fondo (Figura 4).

La cañería guía se extendió aproximadamente 250 m respecto de la guía de los pozos con *packer* para garantizar mejor aislación de las capas freáticas. Además, la cañería de aislación de 7" y el liner de 5" se reemplazaron por cañería continua de 5" desde la superficie hasta el fondo de pozo. En cuanto a la tubería de producción, se mantuvo el diámetro 2 7/8", pero se reemplazó la rosca Premium por API EU. Al no poseer *packer*, el uso de rosca Premium en la tubería de producción fue innecesario, ya que el espacio anular está constantemente comunicado con la cañería de producción. Esta comunicación entre los espacios permite la producción en conjunto de anular y directa durante cierta etapa de la vida productiva del pozo y, en el momento en el que sea necesario asistir la extracción de líquidos, por ejemplo con un *plunger lift* (PL), el anular cerrado actuará como acumulador de energía.

En la zona de implementación del proyecto *infill* no existen antecedentes de corrosión severa. La concentración de CO₂ es inferior a 0,3% molar en la etapa inicial del pozo y disminuye en el tiempo hasta estabilizarse aproximadamente en 0,05% molar. No hay presencia de SH₂. Tampoco se corre riesgo de erosión ante la apertura del anular, debido a las bajas velocidades

de flujo que se tienen en la etapa productiva para la cual se propone dicha apertura. En consecuencia, en Loma La Lata es viable este tipo de instalación de fondo.

Cuando se realizaron los cálculos preliminares de las presiones de fractura para el diseño *packerless*, se observó cierta incertidumbre en la presión que se podría llegar a tener en el espacio anular durante la operación si se producía su nitrificación durante el bombeo del gel. Por ello, para el pozo piloto se definió emplear materiales Serie 10000 para la sección C y la brida adaptadora de la sección D. Como medida de seguridad adicional, se colocó doble bloqueo con válvulas 2 1/16" en la sección C.

Como la presión del anular no superó los 2000 psi en ningún momento durante la fractura, en los siguientes

Knowledge is power

Complete drill string lifecycle management

From beginning to end we give you total asset control and a never-before-seen view of your drill pipe.

Start making better informed decisions on inspection, maintenance, repair, and the purchase of new pipe with real-time data obtained from TracID™, the field-proven RFID technology that has been successfully installed and deployed in over 40,000 drill string components.

As your single source for premium drill string products and solutions, Grant Prideco™ and Tuboscope™ help you reduce total cost of ownership by increasing drill pipe life and improving asset management programs.

NOV Wellbore Technologies

Item	Pozo con packer (TBL) u\$s	Packerless (EU) u\$s	Parckerless (TBL G2) u\$s
Armadura	54.576/REPA 9.000	54.576/REPA 9.000	54.576/REPA 9.000
Válvula maestra	3.618/REPA 1.500	3.618/REPA 1.500	3.618/REPA 1.500
Brida	4.406/REPA 750	4.406/REPA 750	4.406/REPA 750
Colgador	3.280	3.280	3.280
Tubing 3200 m	111.232	84.416	15.000
Packer	16.200	0	0
Accesorios	7.200	1.800	7.200
Control de torque	10.000	No aplica	10.000
Total	200.512/151.062	152.096/100.746	98.080/46.730

Tabla 1. Costos de instalación de fondo y Sección D

pozos dirigidos *packerless* (sin *packer*) no fue necesaria la utilización de materiales serie 10000.

En cuanto a los costos de la tubería de producción, el análisis mostró que con la eliminación del *packer* y el reemplazo de la unión Premium por EU, se podía obtener un ahorro de 50 ku\$s por pozo. El uso de uniones EU en lugar de rosca Premium trae un ahorro adicional en los accesorios y, por otro lado, vuelve innecesario el control de torque. En caso de emplear materiales reparados, esto es tubería grado 2 y Sección D (armadura de surgencia) reacondicionada, el ahorro total puede alcanzar los 150 ku\$s respecto de un pozo dirigido convencional. Para el análisis económico de la propuesta se tuvo en cuenta únicamente el ahorro de 50 ku\$s que se debe al cambio de configuración de fondo (Tabla 1).

Por otro lado, el cambio de configuración a *packerless*

lleva asociado un ahorro en las operaciones de perforación y de terminación debido a la mejora en tiempos de equipo y el cambio en las cañerías de aislación (Tabla 2). En promedio para un pozo dirigido convencional se tenía un tiempo de perforación de 28 días. Con el diseño *packerless* se obtuvo una mejora de 7 días. En cuanto a la bajada de instalación de producción, un pozo *packerless* se completa en apenas 4 días, esto es, en promedio, 6 días menos que un pozo dirigido convencional.

En la perforación se tiene un ahorro de 400 ku\$s y en la terminación de 200 ku\$s por pozo. Este monto incluye un ahorro de 51 ku\$s en materiales. Es decir, que el cambio a la configuración *packerless* tiene un ahorro de, al menos, 650 ku\$s por pozo. Extendido al proyecto de 20 pozos dirigidos pendientes de perforación, el mínimo ahorro en el proyecto es 13 Mu\$s.

MÁS EFICIENTE EN LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

CONOZCA MAS DE NUESTRAS UNIDADES DE NEGOCIO QUE DESDE HACE 4 AÑOS FUNCIONAN EN ARGENTINA

Equipo de perforación montado sobre camiones

Equipos de Perforación y Reparación de Pozos

Equipos de fracturación

Equipos de fracturamiento

Equipos en Boca de Pozo y Cabezales

Equipos de Procesamiento de Petróleo y Gas

Compresores recíprocos

Equipos de generación de nitrógeno

Equipos de cementación

Equipos de Compresión de Gas

KERUI

KERUI PETROLEUM ARGENTINA

Av. Carlos Pellegrini 1363, 1 piso, Capital Federal, Argentina.
 federicomiller@keruigroup.com 0054 11 3270 0674
 marcelo@keruigroup.com 0054 11 2363 1606
 www.keruigroup.com

KERUI
KERUI PETROLEUM

Una Industria Argentina para el Mercosur



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



BUENOS AIRES

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

PLANTA NEUQUÉN

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

PLANTA BAHÍA BLANCA

Av. del Desarrollo Presidente Frondizi s/n
(Q8300AXD) Puerto Galván
Provincia de Buenos Aires
Tel.: (54-291) 457-2470
Fax: (54-291) 457-2471



Item	Costo u\$d
Perforación (<i>packerless</i>)	2.600.000
Perforación (<i>packer</i>)	3.000.000
Terminación <i>packerless</i>	800.000
Terminación <i>packer</i>	1.000.000

Tabla 2. Cambios en costos de perforación y terminación.

El siguiente paso fue definir la estrategia de producción que maximice la acumulada en el tiempo. Para ello se evaluaron tanto con análisis nodal como económicamente diversas estrategias hasta encontrar la más eficiente.

Los cálculos se realizaron suponiendo un pozo tipo con un GOR de 8300 m³/m³, WGR de 3e⁻⁵ m³/m³ y presión estática de reservorios 170 kg/cm². En la zona de desarrollo de este proyecto, la captación desde USP puede realizarse a media presión, 23,5 kg/cm², o baja presión, 13 kg/cm², por lo que también esta fue una variable de análisis. Además se consideró la producción en conjunto de anular y directa, la instalación de compresores en boca de pozo (CBP) para la captación en ultrabaja presión y el uso en la etapa última del pozo del sistema artificial *plunger lift* (PL) o capilar para inyección de espumígeno con la finalidad de mantener la producción y evitar el ahogue.

Para los primeros 300 días en producción se empleó el modelo de IPR de fractura hidráulica sin considerar variación en la presión estática del reservorio ni *skin*. A partir de los 300 días, el modelo utilizado fue el "C y n" con un "n" igual a 0,85. El cálculo de las IPRs futuras se realizó con el

perfil de presiones de la zona aplicando el modelo C y n. La ecuación 1 muestra la secuencia de cálculo para obtener los distintos valores de C, Q se refiere al caudal de gas en KSm³/día, P_{ws} a la presión estática del reservorio en kg/cm² y C la variable del modelo en Sm³/día/bar². Los subíndices "a" y "f" indican "actual" y "futuro", respectivamente.

$$Q = C \cdot (P_{ws}^2 - P_{wsf}^2)^n$$

$$C_f = C_a \cdot \frac{P_{wsf}}{P_{wsa}}$$

$$Q_f = C_a \cdot \frac{P_{wsf}}{P_{wsa}} (P_{wsf}^2 - P_{wff}^2)^n$$

Ecuación 1. Secuencia de cálculo de IPR futura con el modelo C y n.

La obtención del C futuro a cada presión de reservorios permite calcular las IPRs y definir la producción en cada etapa productiva del pozo. En la figura 5 se presenta la curva de producción correspondiente a la estrategia *packerless* que presentó los mejores indicadores económicos y que maximiza la producción. Esta curva se muestra contrastada con la curva que se obtiene de un pozo dirigido convencional de tubería 2 7/8" y *packer*. Asimismo, se muestran los cambios de diámetro de orificio y de presión estática de fondo en el tiempo.

Durante el primer año de producción, el orificio se aumenta paulatinamente para proteger la fractura hasta que

SERVIUR
tratamiento de aguas y efluentes

LOS TRES ENGRANAJES
QUE IMPULSAN NUESTRA EMPRESA

ESTE PASO QUE HEMOS DADO PARA POSEER UN SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN EN EL ÁREA DE CALIDAD, AMBIENTE Y SEGURIDAD RATIFICA EL CAMINO QUE INICIAMOS EN EL AÑO 2000 CUANDO REALIZAMOS LA PRIMERA CERTIFICACIÓN DE LA ISO 9002

ISO 9001
ISO 14001
OHSAS 18001
BUREAU VERITAS
Certification

BUREAU VERITAS
1828

Servlur S.A.
Amenábar 1247, Piso 1,
C1426AJU Buenos Aires
Tel. Fax: 54 11 4786-3888 L.Rot.
www.servlur.com - info@servlur.com

ULTRA LIVIANOS



PUNTERA DE ALUMINIO
40% MÁS LIVIANA



PROFESIONALIZATE.
NUEVO MODELO STREET



LA CIUDAD ESTÁ CAMBIANDO.

FUNCIONAL
CALZADO DE SEGURIDAD

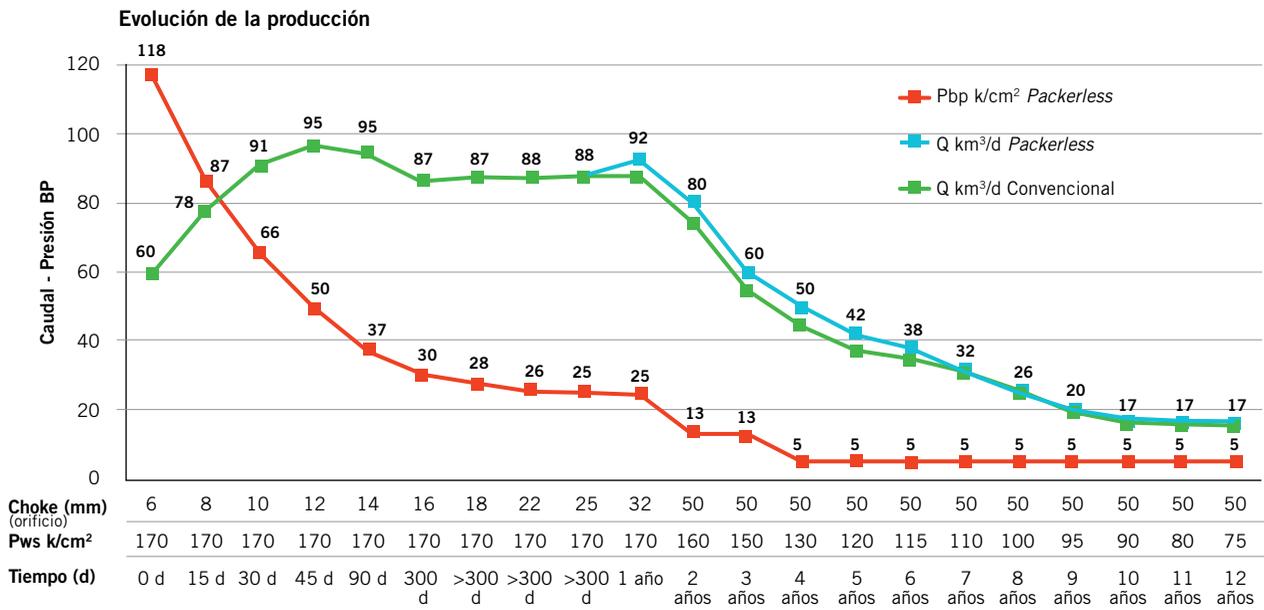


Figura 5. Curva de producción packerless versus pozo dirigido convencional.

un cambio de diámetro no implique un aumento de producción. En ese momento, el orificio puede dejarse libre. Por lo general en esta etapa el pozo se encuentra produciendo a USP en media presión.

Durante el segundo año de producción se procede a la apertura del anular. El pozo puede mantenerse en media presión unos meses durante los cuales el monitoreo de las presiones de boca se hace imprescindible. Ante el primer indicio de carga líquida, o antes, se debe pasar a captación en baja presión desde USP con el fin de evitar la carga líquida.

La apertura del anular incrementa el diámetro de tubería de producción de 2,44" a un diámetro equivalente de 3,39". El cálculo del diámetro equivalente lo realiza el software de análisis nodal de forma automática al indicarle flujo en conjunto por tubing y anular. Sin embargo, es recomendable realizar el cálculo de forma manual para verificar los resultados. La metodología se muestra en la ecuación 2 y puede encontrarse en "Gas Production Engineering", de Sanjay Kumar (1987).

$$De = D1 \left[\frac{Ke}{K1} \left(\frac{1+C1}{C1} \right)^2 \right]^{\frac{1}{5}} \text{ siendo } C1 = \sqrt[5]{\frac{K2}{K1} \left(\frac{D1}{D2} \right)^5 \frac{L2}{L1}}$$

Ecuación 2. Cálculo de diámetro equivalente.

Donde D1 y D2 son el diámetro interno del tubing y el diámetro equivalente de casing en pulgadas; Ke, K1 y K2, parámetros que dependen de la densidad del gas, el factor de compresibilidad, la temperatura, la presión y la fricción. En este caso, Ke, K1 y K2 se cancelan mutuamente por tratarse del mismo fluido. El diámetro equivalente del casing, D2, se calcula como $D2^5 = (dci - dto)^3 (dci + dto)^2$ con dci: diámetro interno de casing y dto: diámetro externo de tubing.

El pozo puede producirse a baja presión por anular y directa hasta que la presión estática de reservorios alcanza los 140 kg/cm². Esto ocurre entre el tercer y cuarto año según el perfil de presiones de la zona. En ese momento, la

velocidad crítica del gas, si se mantiene el anular abierto, supera la velocidad del gas y el pozo presenta carga líquida. La estrategia óptima para evitar el ahogue del pozo es bajar nuevamente la presión en boca, proceso que realizamos mediante la instalación de un compresor de boca de pozo (CBP) que capte la producción tanto por directa como por anular. Producido de esta manera, el anular puede mantenerse abierto hasta que la presión de reservorios sea cercana a los 115 kg/cm² entre uno y dos años más tarde. En ese momento, el anular se cierra para evitar la carga líquida y continúa produciéndose con CBP por directa. En este momento, la curva de producción se solapa con la de un pozo dirigido convencional dado que el diámetro de la tubería de producción es nuevamente 2,44".

Cuando la presión de reservorios se aproxima a los 90 kg/cm², cuatro años después, la carga líquida puede ahogar el pozo incluso captándolo en ultrabaja presión. La forma de sostener la producción es asistirlo con plunger lift o inyección de químicos espumígenos (capilar technology). En la tabla 3 se muestran los costos operativos correspondiente a la estrategia de extracción descrita. Sin embargo, no implican un aumento de OPEX, ya que son soluciones que, en la actualidad, también se aplican en la última etapa de los pozos del yacimiento.

El fenómeno de cabeceo que típicamente se produce en pozos packerless depletados con anular cerrado puede explicarse según la figura 6 obtenida del libro Gas Well De-liquification, de James Lea, 2008. Supongamos que el ciclo comienza en el punto 1 de la figura 6:

1. El gas burbujea por el anular y desplaza el líquido hacia el tubing, como consecuencia el nivel de líquido en el anular baja y la presión de entrecañón desciende.
2. El pozo produce pero con bajo caudal dado que la columna en la directa es aún "pesada". Parte del gas se desvía al anular y parte del líquido del anular se produce por directa. La presión en el anular desciende a medida que el gas en el anular continúa desplazando el líquido hacia la directa.

EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA



25 años al servicio de nuestros clientes



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

Sistema	Finalidad	Anular	Costo
A-C	Sacar el taco del líquido que pueda acumularse en el fondo	Cerrado o abierto (etapa de transición)	Sin costo
Directa	Evitar ahogue del pozo	Cerrado	Sin costo
CBP	Bajar la presión en boca, incrementar producción y ayudar a elevar el líquido	Abierto (Mayor área de producción)	Gasto 18.000 USD/mes
PL	Sacar el taco de líquido que pueda acumularse en fondo	Cerrado (Acumulador de energía)	Inversión inicial: 7.000 USD Gasto: mantenimiento periódico de materiales (cambio pistón, válvula neumática): 300 USD promedio anual
Capilar	Sacar el líquido y mantener la producción (Caso especial. Alto corte de agua/el pozo no tiene energía suficiente para PL)	Cerrado	Inversión inicial: 19.000 USD (13.000 USD corresponden a capilar nuevo) Gastos mensuales: 2.500 USD/mes químico con una dosificación de 30lt/d. un chequeo de capilar cada 2 años: 6.000 USD el año que se realice

Tabla 3. Costos etapa última del pozo.

- El nivel de líquido se equipara en la punta de la instalación de fondo. El peso de la columna en directa se reduce, ya que el gas proveniente de la formación se produce en lugar de desviarse al entrecaño.
- El gradiente de presión por directa cae más todavía, debido al gas producido. La presión dinámica de fondo baja. El gas seco del anular fluye hacia la directa. El aporte del reservorio también aumenta. Por un corto período, la producción de gas es mayor de lo normal pero con menor producción de líquidos (>RGL).
- El líquido se acumula en el fondo. A medida que el nivel de líquido aumenta en el anular, el gas también se filtra hacia el casing. El gradiente en el tubing aumenta contrapresionando el reservorio. La producción cae.
- El aporte de líquido de la formación es mayor que el que puede ser transportado hacia la superficie por el gas.
- La producción de líquidos en la superficie está en equilibrio con el aporte de líquidos desde la formación. El gas continúa migrando hacia el anular hasta que la presión en el anular es suficiente para forzar el líquido

Desarrollo, Tecnología e Innovación
Transporte marítimo y fluvial de petróleo crudo y subproductos, remolcadores de puerto y remolcadores offshore.

100 UN SIGLO NAVEGANDO JUNTOS
Antares Naviera

SAN MATIAS I

Development, Technology and Innovation
Marine and fluvial transportation of crude oil and byproducts, harbour towage and offshore vessels services.

Antares Naviera

Edificio Torre Bouchard | Tel. Fax: 54.11.4317.8400/8403
Bouchard 547 | Piso 21 | C1106ABG | Buenos Aires | ARGENTINA
antaresnaviera.com

Tres razones para ser su mejor opción.



01

DISEÑO Y PRODUCCIÓN
TECNOLOGÍA DE PUNTA CON
ALTO VALOR AGREGADO
EN EL PRODUCTO.



02

STOCK PERMANENTE
DISPONIBILIDAD INMEDIATA DE
REPUESTOS ESTÁNDAR CON
ENTREGA JUST IN TIME.



03

CENTROS DE DISTRIBUCIÓN
LOCALIZACIONES ESTRATÉGICAS
Y MODERNA ESTRUCTURA DE
LOGÍSTICA ORGANIZADA.

Oilfield Products

Insumos y Repuestos para Workover & Pulling,
Herramientas de Ensayo y Completación,
Cementación y Fractura, Producción y B.O.P.



ATENCIÓN AL CLIENTE
+54 11 4554 8838
www.bivort.com.ar



RUBBER TECHNICAL PRODUCTS

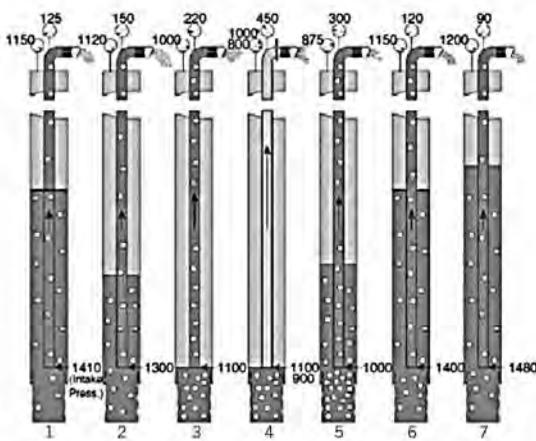


Figura 6. Fenómeno de carga líquida en pozos *packerless*. James Lea (2008).

nuevamente hacia el *tubing* y repetir el ciclo.

Por ello, en un pozo *packerless*, además del seguimiento de las presiones de línea, boca de pozo y de la producción, es indispensable realizar un seguimiento continuo de la presión del espacio anular.

El seguimiento del comportamiento conjunto de las presiones de boca, anular y la producción de gas permiten deducir el comportamiento de fondo y prevenir la acumulación de líquido o ahogue del pozo y, por ende, actuar de manera preventiva.

Evaluación económica

La estrategia de extracción propuesta incrementa la producción acumulada respecto de un pozo dirigido convencional en 7,8 Mm³ de gas y 5,6 Kbbbl de petróleo. Esto representa un incremento del 8% en la acumulada del pozo hasta la fecha de finalización de la concesión del yacimiento en 2027. En el proyecto de 20 pozos, el incre-

mento en la curva de producción, equivale a un total de 154 Mm³ de gas y 113 Kbbbl de petróleo respecto de la curva tipo de un pozo dirigido convencional. El VAN del proyecto aumenta en 26,194 Ku\$s y la TIR mejora un 4%.

Pozo piloto

El pozo piloto *packerless* se construyó en enero de 2016. La curva de la figura 7 muestra la producción del pozo piloto con distintos diámetros de orificios durante los primeros meses en servicio. La producción obtenida fue menor que la esperada por pozo tipo, debido a que la presión estática del reservorio se encontró entre las más bajas de las halladas hasta el momento con las perforaciones del *infill* (155 kg/cm²). Sin embargo, el pozo se encuentra estable y produce dentro de los valores rentables para el proyecto *infill* y más aún si se considera el ahorro generado por cambiar la configuración de fondo de convencional a *packerless*. Lleva aproximadamente cinco meses en servicio y no muestra síntomas de carga líquida.

Además del caudal, se monitorean la presión de boca, línea y anular. En la figura 8 se muestra la evolución de las presiones tanto de boca de pozo como del anular y línea desde el enganche del pozo. Cada salto de presión corresponde a un cambio de orificio. El cabeceo en el anular se produjo únicamente en la etapa inicial del pozo (circunferencia azul) durante los primeros cinco días en producción



Figura 8. Evolución de las presiones en el pozo piloto.



Figura 7. Producción del pozo piloto.

y únicamente se tendieron a equalizar las presiones durante unas horas el primer día en surgencia, etapa en la cual el pozo estaba devolviendo agua de fractura.

En la actualidad, la presión de boca de pozo y la presión anular mantienen un diferencial constante y se muestran estables en el tiempo.

Conclusiones

El estudio en conjunto entre los distintos sectores afectados a la perforación, la terminación y el seguimiento de los pozos permitió diseñar una completación y una estrategia que permite incrementar la producción acumulada por pozo en un 8% hasta el fin de la concesión del yacimiento en 2027. En volumen representa un incremento de producción de 154 Mm³ de gas y 113 kbbl para el total de los 20 pozos por perforar.

El cambio de configuración de fondo produce un ahorro mínimo por pozo en lo que respecta a la perforación, la terminación y el costo de materiales de 650 Ku\$. En el proyecto de pozo dirigido se espera, por lo tanto, un ahorro de, al menos, 13 Mu\$.

El cambio de diseño no evita la acumulación de líquido en fondo cuando las presiones estáticas son inferiores a los 90 kg/cm². Esto se debe a que se mantiene el diámetro interno de 4,95" en la cámara del pozo, ya presente en el pozo dirigido convencional. Se desprende de este hecho la necesidad de analizar configuraciones *slimhole* que mantengan un diámetro constante e inferior a 4,95" durante toda la etapa productiva del pozo.

Por último, el proyecto *packerless* puede extenderse a otros yacimientos similares al descripto. Sin embargo, es necesario el análisis individual para cada yacimiento teniendo en cuenta la posibilidad de corrosión, de erosión, la curva de pozo tipo y las presiones de reservorio esperadas. ■

Bibliografía

- Documento soporte de decisión DSD3 del Proyecto Integral Pozos *Infill* Zona SE. 2016.
- "Fundamentals of reservoir Engineering". Dake L.P. Elsevier. 1998.
- "Fundamentos de análisis nodal". *FDC Field Development Consultants*. 2011.
- "Gas Production Engineering". Sanjay Kumar. *Gulf Publishing Company*, Houston Texas. 1987.
- "Gas Well Deliquification". James Lea. *Gulf Publishing Company*, Houston Texas. 2008.

"Gas Well Deliquification by Chemical Foam". *Workshop 2013*. Steve Ouve Heuvel, Craig Adelizzi. 2013. Nalco-Champion.

"Manual de tubulares". Tenaris. 2011.

"Matriz energética Argentina: ¿Qué se debe hacer?". Carlos Alberto Dagna. Carta financiera. 8-12-2014.

Perfil de presiones de Loma La Lata. Tanque de la zona Sureste. MIP Loma de La Lata. 2015.

"Will Plunger Lift Work in My Well?". Paul L. Ferguson, E. Bearegard. Ferguson Bearegard, Inc. 1983.

Herramientas informáticas

- Petroleum Experts. IPM 9.0 (Prosper, GAP).
- Merak Decision Tool Kit. Risk analysis 2013.1.
- Merak. Peep 2013.1.



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

INDURA
Grupo AIR PRODUCTS

En este trabajo se plantea la metodología que se utilizó en la identificación de los reservorios subsaturados y sobre presurizados a través del uso de perfiles resistivos; modelo petrofísico; modelo estructural y el modelo de carga que relaciona la generación, la migración y el entrapamiento de los hidrocarburos.



La resistividad y su relación con la subsaturación de agua y el grado de sobrepresión como guía en el desarrollo de un yacimiento de *tight gas*

Por **Guillermo Gozalvez, Andrés Krittian, y Sergio Falconaro** (Pampa Energía S.A.)

El yacimiento Río Neuquén está ubicado en la cuenca Neuquina, abarca parte de las provincias de Neuquén y Río Negro (Figura 1). Históricamente tuvo su producción relacionada a reservorios convencionales de las Fms. Mulichinco, Quintuco, Tordillo y Lotena, teniendo como roca madre del sistema petrolero a la Fm. Vaca Muerta. A partir de 1999 se comenzó a investigar la productividad de los niveles de arenas correspondientes a las formaciones Punta Rosada (Digregorio, 1972) y Lajas (Weaver, 1931), ubicadas en una posición más profunda de la columna estratigráfica. La roca madre de este sistema petrolero lo constituyen las pelitas de la Fm. Los Molles ubicadas a 4000 m de profundidad promedio. Las unidades productivas Fms. Lajas-Punta Rosada tienen un espesor total aproximado de 1000 m y están constituidas por intercalaciones de areniscas, conglomerados, limolitas y arcilitas de muy baja permeabilidad, sobre presurizados, subsaturados y cargados con gas seco, lo cual representa un desafío para el desarrollo del campo.

De acuerdo con los valores de permeabilidad encontrados en las Fms. Punta Rosada y Lajas, que oscilan entre 0,0001 a 0,1 mD, se puede decir que es un reservorio *tight gas* y por su nivel de sobre presión y subsaturación se corresponde con el concepto de Gas de Centro de Cuenca (*Basin Centered Gas System*) descrito por numerosos autores, como Law B. E. (2000). Localmente, el desarrollo se ubica en un anticlinal formado durante una etapa compresiva que, a lo largo de su evolución, llega al punto de máxima deformación produciéndose el colapso de la estructura y dando lugar a un juego de fallas normales que configuran un graben de orientación N-S (Berdini *et al.*, 2002). En el modelo propuesto, estas fallas impactarían directamente en la migración y distribución final del gas en el reservorio.

Una cuestión relevante a la hora de planificar el desarrollo del campo fue siempre la definición del límite superior de los horizontes productivos, relacionados en ese entonces con los niveles de sobre presión.

A medida que se avanzó con la incorporación de nuevos pozos y una mayor cantidad de capas estimuladas, y se amplió el universo de datos, se pudo observar que, más allá del grado de sobre presión de los reservorios, fue importante definir los valores de resistividad que se vinculan estrictamente con la saturación de agua y que condicionan la productividad de los reservorios y, por ende, del potencial total de los pozos.



Figura 1. Ubicación de la cuenca Neuquina con localización del área de estudio Río Neuquén.

La estimación precisa del espesor de los niveles productivos conlleva directamente al número de capas de arena que se deben estimular durante la terminación. Este factor es de suma importancia, ya que impacta finalmente en la economicidad del proyecto.

Este trabajo tiene como eje principal plantear una metodología de análisis integradora de variables estáticas y dinámicas del reservorio para clarificar, tanto la distribución espacial como vertical de los hidrocarburos, basándose principalmente en la petrofísica, la resistividad profunda como indicador indirecto de subsaturación y los rasgos estructurales principales. Con este análisis se ha logrado una mejora en los caudales de producción a partir del incremento de los espesores contactados.

Marco estructural y geológico

El área Río Neuquén se encuentra en el sector sudoriental de la cuenca Neuquina. Su historia de deformación y deposición está estrechamente ligada a lo ocurrido en el margen Sur de la cuenca y al desarrollo de la megaestructura conocida como Dorsal de Huincul, cuyo estudio es ampliamente documentado en la bibliografía.

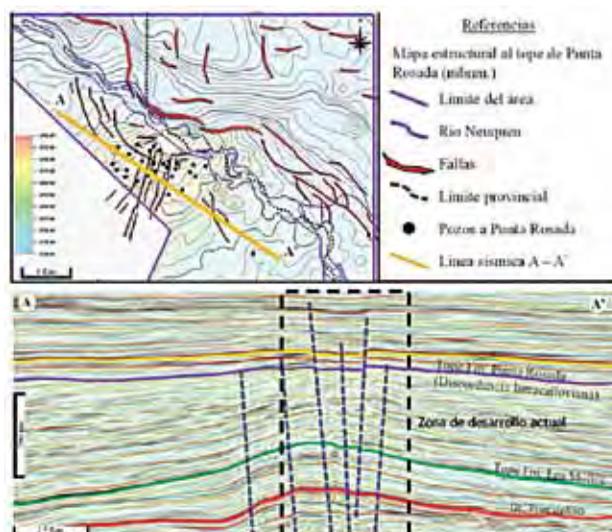


Figura 2. Mapa estructural al tope de Punta Rosada y corte sísmico NO-SE donde se muestran las estructuras principales (guben de colapso).

La evolución estructural del área de desarrollo fue descrita por Berdini *et al.* En ese trabajo los autores describen dos grandes etapas de deformación, subdivididas en ciclos menores. Una etapa de Rift donde se formaron depocentros locales rellenos con sedimentos del Gr. Precuyo y la sección inferior de la Fm. Los Molles, a la que sigue una subsidencia generalizada donde se depositaron los sedimentos del Jurásico Inferior a Medio (Fms. Los Molles Superior, Lajas y Punta Rosada). Esta etapa fue interrumpida por dos reactivaciones tectónicas que, a partir de lineamientos preexistentes y bajo la influencia de un esfuerzo horizontal máximo NO-SE, desarrollaron estructuras en flor correspondientes a un sistema transpresivo dextrógiro. Hacia el final de esta etapa transpresiva se generó un graben simétrico de orientación aproximada N-S que, según los autores, podría deberse al colapso de la estructura

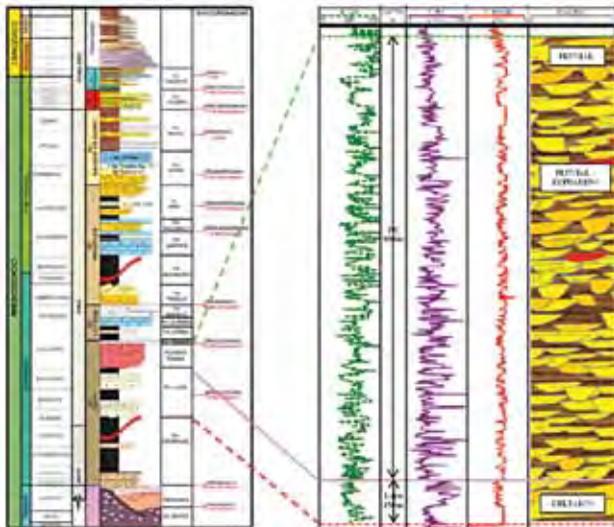


Figura 3. Columna estratigráfica (modificada de Arregui *et al.*, 2011). A la derecha perfil eléctrico tipo con espesores y principales litologías y ambientes sedimentarios.

en el punto de máxima deformación. Es en esta zona y sus alrededores donde se concentra actualmente el desarrollo de Punta Rosada en el yacimiento Río Neuquén (Figura 2).

Las Formaciones Lajas y Punta Rosada en conjunto tienen, en esta posición de la cuenca, un espesor promedio total de 1000 m y representan una secuencia estratigráfica

de carácter regresivo de 3° orden. La Fm. Lajas está formada por depósitos marinos de facies deltaicas. El espesor total de esta formación es de 200 m aproximadamente. Por encima se depositaron sedimentos marino marginales de la Fm. Punta Rosada que evolucionan hasta llegar a depósitos fluviales en los intervalos superiores (Figura 3).

Como se mencionó, durante este período, el área estuvo sometida a esfuerzos transpresivos. Numerosos pulsos tectónicos generaron reactivaciones parciales que quedaron reflejadas en el registro sedimentario como discordancias. Las dos más importantes por su carácter regional son la discordancia Intrajurasica ubicada en los niveles medios de Punta Rosada, descrita por Viñes *et al.*, y la discordancia Intracalloviana, descrita por Dellape *et al.*, que marca el tope de la Fm. Punta Rosada por encima de la cual se depositan niveles conglomerádicos correspondientes a la Fm. Lotena.

Caracterización petrofísica del reservorio

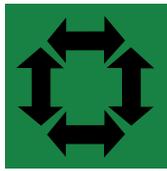
Las Formaciones Punta Rosada (PR) y Lajas están compuestas por rocas clásticas en gran parte sobrepresurizadas. Los niveles que se consideran reservorio varían de conglomerados a areniscas inmaduras lítico-feldespáticas y se caracterizan por poseer porosidades menores al 10%; permeabilidades muy bajas entre 0,0001 a 0,1 mD y saturaciones de agua, en general, subirreducibles que varían

OROFLEX®200

OROFLEX, LA MANGA EN EL MUNDO MAS EMPLEADA EN EL TRANSPORTE DE AGUA EN EL SERVICIO DE FRACKING.

Con la garantía

Condarco 215, Quilmes, Bs As - +54 011 4224 1659 / 9019
 info@inquisa.com.ar - www.inquisa.com.ar



LOCKWOOD

COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS

Safe Well Program

LOCKWOOD ha desarrollado el Programa **Safe Well**, el Risk Management Program orientado a mejorar la gestión de seguridad en el trabajo Cotidiano de Perforación, Workover y en Pozos.

PC | Planes de Contingencia para Blowout - BOCP

Confección, revisión, auditoría y simulacros para BOCPs, para pozos onshore y offshore.

IE | Inspección de Equipos y Pozos

Orientado a la inspección y auditorías de Equipos de Torre y Rigless, como también a bocas de pozos.

CP | Capacitación y Formación Profesional

Desarrollado por especialistas con experiencia comprobada en la industria del petróleo y del gas, cuyo objetivo es transmitir, evaluar y certificar conocimientos y habilidades, enmarcado dentro de la Escuela de Well Control.



Ponemos a disposición de la industria más de 20 años de experiencia orientados a asegurar los procesos de nuestros clientes, desarrollar su capital humano y preservar la vida, el medio ambiente e instalaciones.



Av. Ing. Luis A. Huergo 2914, PIN Oeste (Q8302SJR) Neuquén, Prov. de Neuquén, Patagonia, Argentina

Tel.: +54 299 4413782 / 4413785 / Fax: +54 299 4413822

informes@lockwood.com.ar / www.lockwood.com.ar

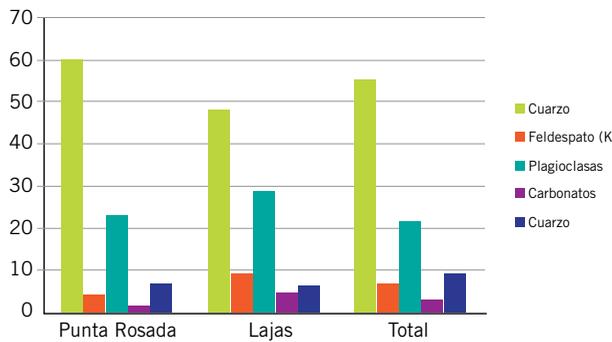
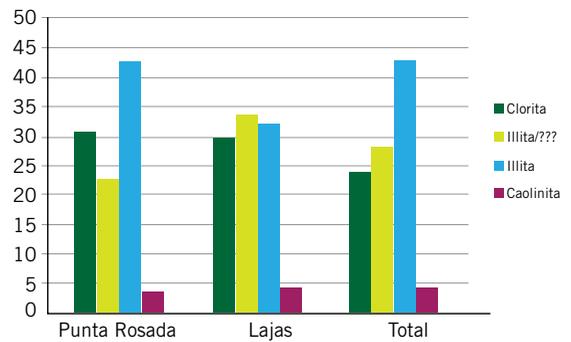


Figura 4. Resultados de rayos X (DRX). Mineralogía y tipos de arcillas.



entre el 10% y el 60%. En tanto que las intercalaciones no reservorio corresponden a fangolitas, limolitas, limoarcillitas y vaques.

Volumen de arcilla: estudios de rayos X indican que el porcentaje de arcilla dentro de las arenas reservorio es bajo, en general menor al 7%. Están compuestas principalmente por illitas; illita-esmectita y clorita (Figura 4).

Para la determinación del volumen de arcillas durante la interpretación de perfiles se utiliza el perfil de rayos gamma y la resistividad profunda.

Porosidad y Permeabilidad: los análisis de petro-

grafía a partir de cortes delgados permiten definir que alrededor del 70% del espacio poroso corresponde a micro y nano porosidad. El tipo, el tamaño y la textura de los poros, así como la composición de las rocas, se resumen en la figura 5.

La mejor estimación de la porosidad se logra utilizando la curva del perfil de densidad previamente corregida, en caso necesario, por los problemas de calibre. Tanto la porosidad como la permeabilidad se miden en laboratorio a condiciones de reservorio (NOBP: *Net Overburden Pressure, del inglés presión de sobrecarga neta*).

Digesto de Legislación Ambiental on line

iAPG
INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Este Digesto tiene como objetivo ofrecer una recopilación completa y ordenada de todas las normas ambientales nacionales, provinciales y municipales, aplicables a la actividad industrial en general. A ellas se agregan, teniendo en cuenta la interacción existente, normas referidas a higiene y seguridad.

Resulta de gran utilidad en todas las ramas de la actividad industrial, teniendo en cuenta que la aplicación de las disposiciones vigentes resulta indispensable para obtener la certificación ISO 14000.

La legislación se actualiza diariamente con el envío de una alerta a la dirección de mail del suscriptor de esa incorporación.

[/iAPGInfo](https://www.facebook.com/iAPGInfo) [/iAPG_Info](https://www.instagram.com/iAPG_Info) [/iAPGInfo](https://www.youtube.com/channel/UCp9ginfo) [/iAPGArg](https://www.linkedin.com/company/iAPG-Arg)

digestos@iapg.org.ar

No importa la tarea, 3M tiene un casco para vos.

La línea de cascos 3M H-700™ cuenta con un color específico para cada necesidad, asegurando que todos los trabajadores tengan la mejor protección.



Colores Disponibles



Blanco



Azul



Rojo



Naranja



Verde



Gris



Amarillo

Cada casco es diseñado especialmente para proteger la cabeza y el cuello del trabajador sin descuidar la comodidad, el balance y la estabilidad del mismo, mientras la banda reflectiva 3M, le brinda mayor visibilidad y protección al usuario.

Opcional



El sensor Uvicator™ permite detectar fácilmente la degradación que sufre el casco por la radiación UV, brindándole una protección extra al usuario.

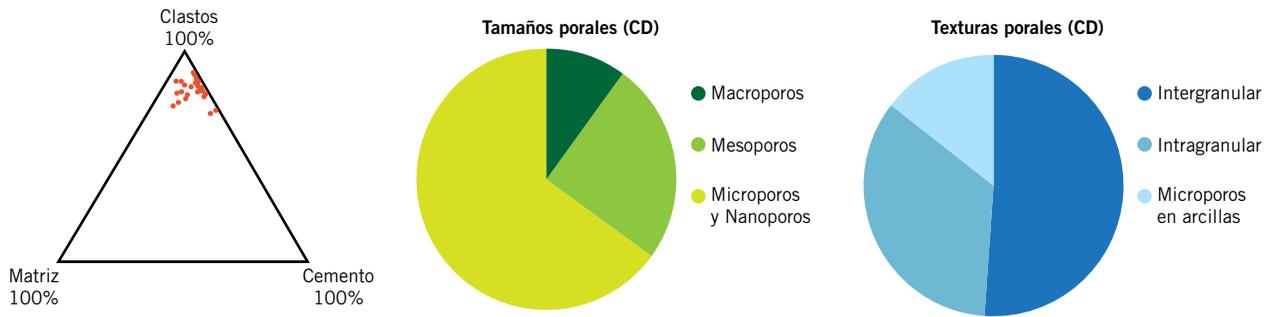


Figura 5. Composición de las rocas y tamaños y texturas porales a partir de la petrografía en Cortes Delgados.

Considerando las características de este tipo de reservorio de baja permeabilidad y sobrepresurizado, para el cálculo de la permeabilidad con perfiles se utilizó la ecuación de Timur (Timur, 1968) modificada que relaciona la porosidad y la saturación de agua irreducible. Dado que, en general, los reservorios producen caudales considerables de gas seco, se asume que la saturación de agua interpretada corresponde a la saturación de agua irreducible.

La figura 6 muestra la correlación porosidad-permeabilidad según datos de laboratorio (testigos laterales y coronas) a una presión de confinamiento (NOBP) representativa del punto medio del reservorio.

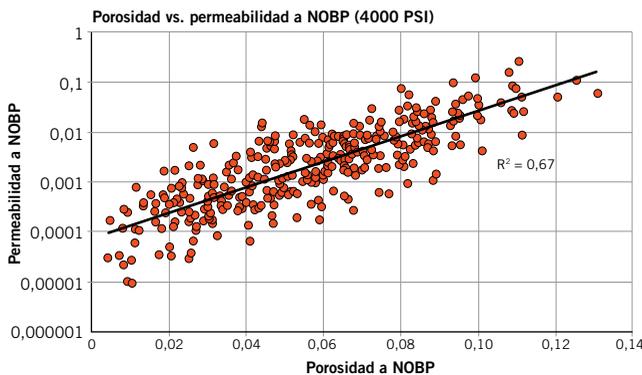


Figura 6. Correlación porosidad-permeabilidad a condiciones de reservorio. Datos de corona y testigos laterales.

Saturación de Agua: la saturación de agua es un parámetro crítico en este tipo de reservorio debido a su condición de subsaturación y, por lo tanto, a la falta de equilibrio capilar. Una posible explicación para la subsaturación así como una excelente descripción de un reservorio análogo a Punta Rosada puede leerse en Newsham, *et al.*

La falta de equilibrio hidrostático hace que la saturación de agua solo pueda ser estimada a partir de los perfiles eléctricos utilizando la ecuación de Archie (Archie, 1941) o sus variantes. Una de las principales maneras de ajustar esta interpretación es midiendo la saturación de agua nativa en la roca. Para esto se realizaron ensayos de laboratorio sobre coronas preservadas. Para más información ver Crotti, 2007. Estos ensayos permitieron obtener un valor representativo de la salinidad del agua de formación y calibrar los parámetros eléctricos que se utilizarían en la ecuación de cálculo para la interpretación de perfiles, se logró así un muy buen ajuste corona-perfil de la saturación de agua tanto para la Fm. Punta Rosada como para la Fm. Lajas.

La resistividad en las arenas como indicador cualitativo del límite superior de los niveles productivos

Al analizar el comportamiento del perfil de resistividad profunda frente a las arenas y conglomerados de Lajas y Punta Rosada, se observa que a medida que nos desplazamos hacia capas más someras, alejándonos de la roca madre, disminuye el valor de la resistividad (Figura 7).

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.

www.iphglobal.com





Volvimos con energía



Soluciones integrales en el campo de la energía.

Más de 30 operaciones permanentes en Buenos Aires, Neuquén, Mendoza, Rincón de los Sauces, Comodoro Rivadavia, Río Gallegos, Añelo, Catriel, Bahía Blanca y La Plata.

www.pecomenergia.com.ar



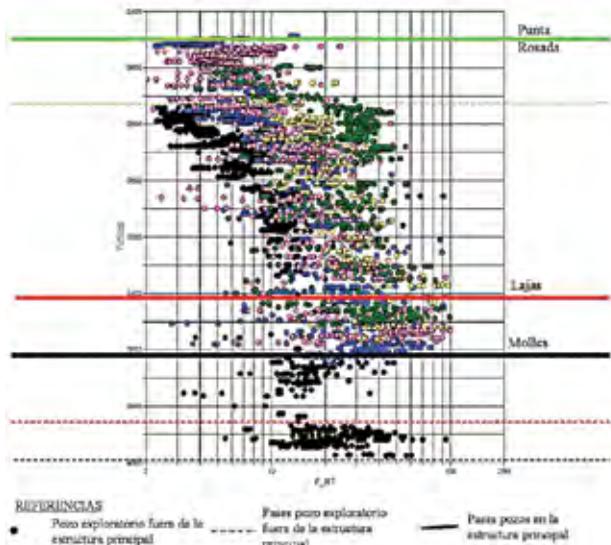


Figura 7. Ejemplo de la disminución de la resistividad profunda (F_RT) versus profundidad de las arenas porosas desde la roca madre (Fm. Los Molles). Los colores representan los distintos pozos. En negro, pozo exploratorio ubicado fuera de la estructura principal.

Existen distintos factores que podrían producir variaciones en las resistividades. Los tres más importantes se detallan a continuación:

- Cambios litológicos y/o petrofísicos: los datos de roca, recortes de perforación, testigos rotados y perfiles varios no muestran diferencias significativas en los valores de porosidad ni en la litología que puedan reflejarse en cambios abruptos de resistividad, por lo cual se descarta este factor.
- Cambios de la salinidad del agua de formación: los datos medidos en laboratorio y en ensayos de producción, alrededor de 120 g/l ClNa, así como las relaciones entre salinidades del lodo y resistividades profundas y someras (invasión) indican que no existirían variaciones significativas en la salinidad que justifiquen los cambios en la resistividad. Es importante mencionar que los reservorios convencionales más someros, como la Fm. Lotena, la Fm. Quintuco y la Fm. Mulichinco tienen salinidades de agua de formación comparables a las medidas en las Fms. Lajas y Punta Rosada, por lo tanto este factor también es descartado.
- Aumento de la SWirr (saturación de agua irreducible) en reservorios más someros: resulta la hipótesis más consistente y lógica según los datos y el modelo asumido.

Se observó que cuanto más próximo a la roca madre están las arenas de Punta Rosada mayor es la resistividad. Visto que la salinidad del agua de formación no tendría variaciones relevantes con la profundidad, este comportamiento sería indicativo de una menor SW (saturación de agua). En tanto que a medida que nos alejamos de la roca madre hacia reservorios más someros, la resistividad disminuye evidenciando un aumento de la saturación de agua con posibilidades de ser móvil.

Esta hipótesis está de acuerdo con el modelo de Gas de

Centro de Cuenca, donde la migración del gas generado en la roca madre tuvo la suficiente energía como para desplazar el agua móvil y parte del agua irreducible original que se encontraba en los poros, dejando las rocas subsaturadas. De esta manera los niveles de mayor SWirr y los de agua libre se ubican en la parte superior de la columna, constituyendo un sello capilar en un sistema fuera de equilibrio.

Un aspecto relevante es que, en la mayoría de los casos, estos cambios en la resistividad no se dan de manera gradual sino que pueden observarse escalones o saltos.

El análisis de la respuesta resistiva de los reservorios junto al comportamiento productivo de las rocas permitió definir tres zonas, dentro de las cuales la mayoría de las capas permeables tienen valores de resistividad promedio semejantes y comparten similares respuestas productivas (Tabla 1).

Zona	Resistividad (Ohm-m)	Saturación de Agua (%)	Respuesta Productiva
3	Menos de 20	50 a 70	Baja productividad Riesgo de Agua móvil
2	Entre 20 y 35	30 a 50	Media Productividad
1	Más de 35	10 a 30	Alta Productividad

Tabla 1. Zonas de resistividades promedio identificadas a nivel de pozo.

Zona 1. Constituida por reservorios con capas que presentan valores de resistividad promedio superiores a 35 ohm-m y coinciden con muy buenas productividades.

Zona 2. Zona con reservorios que contienen capas con valores de resistividad promedio entre 20 y 35 ohm-m y buenas productividades.

Zona 3. Zona con resistividades promedio menores a 20 ohm-m no considerada como reservorio debido a la baja productividad y al alto riesgo de movilidad de agua. Esta zona se hallaba en el tercio superior de la Fm. Punta Rosada y solo se encontraba en algunos pozos ubicados dentro del área de desarrollo en la etapa inicial del proyecto.

En 2014 se perforó un pozo exploratorio a 7 km de la zona de desarrollo hacia el flanco sudeste del anticlinal. Este pozo mostró muy baja detección de gas durante la perforación, y prácticamente todo el espesor de Punta Rosada, por sus valores de resistividad, queda dentro de la denominada zona 3. La terminación del pozo corroboró una baja productividad y la presencia de agua libre en algunos niveles de esta zona.

En la figura 8 se muestran las tres zonas en un corte estratigráfico con tres pozos: uno ubicado en el alto de la estructura, otro en zonas intermedias y el pozo exploratorio. Se graficaron las tres zonas definidas así como los datos de espesores estimulados, producción de gas y los caudales de agua producida transcurrido un mes de producción. El pozo exploratorio muestra en la Zona 3 escasa producción de gas y alta producción de agua en tanto que el pozo ubicado en el alto de la estructura muestra todo el espesor mineralizado con altas resistividades correspondientes a la Zona 1 y excelentes resultados productivos sin presencia de agua significativa.

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)



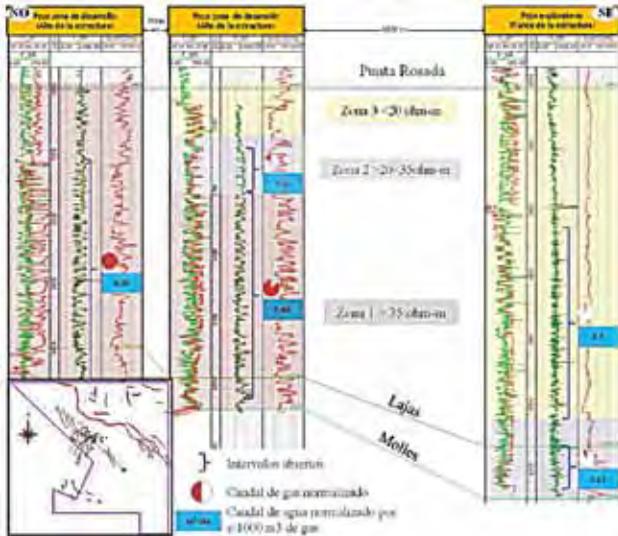


Figura 8. Zonas de resistividad observadas a nivel de pozo: en la pista del centro de cada pozo se observa la resistividad profunda (F_RT) y los intervalos abiertos. En la pista de la derecha de cada pozo se observa el gas total registrado durante la perforación y los datos de los ensayos normalizados.

Como se mencionó en la introducción, durante la etapa inicial del desarrollo, los objetivos productivos solo contemplaban la Fm. Lajas y los dos tercios inferiores de la Fm. Punta Rosada, no se consideró el tercio superior. Esto responde a un escaso universo de datos (pocos pozos perforados, pocas capas estimuladas) y a la existencia de un “paradigma” que relacionaba al tercio superior de la Fm. Punta Rosada con reservorios pobres, con saturación de agua móvil y gradientes de sobrepresión muy inferiores a los encontrados por debajo de ese límite.

Terminaciones recientes permitieron obtener nuevos datos de presión a diferentes profundidades mediante ensayos de bombeo diagnóstico. La figura 9 muestra las presiones medidas y los gradientes derivados de las mismas en relación a las zonas de resistividad definidas. Como puede verse no existe una relación directa entre el nivel de sobrepresión y la resistividad o saturación de agua. De esta manera capas de diferentes valores de resistividad pue-

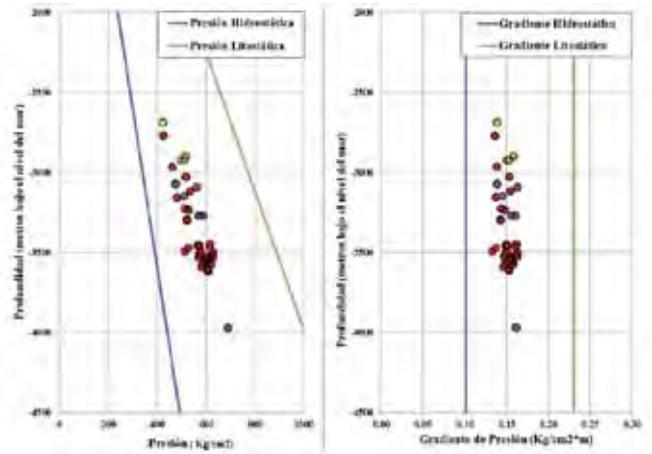


Figura 9. Presiones y gradientes medidos en las formaciones Lajas y Punta Rosada mediante ensayos de bombeo diagnóstico. Los colores representan las zonas de resistividad definidas (rojo Zona 1, violeta Zona 2 y amarillo Zona 3). El punto ubicado a mayor profundidad corresponde al pozo exploratorio.

den tener similar nivel de sobrepresión, insinuando que la saturación no depende de la presión sino más bien de la ubicación del pozo.

Predicción de Espesor Productivo

Berdini *et al.* mencionan y citan dos mecanismos principales de migración asociados a la Fm. Los Molles: vertical a través de fallas y migración vertical a través de espesores de sedimentos de grano fino. Al analizar la distribución areal de los espesores mineralizados (Zona 1 + Zona 2), identificados pozo a pozo, se puede observar que en la región afectada por las fallas de colapso del graben, las alturas mineralizadas son mayores y el mecanismo principal de migración habría sido a través de las fallas. En tanto que en la zona del pozo exploratorio, donde no hay presencia de fallas importantes, el espesor mineralizado es mucho menor y el principal mecanismo de migración habría sido a través de los sedimentos finos.

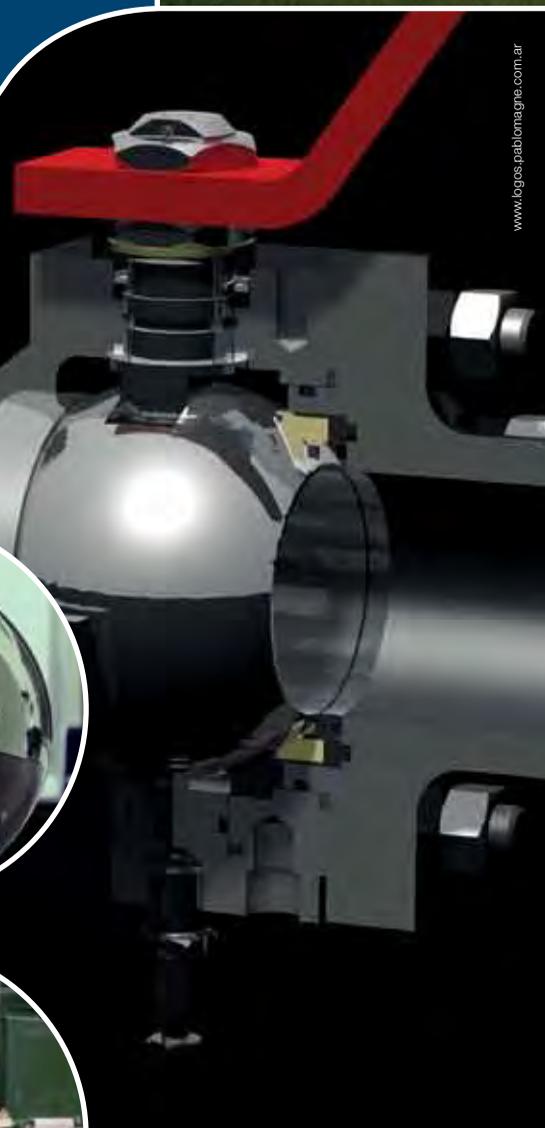
- :: MANAGEMENT DE PROYECTOS
- :: ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD
- :: EVALUACIONES TECNICO - ECONOMICAS
- :: ASISTENCIAS EN NUEVAS OPORTUNIDADES DE NEGOCIOS

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

Innovación y Tecnología para el Control de Fluidos



www.bgs.pabcmagne.com.ar



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

ATENCION AL CLIENTE

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



valmec
www.valmec.com.ar

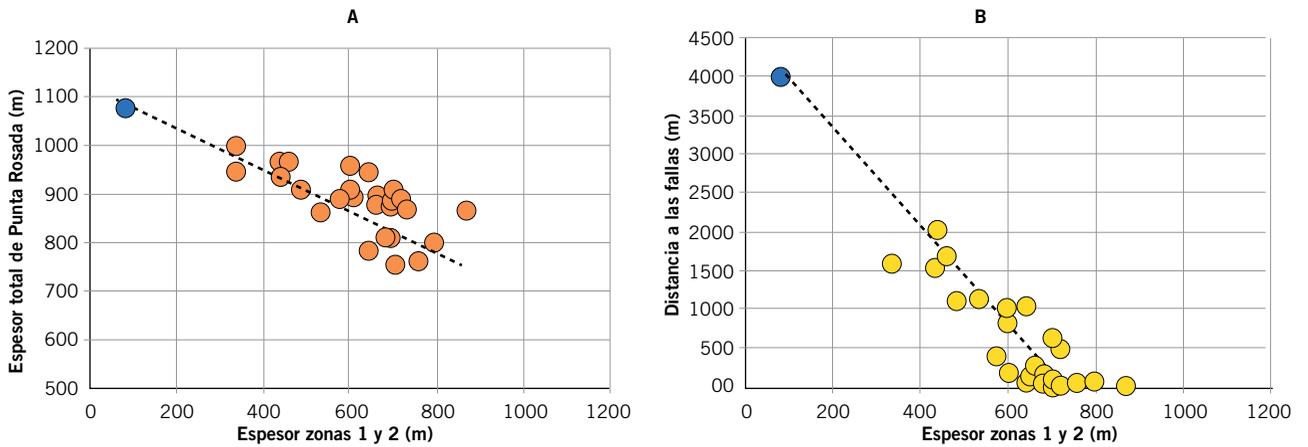


Figura 10. a. Relación entre el espesor total de Punta Rosada y el espesor de las zonas 1 y 2 (zonas consideradas productivas, con mayores resistividades). b. Espesor productivo, zonas 1 y 2 en relación con la distancia a las fallas principales del graben de colapso. En azul pozo exploratorio.

La relación inversa entre el espesor total y el espesor mineralizado (Figura 10a) se explica principalmente por las fallas asociadas a la estructuración mencionada. En la figura 10b se grafica el espesor de las zonas 1 y 2 con la distancia a la falla más cercana. Al alejarnos de la zona estructurada el espesor productivo disminuye. Las fallas funcionan como vías de migración al poner el gas en contacto con mayor volumen de roca, de esta manera mejora la eficiencia de la migración al no depender exclusivamente de la permeabilidad vertical de la roca.

Otro factor que podría haber influenciado en el espesor mineralizado es el espesor de la Fm. Los Molles, ya que a mayor potencia de roca madre, mayor es el volumen de gas generado. De acuerdo con la orientación de las fallas de basamento que dan origen a los hemigrabenes iniciales, los mayores espesores de la Fm. Los Molles tienen una orientación NO-SE y disminuyen hacia el SO y hacia el NE. En la figura 11 se muestra como esta relación se corrobora con una leve tendencia en los pozos dentro de la zona desarrollada y se define más claramente con el pozo exploratorio.

En la figura 12 se muestra como las fallas interpuestas entre pozos relativamente cercanos generan diferencias

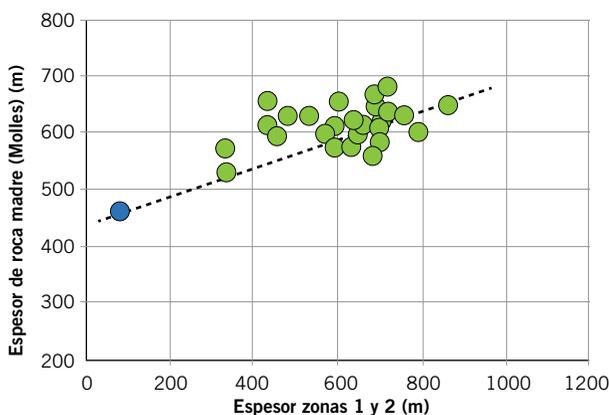


Figura 11. Relación entre el espesor de la roca madre, Fm. Los Molles y el espesor de las zonas 1 y 2. En azul pozo exploratorio.

significativas de espesor mineralizado. Esta diferencia en la carga no puede ser explicada ni por un cambio litológico ni por un cambio estratigráfico, solo la presencia de las fallas puede justificar que el gas haya migrado cientos de metros en la vertical atravesando rocas de muy baja permeabilidad. En esta misma figura también se observa la variación lateral en los espesores de la Fm. Los Molles.

Las zonas definidas en los pozos fueron extrapoladas considerando el modelo de carga asociado a la cercanía a las fallas. Se realizaron las volumetrías correspondientes y el resultado fue la incorporación del tercio superior de Punta Rosada en grandes áreas del campo y con él se incrementó considerablemente el GOIS (Gas Original *In Situ*) en el área de desarrollo.

Durante las campañas de perforación y de terminación de 2015 y 2016 se procedió a la adquisición de datos estáticos y dinámicos: perfiles, testigos rotados, punzados, fracturas, productividad y mediciones de presión, tendencias a validar el modelo propuesto.

Conclusiones

- A partir de los valores de resistividad profunda promedio de las capas permeables de la Fm. Punta Rosada y Fm. Lajas se definieron tres zonas fácilmente identificables por perfiles y con comportamientos productivos comprobados, claros y extrapolables.
- Se definió la Zona 1 como la de mejor productividad. Su asociación con la estructura permitió identificar grandes espesores útiles en la zona del graben. Los pozos perforados en esta zona mostraron producciones iniciales por encima del promedio.
- Se definió a la Zona 3 como la zona de menor productividad. Se caracteriza por resistividades de menos de 20 ohm-m, lo que equivale a saturaciones de agua promedio de 50%. En algunos niveles de esta zona es posible encontrar agua móvil. Se la considera, en las condiciones actuales de tecnología y precio, como recurso.
- Según el modelo propuesto y la información disponible, los gradientes de sobrepresión serían similares en

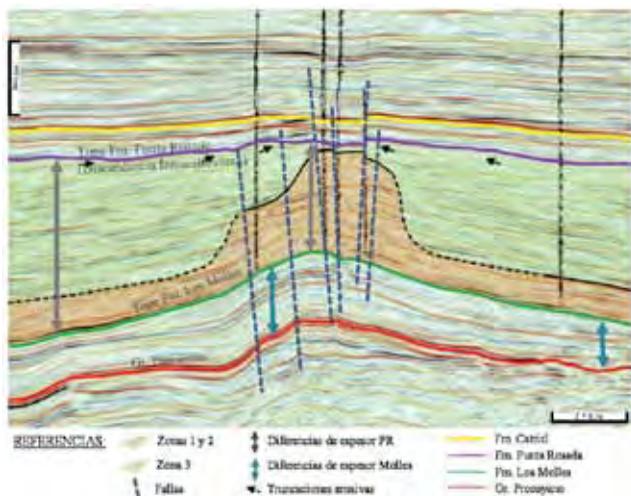


Figura 12. Corte sísmico NO-SE mostrando las truncaciones erosivas y los cambios de espesor total de Lajas + Punta Rosada, así como las variaciones de espesor de la roca madre (Fm. Los Molles).

todo el campo. De esta manera se prioriza la saturación de agua a través de la resistividad como guía para el desarrollo del yacimiento.

- La metodología propuesta, aplicada en la zona de desarrollo, permitió incrementar el espesor neto contactado en un 25% en promedio en tanto que la producción inicial, de acuerdo con los perfiles de productividad, aumentó, en promedio, un 15% alcanzando valores de hasta el 50% en las zonas centrales dentro del graben.
- La definición de las zonas y su identificación en los perfiles, así como su relación con los aspectos estructurales mencionados, permitió redefinir los planes de desarrollo futuros hacia zonas de mayor productividad optimizando los recursos. ■

Agradecimientos

Agradecemos a Pampa Energía S.A. por la publicación de este trabajo. A Federico Sattler por su colaboración; y a C. Naidés, P. de Diego, C. Arregui y N. Bravin por la lectura crítica del trabajo.

Bibliografía consultada

- Archie G. E., 1941. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics, SPE-942054-G, Trans. AIMME. 146: 54-62.
- Arregui C., O. Carbone y R. Martínez, 2011. EL GRUPO CUYO (JURÁSICO TEMPRANO -MEDIO) EN LA CUENCA NEUQUINA. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino. Neuquén, pp. 77-89.
- Berdini O., C. Arregui y M. Pimentel Mendes, 2002. Evolución tecto-sedimentaria de la estructura Río Neu-

quén, Cuenca Neuquina, República Argentina. XV Congreso Geológico Argentino, Actas 3:187-192, Calafate.

Berdini O., J. F. Rodríguez, S. D. Matheos, L. A. Spalletti y H. J. Villar, 2011. "Evaluación de los procesos diagenéticos y modelado bidimensional del sistema petrolero Los Molles- Lajas/Punta Rosada en el yacimiento Río Neuquén, Cuenca neuquina, Argentina". Actas del VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, pp. 549-566.

Crotti M. A., 2007. "Water Saturation in Tight Gas Reservoirs". SPE 107145. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 15-18, abril 2007.

Digregorio J. H., 1972. Neuquén. En: Leanza, A.F. (Ed.): Geología Regional Argentina. Academia Nacional de Ciencias. República Argentina. pp. 439-506. Córdoba.

Dellapé D. A., C. Mombrú, G. A. Pando, A. C. Riccardi, M. A. Uliana y G. E. Westermann, 1979. "Edad y correlación de la Formación Tábanos en Chacay Melhue y otras localidades de Neuquén y Mendoza, con consideraciones sobre la distribución y significado de las sedimentitas Lotenianas". Obra Centenario Museo La Plata, 5: 81-105. La Plata.

Law B. E., 2000. What is a basin-centered gas system? Basin-centered gas symposium: Rocky Mountain Association of Geologists, 8 p.

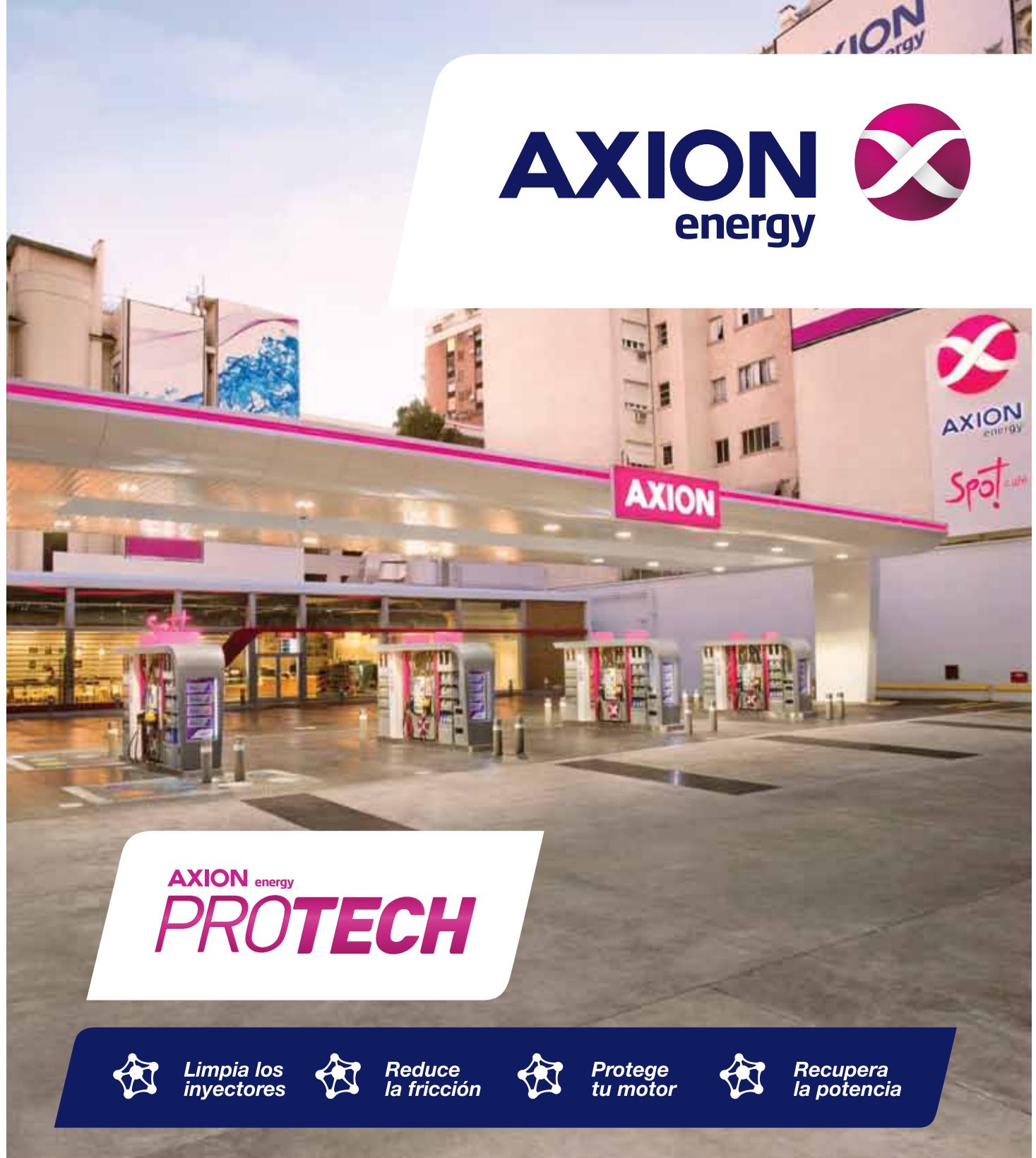
Newsham K. E., J. A. Rushing, A. Chaouche y D. B. Benion, 2002. Laboratory and Field Observations of an apparent Sub Capillary-Equilibrium Water Saturation Distribution in a Tight Gas Sand Reservoir. SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 30 aprli-2 may, 2002. SPE 75710.

Timur A., 1968. An Investigation of Permeability, Porosity & Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs. The Log Analyst IX (4). SPWLA-1968-vIX4e2.

Viñes E. F., L. C. Vaillard y J. E. Foucault, 1987. "Alto Fondo de Basamento y Discordancias Intracuyanas en el Subsuelo de la Cuenca Neuquina, Provincia del Neuquén, Argentina". X Congreso Geológico Argentino, Actas I, 131-134. San Miguel de Tucumán, Argentina.

Weaver Ch., 1931. Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West. Central Argentina. Universty of Washington. Memoir 1: 1-469. Seattle.

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





EOR: una estrategia sustentable

Por *Lic. Ing. Sebastián Kaminszczyk* e *Ing. Andrés López Gibson* (YPF S.A.)

En este trabajo se presenta una estrategia sustentable para una compañía con muchos activos, con una visión más sistémica que permita cambiar el concepto de estudio por el de proyecto, que cuente con herramientas y recursos para la maduración, que permita el desarrollo de socios estratégicos que acompañen, que capture lecciones aprendidas y que considere los proyectos EOR como parte estratégica del ciclo de vida de un campo.



Uno de los principales desafíos del portafolio de YPF es el rejuvenecimiento de los campos maduros y el desarrollo del potencial o límite técnico de los mismos. Enmarcados dentro de este desafío, la Gerencia de Exploración y Desarrollo definió dentro de sus principales iniciativas en la figura 1.

1	Fortalecimiento del portafolio. Calidad	<ul style="list-style-type: none"> ■ Metodología única para el Modelado de Subsuelo. ■ Modelo de Gerenciamiento de Reservorios. ■ Gestión de Proyectos VCDEM.
2	Fortalecimiento del portafolio. Cantidad	<ul style="list-style-type: none"> ■ Estudios Integrales de Cuencas Productivas. ■ Nuevos Horizontes Exploratorios.

Figura 1. Principales iniciativas estratégicas.

Uno de los principales inconvenientes que existe en el desarrollo de los campos es que la aplicación de tecnología, como la recuperación terciaria o EOR (*Enhanced Oil Recovery*), no suelen formar parte del ciclo de vida de los mismos. Los procesos de recuperación terciaria suelen desarrollarse aparte como tecnologías específicas que precisan de recursos específicos y estudios específicos. El clásico camino para la aplicación del EOR es el que se esquematiza en la figura 2.

En la misma se puede observar que para lograr la realización de una prueba en el campo es necesario pasar por



Figura 2. Camino clásico EOR.

las etapas de *screening* de los procesos, los análisis de laboratorio y la simulación numérica para luego determinar la factibilidad de la aplicación. Todo este camino clásico, si bien es correcto conduce, según nuestra experiencia, a dos situaciones: por un lado, cuando el tamaño de una compañía es chico tanto en recursos humanos especializados como en gerencias específicas, llevan a adquirir “productos enlatados”, es decir se recurren a consultoras o centros de investigación y tecnología que hacen todo a un costo elevado y; por otro lado, los tiempos suelen ser muy extensos con el riesgo de que si cambia la organización o cambia el contexto internacional de la industria los proyectos no sean ejecutados. En la figura 3 se presentan las principales



Figura 3. Características-amenazas camino clásico en EOR.

características que pueden ser amenazas en el camino clásico a nuestro modo de entender.

Para validar la hipótesis que se tiene de esta criticidad en la figura 4 se observa un resumen de trabajos presentados en distintas conferencias en diciembre de 2014.



Figura 4. Casos presentados en conferencias EOR (W.Shulte SOGIC @).

Como consecuencia surgen diversas cuestiones en el momento de llevar adelante una aplicación EOR, entre las que podemos destacar:

- ¿Cómo asegurar que un estudio no duerma en un cajón?
- ¿Cómo transformar un estudio en un proyecto?
- ¿Cómo dimensionar un proyecto?
- ¿Cómo madurar un proyecto?
- ¿Cuántos RRHH (Recursos Humanos) son necesarios y en qué momento?
- ¿Cómo erogar dinero eficientemente?
- ¿Visión determinística o Visión exploratoria?
- ¿Qué es lo que puede hacer fracasar una aplicación EOR?
- ¿Quiénes nos tienen que ayudar y en qué?
- ¿Qué sectores de la organización deben involucrarse?

Para responder estas cuestiones, entre otras, en este trabajo se presenta una Visión integral de los proyectos EOR, un “Management Específico” para este tipo de tecnologías.

Desarrollo

Para definir un camino alternativo y/o complementario al clásico en EOR es necesario establecer una nueva cul-

Estrategia EOR							
Visión	Potencial de los campos	Lecciones aprendidas	Gestión y maduración de proyectos	Socios estratégicos	RRHH	Gestión del conocimiento	Sustentabilidad
Corto, mediano y largo plazo	Donde, porque y como hacer EOR Volcar al portafolio	Análisis de estudios y proyectos previos	Transformar los estudios en proyectos alineados al VCDEM y gerenciamiento de reservorios	Desarrollo de proveedores, servicios tecnológicos y productos estratégicos	Alineación de recursos y estructura funcional. Enfoque multidisciplinario	Desarrollo de competencias técnicas y de gestión específicas de proyectos EOR	Modelo de negocios para contextos de precio de petróleo bajo, medio y alto

Figura 5. Estrategia EOR.

tura EOR, una estrategia que permita evaluar el potencial de un campo para aplicar tecnología en recuperación asistida, explorar dichas tecnologías, establecer los recursos necesarios, definir una hoja de ruta que permita el aterrizaje y la sustentabilidad de los proyectos y, desarrollar socios estratégicos que permitan acortar la curva de aprendizaje, ser eficientes en costos y acompañar en la búsqueda del éxito del proyecto.

Como se muestra en la figura 5, la cultura EOR propuesta consta de ocho puntos clave que forman la columna vertebral de la que se desprenden todas las actividades para aplicar de una manera ejecutiva las acciones necesarias en un proyecto de EOR.

Lo primero es crear una Visión que permita el éxito de las prácticas EOR, la cual requiere un compromiso a largo plazo en recursos humanos, en capital, en el despliegue de tecnología e I&D (Investigación y Desarrollo) y en desarrollo sustentable. En la figura 6 se muestra un esquema que ilustra lo mencionado.



Figura 6. Visión EOR.

Centrando el foco principalmente en la Visión es necesario imaginar escenarios de corto, mediano y largo plazo que permitan luego construir una hoja de ruta y un plan de acción.

En la figura 7 se ilustra un ejemplo de escenarios posibles para responder ¿dónde estamos? y ¿dónde queremos estar?

Al crear una Visión en EOR es importante realizar una serie de preguntas como las siguientes:

- ¿Qué tipo de compañía eres?
 - Grande, deseando jugar en todos los frentes.
 - Pequeña, yendo por campos nuevos o por “las colas”.
- ¿Cuáles son sus fuerzas?
 - Onshore versus offshore
 - Innovadora

MÁS DE 40 AÑOS DUPLICANDO EL EMPUJE



MILICIC

Av. Pte. Perón 8110, Rosario - SF
Tel: +54 0341 4095600

millicic@millicic.com.ar
www.millicic.com.ar

Obras de infraestructura - Obras civiles industriales
Grandes movimientos de suelos - Ductos y montajes mecánicos

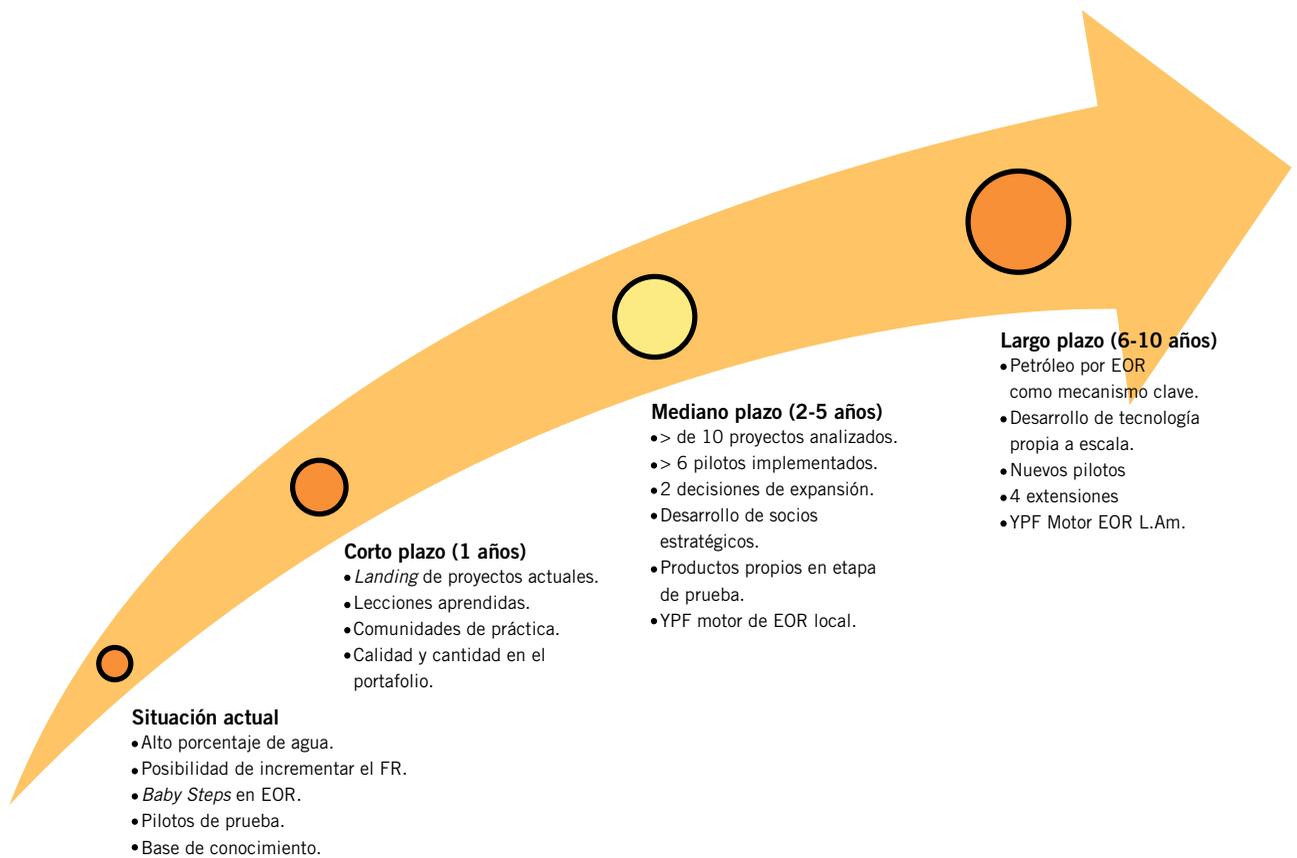


Figura 7. Ejemplo de Visión-Escenarios EOR.

- Rapido *versus* lento
- Mucho presupuesto *versus* largas deudas
- ¿Puedes hacer que las cosas sucedan?
 - Confianza de inversores
 - Conexión política
- ¿En qué etapa del desarrollo estás?
 - Aún mayoría de petróleo nuevo
 - En etapa de declinación

Estas reflexiones no son exclusivas ni completas. Es importante comprender por qué una empresa que ha puesto

parte de su esfuerzo en llevar adelante estudios de EOR, ya sea en laboratorio o mediante modelos numéricos tiene dificultades para “aterrizar” proyectos.

Tanto en 2004 a nivel industria como en 2014 internamente en YPF, se realizaron encuestas para tratar de entender esta cuestión, en las figuras 8 y 9 se representan los ítems más destacados.

Del análisis y de la interpretación de ambas figuras pueden obtenerse algunas conclusiones:

- En 2004, para los encuestados, una de las variables más se creía limitante era el precio del petróleo, segui-

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

80 AÑOS DESPUÉS...

SEGUIMOS CREYENDO



Celebramos 80 años respaldando a la industria argentina de la mejor manera: **SUMANDO ENERGÍA Y BRINDANDO SOLUCIONES INTEGRALES.**

www.secco.com.ar



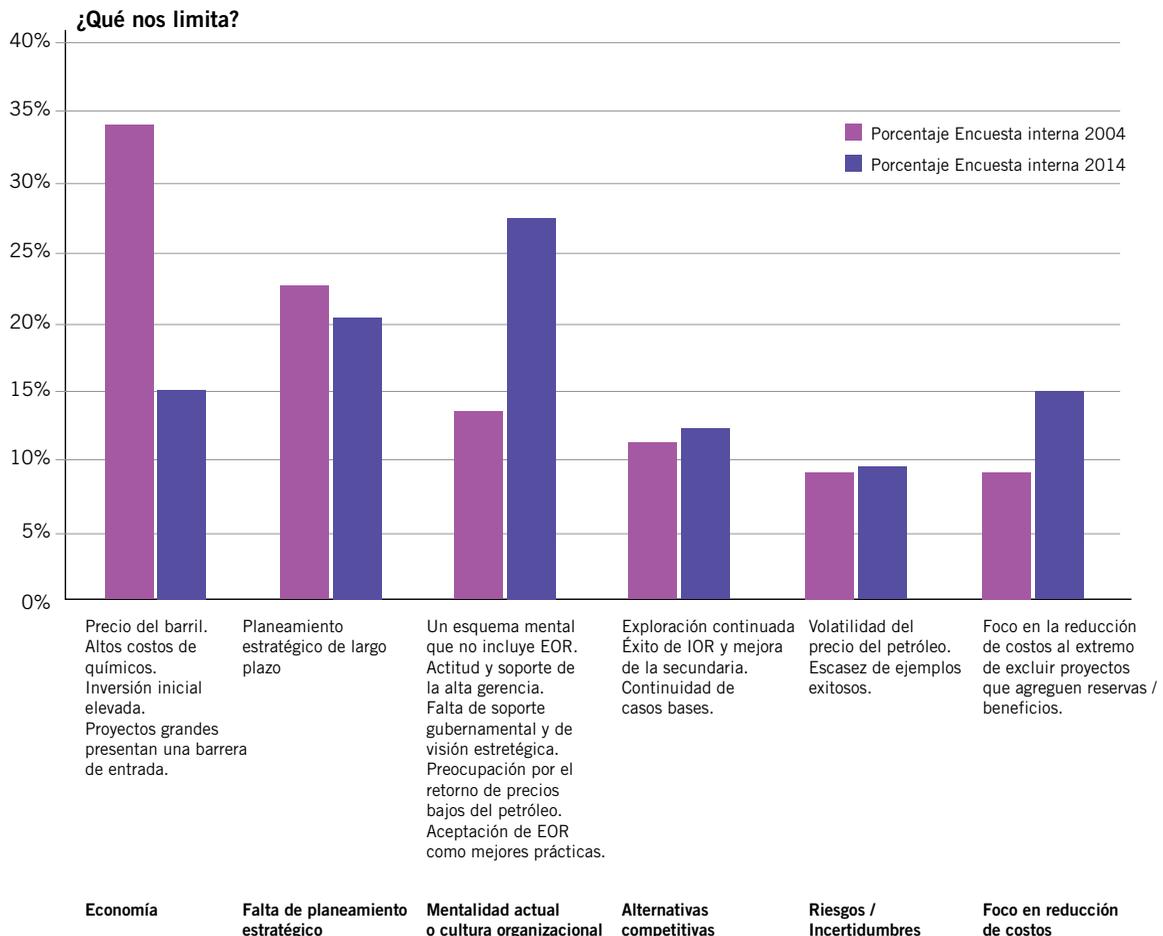


Figura 8. Encuestas externas e internas sobre qué nos limita en EOR.

da por la falta de planeamiento estratégico.

- En 2014 con un precio elevado y estable, la variable que más se creía limitante era la falta de planeamiento estratégico para desarrollar una Visión de largo plazo compartidas por todos los stakeholders.
- Llamativamente tanto en 2004 como en 2014 el concepto de riesgo e incertidumbre sobre todo en la volatilidad del precio y casos análogos exitosos no se consideraba una limitante importante.
- Acerca de qué debería hacerse para mejorar la perspectiva se destacan las variables el desarrollo de una Visión estratégica con esquemas de negocios innovadores, seguida principalmente por el desarrollo de cuadros técnicos que permitan cambiar el esquema mental de los decisores y por la necesidad de crear incentivos por parte de los organismos oficiales.

La falta de un enfoque sistemático, costos y el *time-to-market* de los proyectos EOR y la idea general de que la recuperación terciaria debería aplicarse solo a campos maduros están frenando un despliegue más importante del EOR.

La conclusión más importante a la que se llega es que para alcanzar la Visión es necesario construir una cultura EOR con un *Management* específico que pueda planificar estratégicamente y que se enfoque en la gestión del conocimiento y el desarrollo de cuadros técnicos.

Junto a la Visión, el punto clave es la evaluación del potencial de los campos de YPF, inicialmente es importante realizar una *Benchmark* con campos análogos para estimar el *Upside* y ver que han realizado en el mundo.

Según estudios de universidades y de consultoras internacionales, la demanda global de energía esta pronosticada en crecimiento a una tasa de 1/3 desde ahora hasta 2035. Como las reservas "fáciles" se están depletando, el foco debería ser puesto en el desarrollo de reservorios complejos y en la optimización de los campos maduros que aún no han alcanzado su límite técnico. Otra fuente de suministro para cubrir la demanda vendrá de las técnicas de EOR aplicadas a los campos existentes.

Según el análisis de diferentes consultoras que recopilan información de campos alrededor del mundo como IHS, el factor actual de recobro para campos de petróleo es aproximadamente del 35%. Esto significa que, al menos, las 2/3 partes del petróleo descubierto se deja en el reservorio, llevando el factor de recobro del 35% al 45%, lo cual debería traer un adicional de un trillón de barriles a un mundo hambriento de energía. Incluso si el precio del petróleo no es elevado, es necesario construir una cultura de EOR.

En la figura 10 se presenta la tendencia global.

Revisando la bibliografía y la literatura especializada se pueden encontrar trabajos en los que se presentan distintas

¿Qué debería hacerse para mejorar la perspectiva de aplicaciones EOR?

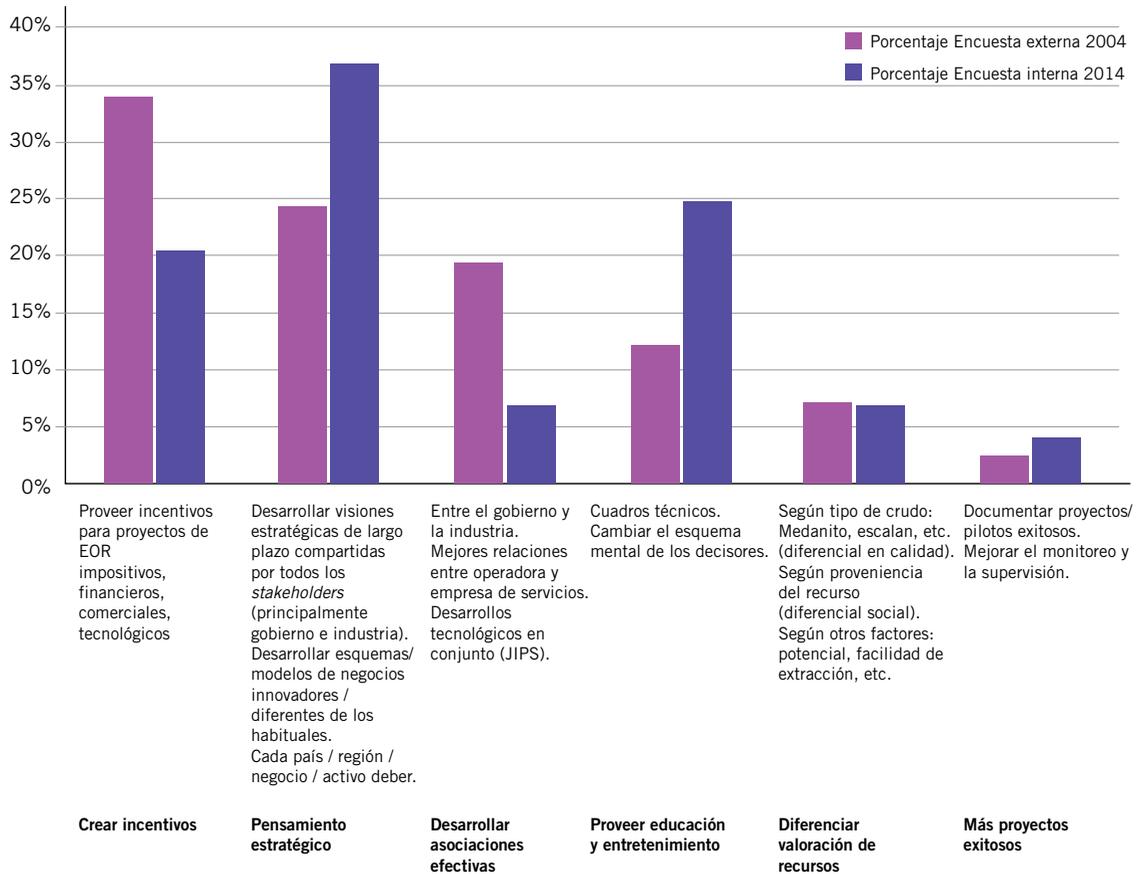


Figura 9. Encuestas externas e internas sobre qué debería hacerse para mejorar la perspectiva en EOR.

distribuciones de factores de recobro global. En las figuras 11 y 12 se muestran dos ejemplos: uno basado en los datos de la consultora IHS® y otro presentado por SOGIC®.

De las figuras se desprende que el promedio global de factor de recobro se mueve alrededor del 35% y que el valor alcanzado depende mucho del grado de complejidad que tienen los reservorios.

En la figura 13 se muestra un ejemplo de distribución para 50 campos de YPF.

Se puede observar que a nivel país se registra un valor promedio en torno al 22%-23%, valor que aún se encuentra lejos del promedio global.

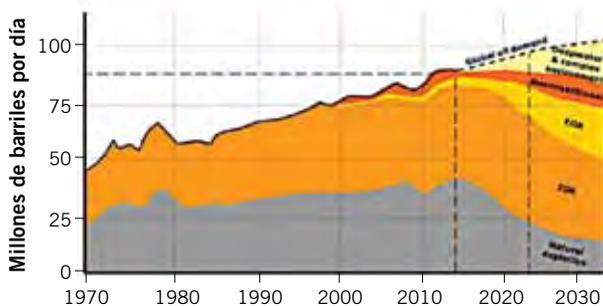


Figura 10. Producción y demanda futura de petróleo (Modificado después de IEA (International Energy Agency, 2014).

Tengamos en cuenta que aumentar en apenas un 1% este rendimiento dentro de las cuencas actualmente activas equivaldría a unos 500 millones de barriles, es decir, cerca de dos años de producción. En resumen, hay aún un importante premio en muchos campos para incrementar el factor de recobro. Esto puede alcanzarse a través de mejores ejecuciones y más efectivas en costos de los desarrollos convencionales aprovechando las mejores prácticas. Asimismo en muchos campos el despliegue de tecnologías IOR-EOR son requeridas para alcanzar más altos factores de recobro sobre el ciclo de vida del campo.

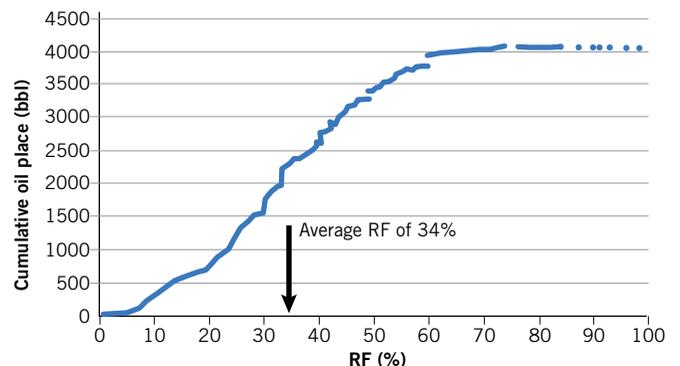


Figura 11. Factor de Recobro Global (IHS Database®).

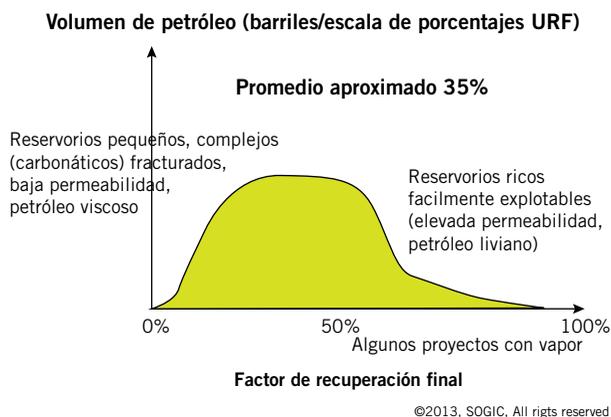


Figura 12. Factor de Recobro Global (Willem Shulte-SOGIC®).

El debate que se desarrolla dentro de YPF y que debería ocurrir en compañías con una importante cantidad de activos es cuál es la relación entre la madurez de un campo y su factor de recobro. En la Argentina solemos hablar de campos maduros y son diversos los aspectos que se deben tener en cuenta para definirlos y además se encuentran ampliamente discutidos en la literatura, pero intuitivamente se los asocia a campos viejos.

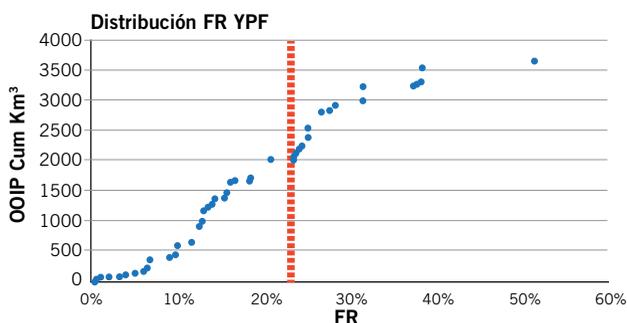


Figura 13. Factor de Recobro País-YPF®.

En la figura 14 se puede observar un análisis realizado por YPF junto a la consultora Wood MacKenzie donde se destaca la relación entre los años de explotación de los 60

principales campos de la Argentina y su factor de recobro.

En base a esto se realizó un análisis detallado de los principales campos de petróleo con el fin de tener un punto de partida en la evaluación del potencial. Para tener un estimado del límite técnico target de cada uno de los campos y sin entrar en el microdetalle del grado de complejidad de los mismos se realizó un *Benchmarking* basado en datos oficiales de CyC reservoirs®. A partir de la información disponible en dicha base de datos (936 Formaciones productivas en el nivel mundial), se evaluaron qué campos eran comparables, por analogía, con los campos operados por YPF. A los fines prácticos la definición del factor de recobro máximo se realizó a nivel cuenca. Se aplicaron dos criterios de selección que tuvieron en cuenta aspectos geológicos y aspectos dinámicos del reservorio.

Aspectos geológicos:

- Se filtró por ambientes sedimentarios que están presentes en nuestras cuencas productivas, como ambientes fluviales, barras y dunas. Eliminamos, por ejemplo, ambientes tipo arrecifes/corales o domos salinos.
- El segundo criterio geológico fue la relación net/gross, para eliminar los grandes reservorios que si bien son del mismo ambiente nada tienen que ver con los que vemos en nuestras cuencas.

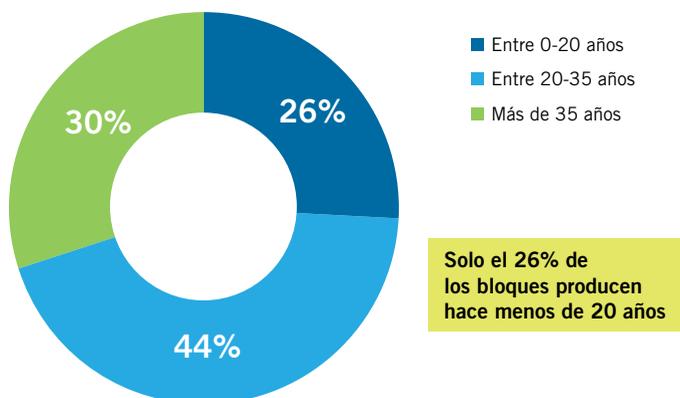
Aspectos dinámicos:

- Mecanismo de drenaje: se eliminaron, por ejemplo, los mecanismos de compresión de roca y se dejaron los que tenemos documentados (Gas en Solución Expansión de Gas Expansión Monofásica Acuíferos Moderados y Acuífero Fuerte).
- Grado API°: entre las propiedades de fluidos, si bien es la más simple también es la que todos los reservorios de la base de datos tenían medida y da una idea de la viscosidad clave para los procesos de terciaria.

De esta manera de las 936 formaciones productivas iniciales quedaron 19 formaciones análogas a la CGSJ, 21 para la Cuyana y 26 para la Neuquina. Para ese set por cuenca se promediaron los factores de recuperación al abandono (Fr al EUR).

Luego de obtener el Límite Técnico target se realizó un análisis para cada región con la idea de estimar el potencial

Años en producción (% de bloques)*



35 años

Promedio de años de producción de los 10 principales yacimientos de petróleo.

20%

Factor de recobro en campos de petróleo de Argentina. Podría elevarse hasta un 35%

Solo el 26% de los bloques producen hace menos de 20 años

Figura 14. Años de producción versus Factor de Recobro (Fuente: Wood MacKenzie, elaboración propia. Basado en los 60 campos principales de Argentina).

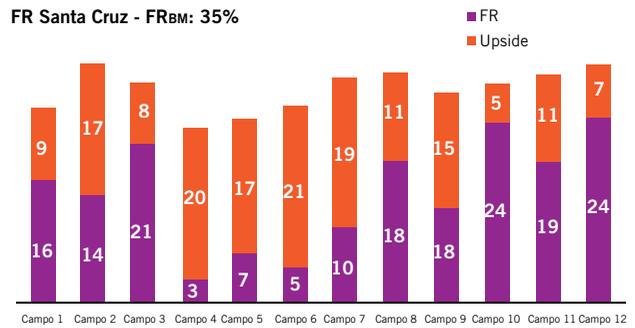
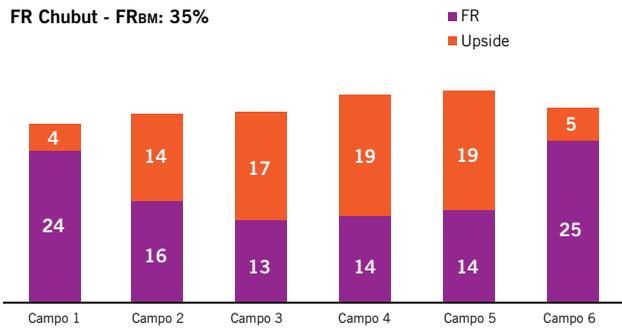


Figura 15. FR actual *versus* Upside, ejemplo Chubut y Santa Cruz.

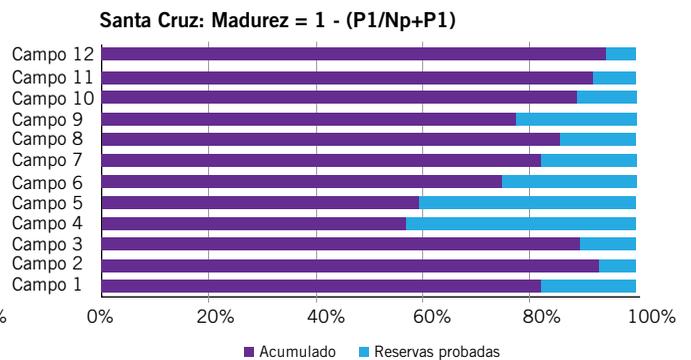
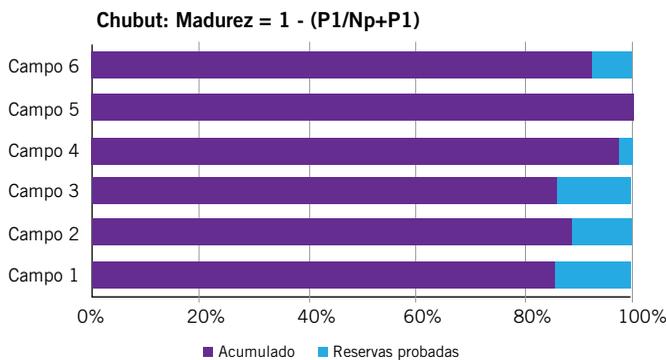


Figura 16. Madurez, ejemplo Chubut y Santa Cruz.

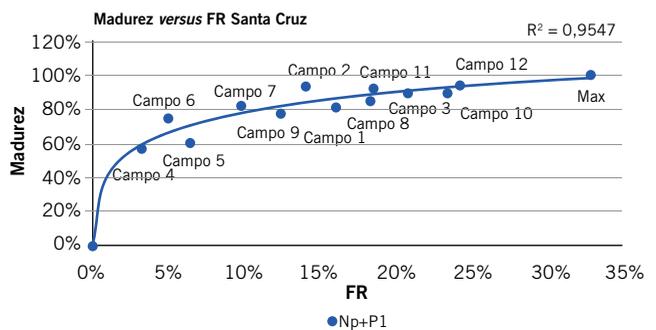
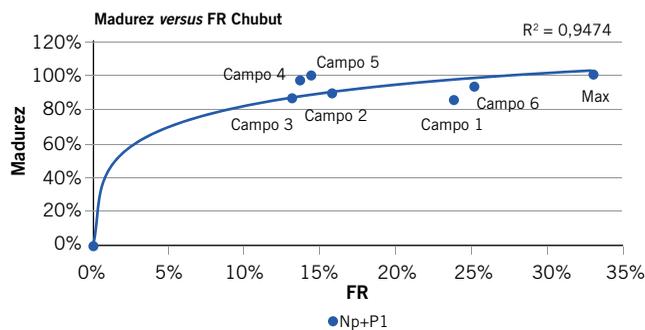


Figura 17. Correlación Madurez-Factor de Recobro, ejemplos Chubut y Santa Cruz.

upside, como ejemplo en la figura 15 se presenta lo obtenido para la Región Chubut y Santa Cruz.

Luego se realizó el cálculo de madurez como la diferencia entre el 100% y las reservas comprobadas (P1) en función del total acumulado, es decir una relación entre todo lo que se tenía de volumen y lo que se consumió de ese volumen. En la figura 16 se presenta un ejemplo para Chubut y Santa Cruz.

Una vez obtenidos los gráficos de madurez, se buscó si existía una correlación entre esta variable y el factor de recobro. En la figura 17 se presenta como ejemplo dicha correlación para Chubut y Santa Cruz.

De los gráficos anteriores se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- Existe una correlación entre el factor de recobro y la madurez en volúmenes de los campos.
- La tendencia es hacia un valor aproximado al 35% que

es el estimado como target al hacer el *Benchmarking*.

- Más del 40% de los campos poseen un alto grado de madurez, pero con un factor de recobro menor al promedio.

Es importante destacar que una vez realizado el análisis macro de la situación es necesario abordar el detalle para comprender por qué los bajos factores de recobro. En la literatura y en diversas conferencias se mencionan algunas causas:

- La presión del reservorio ha caído muy por debajo de la presión de burbuja.
- La inyección de agua no es suficiente.
- El diseño de *patterns* no cubre el campo de forma irregular.
- Inyección fuera de zona.
- Geología más compleja que la reflejada en los modelos.
- Fenómenos complejos a escala poral que redundan en

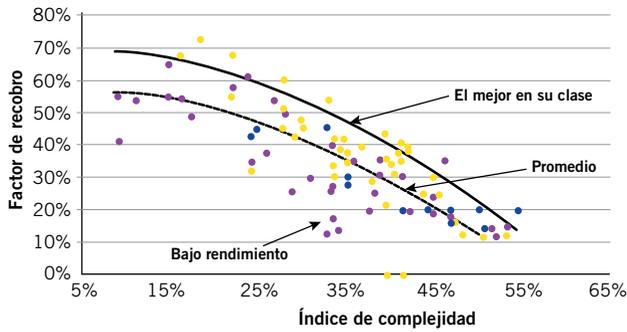


Figura 18. Factor de recobro versus Índice de complejidad (W. Shulte-SOGIC®).

una mayor saturación residual de petróleo.

- Subzonas con mayor viscosidad que generan un bypass de la inyección y no permite barrer todo el petróleo contactable.

Todas estas causas juntos con otras pueden resumirse en un indicador que represente la Complejidad del reservorio, son muchas las compañías que poseen un sistema para la evaluación de dicho índice para luego contrastarlo contra los factores de recobro y así poder tener un banco de análogos.

En la figura 18 se presenta un ejemplo de Willem Shulte-SOGIC®.

Una vez determinado los potenciales remanentes en el nivel de campo, se continúa con la etapa del *screening* para el potencial específico de las tecnologías EOR.

En la figura 19 se presenta un ejemplo realizado para las tres cuencas productivas.

El *screening* específico para cada campo en función de sus propiedades termodinámicas, físico químicas, de fluidos, de reservorios puede realizarse con herramientas analíticas hechas *in house* o bien usar softwares comerciales simples, de reconocimiento en la industria. Es importante tener en cuenta que en los últimos años las tecnologías y los productos químicos han evolucionado y muchas de los obstáculos que frenaban las aplicaciones, como temperatura y dureza del agua, han sido resueltas.

Como etapa final del *screening* tanto con análogos como específicos en procesos EOR, W.Shulte-Sogic® recomienda tomar algunas acciones:

- Realizar una lista de prioridades.
- Dónde mejorar la recuperación secundaria.
- Qué campos son reales candidatos a EOR.
- Qué campos son la joya de la corona.
- Qué piensan los *stakeholders* sobre el portafolio.
- Cuál es el *timing* para EOR y en qué forma.

Según la estrategia definida al inicio, la etapa siguiente es lecciones aprendidas. Esta etapa es clave para una empresa donde, en el pasado, se han realizado esfuerzos para

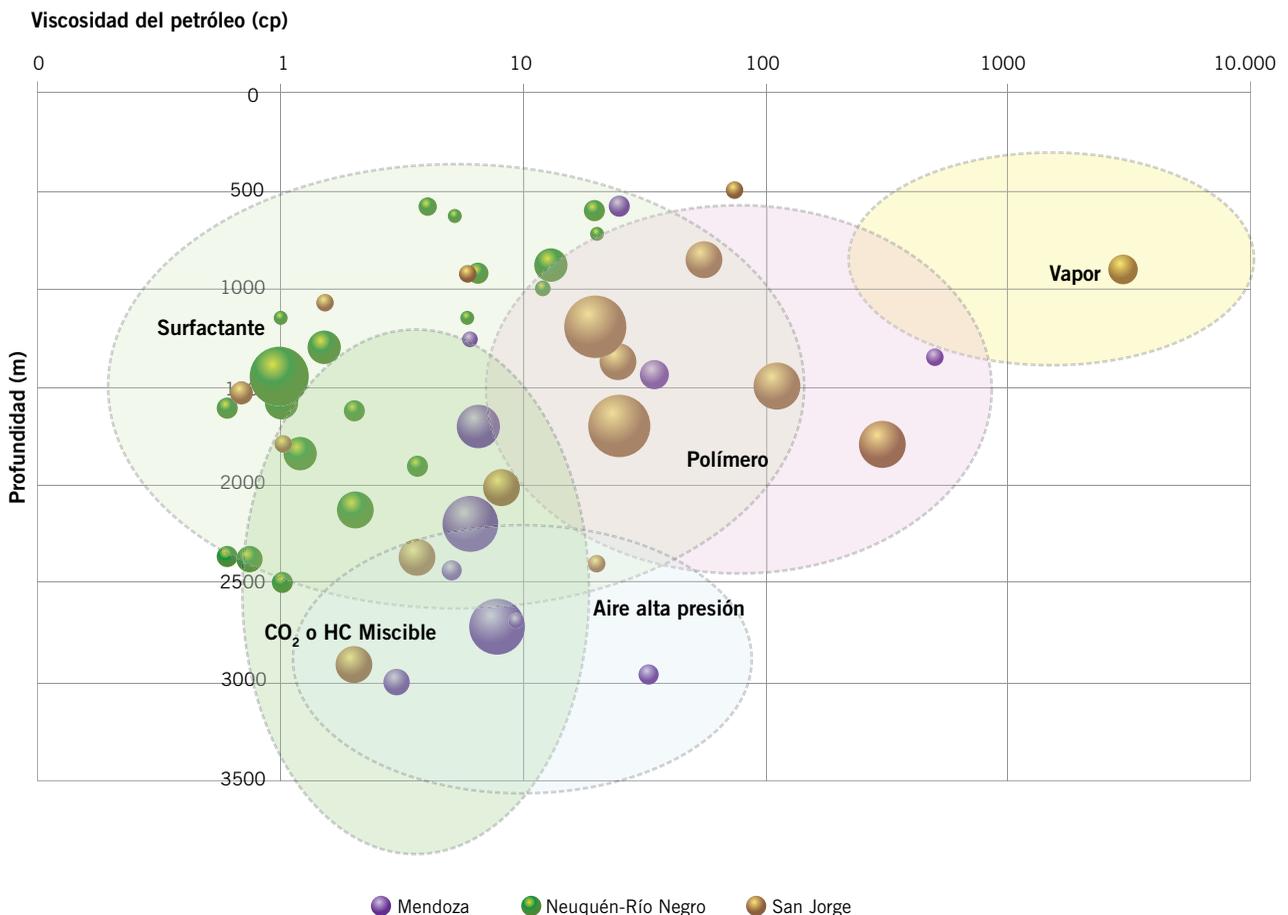


Figura 19. *Screening* básico tecnologías EOR, Profundidad versus Viscosidad.

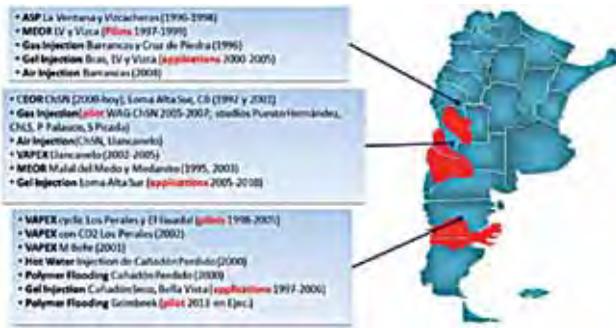


Figura 20. Algo de historia del EOR en YPF.

estudiar los procesos EOR y permite que toda esa actividad desplegada no quede en el olvido.

En el caso de YPF se realizó un taller para capturar lecciones y luego documentarlas. En la figura 20 se observa una parte de la historia de proyectos EOR de YPF que muestra la importancia y la riqueza de capturar todo lo realizado para no empezar de cero cada vez.

Una herramienta que ha ayudado mucho a la trazabilidad de proyectos y a que no se pierdan fue la generación de un *Sharepoint* para que las personas involucradas puedan tener acceso. Como resultado de toda la actividad se destacan algunas acciones:

- Se registraron 46 lecciones aprendidas y se reclasificaron.
- Se logro una visualización integral de lecciones aprendidas por medio de un mapa de red de valor.
- Se cuantificaron las lecciones aprendidas por áreas de conocimientos, áreas de procesos, tecnologías EOR.

El siguiente punto en la estrategia presentada es la gestión y la maduración de proyectos. Como se presento antes en las encuestas sobre qué limita y qué debería hacerse para un despliegue efectivo de las tecnologías EOR, el punto más importante es un planeamiento estratégico que debe estar asociado a la estrategia de la organización que, como se menciona, tiene entre sus pilares el fortalecimiento del portafolio en calidad y cantidad.

En la clásica cultura del EOR suelen hacerse “estudios” que requieren de mucho tiempo. Ante escenarios de cambios, como sucede en la actualidad, se hace difícil darles continuidad y bajarlos a tierra. La clave para resolver esta dificultad es transformar los estudios en proyectos, para eso en YPF se generó una iniciativa clave de gestión y maduración de proyectos en donde con un trabajo en equipo y promoviendo sinergia se puso el foco en los proyectos EOR.

En la figura 21 se presenta un clásico esquema del camino y *timing* por seguir en un proyecto EOR.

Como se observa, un clásico camino puede llevar un tiempo muy largo con la necesidad de generar una

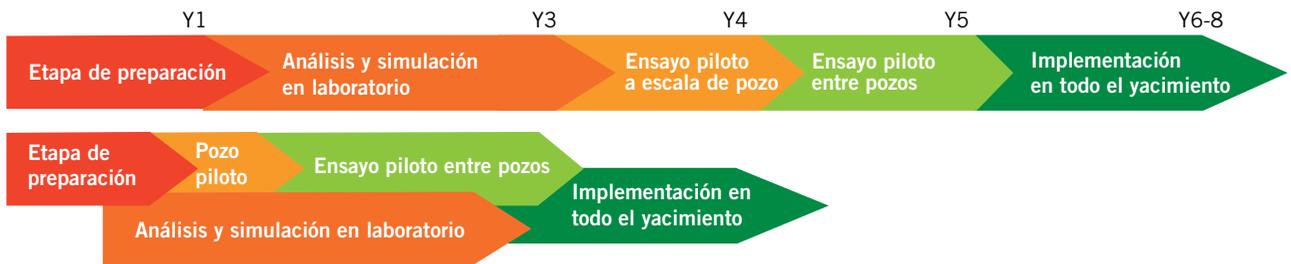
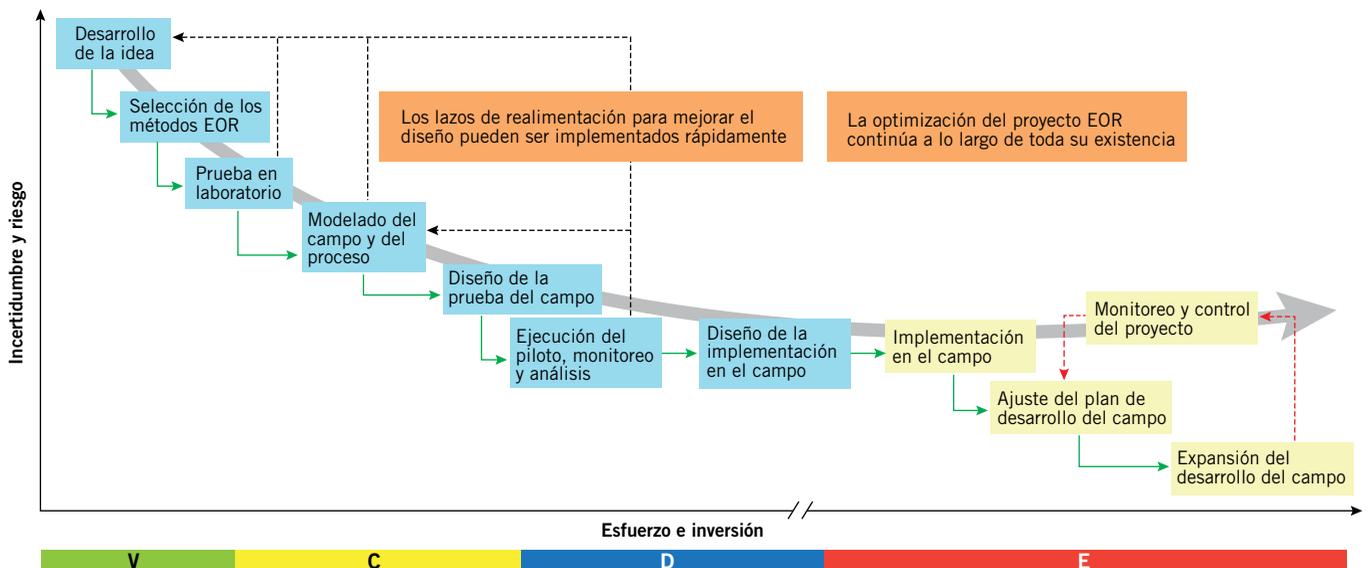


Figura 21. Línea de tiempo proyecto EOR. Alternativa de método secuencial a una aproximación “fast track”, (M. Rotondi *et al.*, ENI SpA).



Objetivo: reducir las incertidumbres asociadas con los yacimientos y el riesgo económico.

Figura 22. Camino crítico en EOR. Riesgo e incertidumbre versus Esfuerzo de inversión.

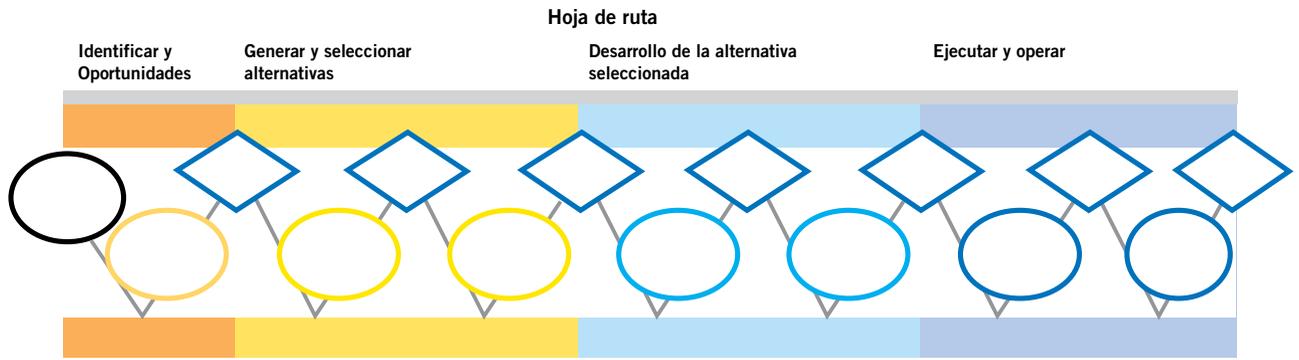


Figura 23. Hoja de Ruta de un proyecto EOR.

aproximación paralela que acorte los tiempos. Ahora la cuestión es cómo lograr esta evolución sin perder calidad ni eficiencia a la hora de gastar dinero, ¿cómo asegurar la correcta maduración o el entendimiento de los riesgos? Para poder resolver todas estas cuestiones una herramienta importante es armar el camino crítico para pasar de una fase de visualización a una fase de ejecución, en la figura 22 se presenta un ejemplo conceptual de esta herramienta.

Esta herramienta es clave para ponerle orden al proceso y para que, al momento de tomar decisiones de inversión, se sepa en qué etapa se encuentra de reducción de incertidumbres. Cada compañía define qué nivel de riesgo asumir en sus proyectos, lo importante es tener claridad.

Una vez armado el camino para cada proyecto, la próxima herramienta propuesta es establecer una HDR (Hoja de Ruta) para un proyecto con las correspondientes HDR para los subproyectos. Esta herramienta de gestión permite ordenar las etapas de un proyecto estableciendo qué deber hacerse en cada una de las fases (Visualización, Conceptualización, Definición, Ejecución y Monitoreo) y quién debe hacerlo. Esto permite optimizar los recursos humanos, el timing, evitar duplicar esfuerzos y gastos ineficientes y poder presentar a los decisores de inversión un panorama completo de un proyecto.

En la figura 23 se presenta un ejemplo conceptual de una HDR.

En el caso de proyectos EOR la propuesta es tener una Visión exploratoria con horizonte de negocios, de esta manera se permite poner el foco 100% en la prueba tecnológica que permita hacer el “derisking” sin saltar al clásico

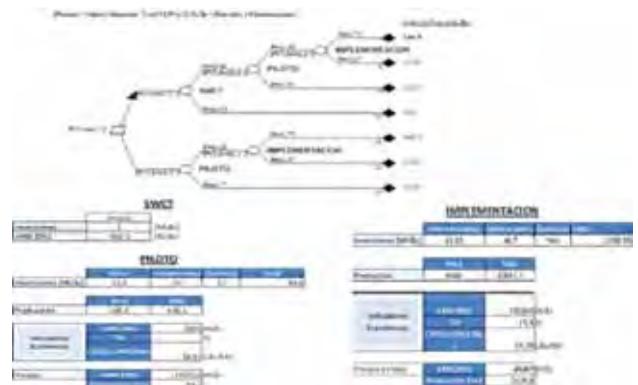


Figura 24. Visión exploratoria con horizonte de negocio en EOR.

modelo de negocios que surge de una simulación numérica con un escenario de masificación.

En la figura 24 se presenta un esquema simple, conceptual y teórico de esta Visión exploratoria.

En la imagen se pueden observar las diferentes etapas de un posible proyecto de EOR, con un enfoque exploratorio se tienen en este caso dos ramas, una donde se evalúa la realización de un piloto, para luego definir su posible expansión o masificación y; otra rama en donde, previo al piloto, se plantea la realización de un ensayo a nivel de pozo (SWT: Single Well Test). La clave de este enfoque es ganar de una manera objetiva y con mucho soporte las posibilidades de éxito y fracaso de cada rama.

En un enfoque clásico se evaluaría la rama de un piloto asociada al caso de negocios con la implementación para mostrar a la alta dirección cuál es la promesa de va-

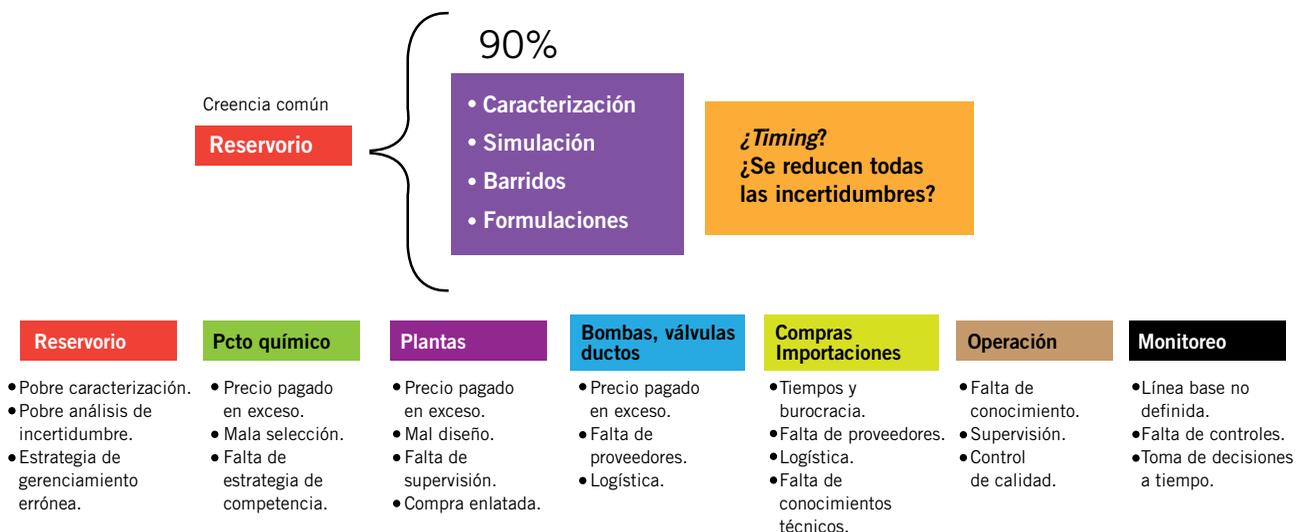


Figura 25. Riesgos que pueden aportar al “no éxito” de un proyecto EOR.

lor y el nivel de inversiones necesarios. La cuestión que se da en este enfoque es la misma que se da con un pozo exploratorio o de avanzada. Sin conocer aún el resultado de los mismos, ¿cuál es la certeza de que el caso de negocios presentado sobre la implementación masiva es el que es? Al observar la figura 21 se pueden ver los indicadores principales de cada una de las fases del proyecto. De esta manera queda claro que es lo que hay que invertir en cada una de las etapas que no siempre puede ser la rentabilidad, como en el caso de un SWT, así mismo este tipo de enfoque permite mostrar, por ejemplo, que un piloto de prueba en sí mismo puede tener un VAN negativo, pero si fracasa el VAN puede ser mucho más desfavorable. Esto permite entender la importancia a la hora de ejecutar un piloto y la necesidad del compromiso sobre todo de las operaciones para garantizar una ejecución y un monitoreo efectivos.

Un punto que consideramos de extrema importancia es entender qué puede hacer fracasar un Proyecto EOR. Son muchas las posibles variables y no suelen encontrarse en la literatura casos que presenten los fracasos. Para resolverlo, dentro de la estrategia es clave dejar muy bien remarcado la necesidad de un enfoque multidisciplinario y qué aspectos de cada especialidad puede llevar al fracaso un proyecto EOR.

En la figura 25 se presenta un esquema que trata de poner luz a lo mencionado.

En la parte superior, se observa que la creencia común es que el reservorio es el punto más importante, con lo cual el mayor tiempo se consume en caracterizar, modelar, hacer ensayos de laboratorio y formulaciones químicas. En la parte superior se detallan distintas causas para diferentes aspectos dentro de un proyecto EOR. Como ejemplo podemos pasarnos muchos años caracterizando, modelando y formulando pero luego compramos enlatado a un precio excesivo, no diseñamos de manera óptima las instalaciones para evitar la degradación de los productos y no monitoreamos correctamente, en consecuencia el proyecto no es lo que habíamos planeado. Lo más importante es que si no tenemos en cuenta todo el resto, quedara en la historia que un proyecto no fue exitoso debido al reservorio.

Willem Shulte de SOGIC® recomienda poner el foco en el “De-Resking” durante toda la vida del proyecto, entre varias acciones destaca:

- Desde el día 1: tomar datos.
- En la Prueba piloto, madurar la tecnología tanto en el subsuelo como en la superficie.
- En el Plan de desarrollo: opciones de inyección, diseño de pozos, alternativas de instalaciones, implementar de a fases.



Figura 26. Esquema TECOP para proyectos EOR, (basado en W. Shulte-SOGIC®).



RRHH y Gestión del Conocimiento

- Planificación de roles y responsabilidades en cada proyecto.
- Plan de formación de competencias técnicas.
- Red de expertos para validar calidad de proyectos EOR.
- Participación en jornadas, *workshops* internos y externos para compartir experiencias.
- Talleres de lecciones aprendidas.
- Cursos y talleres de EOR con expertos para el staff técnico.
- *SharePoint* para resguardo de la historia, compartir experiencias y trazabilidad.
- Familia EOR en comunidades de reservorios.
- Intercambios con centros tecnológicos y de conocimiento.

Figura 27. Acciones dentro de la Gestión de RRHH y del Conocimiento.

- En la ejecución: monitoreo y control.
- Parte del *De-Risking* es tomar las decisiones correctas en el momento correcto: muchos decisores no tienen experiencia en EOR.
- El *De-Risking* es un proceso TECOP:
 - * Técnico: donde usualmente se pasa más tiempo.
 - * Económico: elección de opción de valor.
 - * Comercial: contratos adecuados, socios estratégicos.
 - * Organización: transferencia de conocimiento a nuevos técnicos.
 - * Político/Social: involucrarse con el principal *stakeholder*.

En la figura 26, se presenta un esquema del proceso TECOP con mayor detalle y representa los principales puntos en donde es necesario poner el foco.

De-Risking no es realizar una matriz de riesgos solamente, sino que es seguir las acciones identificadas de esa lista inicial y subsecuente y no replantear los riesgos a medida que el proyecto va madurando en el tiempo. Especialmente para el EOR, es esencial tener suficiente recopilación de datos en la fase de operación para poder capturar en qué parte del proceso nos estamos desviando de las expectativas. Lo importante es comprender que poseer datos es solo la mitad de la historia, se debería saber cómo reaccionar puesto que en el proceso de *De-Risking* no solo hay que relevar los riesgos, sino identificar formas de reaccionar ante dichos riesgos.

Dentro de la Estrategia específica de EOR una de los pilares es el foco en los recursos humanos así como en la Gestión del conocimiento para poder garantizar los recursos necesarios con las competencias necesarias para asegurar la calidad de los proyectos.

En el caso de YPF asumimos que sin estas gestiones específicas, la falta de recursos humanos y de competencias específicas puede transformarse en un riesgo importante dentro de los proyectos de EOR.

Muchos proyectos en el mundo han fracasado o han tenido que vencer muchos obstáculos por la falta de planificación de los recursos humanos necesarios y sin competencias específicas. En YPF en donde se pone mucho esfuerzo en el trabajo transversal, una decisión importante fue crear la figura del líder de proyecto EOR, una figura clave a la hora de centralizar, coordinar y planificar. En cada

una de las fases de maduración de un proyecto es necesario que haya un líder que puede ser el mismo en todas las etapas o para cada una de ellas, pero nunca puede faltar.

En la figura 27 se resumen las principales acciones llevadas a cabo en la Gestión de RRHH y del Conocimiento.

El siguiente punto dentro de la estrategia elaborada es el del desarrollo de socios estratégicos, de *stakeholders*.

Una de las lecciones capturadas en el proceso de revisión histórica es la falta de compromiso, la falta de contratos clave y una Visión compartida con aquellos interesados en participar del proyecto. Muchas veces se debe a la falta de RRHH específicos, pocas personas haciendo muchas cosas o bien de un líder que tenga la Visión general.

Como se mencionó, el éxito de una prueba tecnológica novedosa se puede alcanzar si se logra una dinámica de trabajo en equipo, con sinergia y compromiso; esto es algo que deben entender los decisores. El camino más simple cuando no se tienen muchos recursos humanos y una estructura que ponga foco en Investigación y Desarrollo (I+D) es recurrir a soluciones enlatadas. Este tipo de soluciones suelen elevar los costos, muchas veces son universales y no generan el compromiso de quien brinda el servicio en donde venden, cobran y se van.

En la Gestión de Socios Estratégicos en YPF se ha desarrollado una dinámica para generar Valor compartido, un proceso que busca desplegar negociaciones "Win-Win" tratando de entender inicialmente que busca cada parte y que puede dar cada parte.

Dentro de las acciones realizadas se pueden destacar:

- Relevamiento de empresas y desarrollo de productos químicos.
- Modelos de negocios para contexto de precios bajos.
- Alineamiento estratégico con Y-TEC.
- Contratos marcos con centros de tecnología y conocimiento.
- Alineamiento de recursos y socios internos.
- Reuniones previas a una compulsa para generar una Visión compartida.
- Visión exploratoria conjunta.

En la figura 28 se puede observar un esquema con un mapa de posibles *stakeholders*.

Lo importante es que dentro de la Gestión ocurra el debate de quiénes son los *stakeholders* o socios estratégicos clave.

El último punto de la estrategia es la sustentabilidad que, además de ser una de las patas de la mesa, es el ADN de esta nueva estrategia, ya que la clave del éxito y la continuidad de los proyectos EOR es que sean sostenibles en el tiempo y en todos los contextos posibles.

Debido a que históricamente los proyectos especiales, específicamente los de EOR, por su propia naturaleza han sido dependientes de diversas variables, como precio del petróleo, esquema mental de toma de decisiones, falta de un plan de gerenciamiento de reservorios, desconocimiento técnico y del mercado químico y falta de planificación es importante tener diferentes estrategias y tácticas para hacer que los proyectos de EOR sean sustentables.

En la figura 29 se presenta un resumen con algunas de las acciones llevadas a cabo para garantizar la sustentabilidad.

Uno de los puntos críticos y más discutidos sobre la sustentabilidad de los proyectos EOR es el de los costos. "Son proyectos raros y caros" es lo que más se menciona en las organizaciones.

Como bien lo resume M. Rottoni *et al.* de ENI spA, los proyectos EOR están fuertemente influenciados por la economía y los precios del petróleo a mediano y largo plazo. Para entender mejor el futuro del EOR es crucial mirar hacia atrás durante los ochenta y los noventa, cuando el precio de petróleo cayó por debajo de los USD15. Los proyectos EOR experimentaron un enorme crecimiento al final de los años setenta mostrando una muy baja correlación entre el inicio de nuevos proyectos y el precio de petróleo.

Cuando en 1986 el precio del crudo tocó los 12 USD/barril muchas compañías pararon las inversiones en EOR y el número de proyectos en principio disminuyó bruscamente. Sin embargo, y a pesar de este escenario, se observó mayor producción de petróleo por EOR. Esta producción provino de un número de proyectos más pequeños pero más robustos que fueron expandidos en fases. El precio

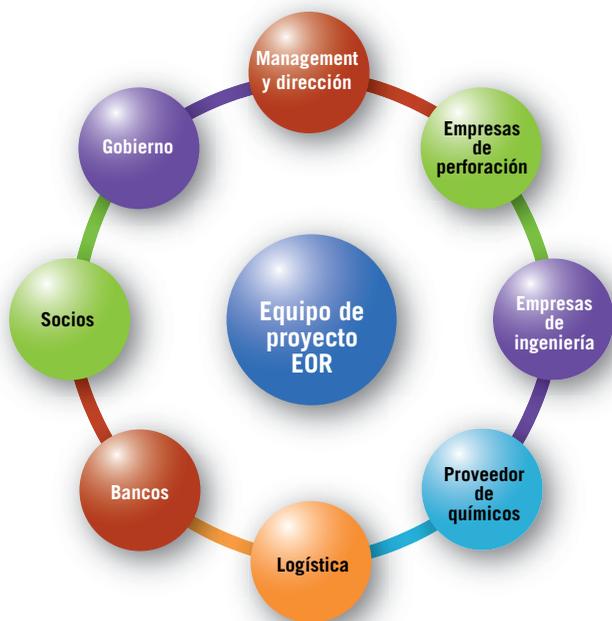


Figura 28. Ejemplo de mapa de stakeholders.

Sustentabilidad

- Planificación de los proyectos.
- Foco en el Costo de Desarrollo y *Lifting Cost* de los proyectos.
- Negociaciones Claves.
- Alianzas Estratégicas.
- Iniciativas Estratégicas para servicios y productos: Producción de químicos *in house*, monitoreo de vanguardia.
- Búsqueda de socios estratégicos con roles definidos y alineados.
- Contratos marcos con laboratorios y universidades para garantizar la continuidad de los estudios.
- Estandarización y Centralización de las acciones de incorporación de actores para evitar "ventas múltiples".
- Negociaciones claves para alinear a los proveedores en la coyuntura de precios de petróleo bajo, conseguir acompañamiento en etapa de piloto exploratorio.
- Planificar la estrategia de los proyectos, jerarquizar las decisiones y construir un árbol de decisiones que muestre las alternativas del proyecto a lo largo de su ciclo de vida.

Figura 29. Acciones para generar sustentabilidad.

bajo del petróleo había disparado una especie de "selección natural", por lo cual las técnicas EOR más efectivas y eficientes continuaron floreciendo mientras que el resto fueron retenidas para un mayor desarrollo adicional de la tecnología.

"This production was coming from a smaller, but more robust, number of projects, which were eventually expanded. The low oil price had triggered a sort of "natural selection".

A mediados de 2000, el precio del crudo y subsecuentemente la actividad EOR comenzaron a crecer nuevamente. De allí en adelante la producción por EOR continuará creciendo o tenderá a estabilizarse según la habilidad de las compañías y los centros de investigación en proveer métodos y técnicas que permitan mantener los costos en línea con el precio del petróleo.

En el contexto mundial de demanda de energía y la dificultad de encontrar petróleo en zonas sencillas, el paradigma está obligando a cambiar hacia un modelo como el propuesto en donde es posible seguir avanzando en la planificación y la maduración de los proyectos para que, si el panorama cambia y se vuelve nuevamente favorable, estaremos listos sin necesidad de empezar de cero. Por eso es clave poner los mayores esfuerzos en garantizar la sustentabilidad de los proyectos.

Un entorno de colaboración en el ámbito del I+D entre operadores, universidades, compañías de servicio y gobiernos debería promover el entendimiento de los mecanismos EOR, garantizar una transferencia agresiva de tecnología entre todos los actores y evitar fallas costosas.

Conclusiones

Como consecuencia del despliegue de esta estrategia en los últimos dos años se ha podido robustecer el modelo clásico que habían generado estudios de muy alta calidad, de los cuales se pudieron relevar las lecciones aprendidas, evitar duplicar estudios empezando de cero, transformar

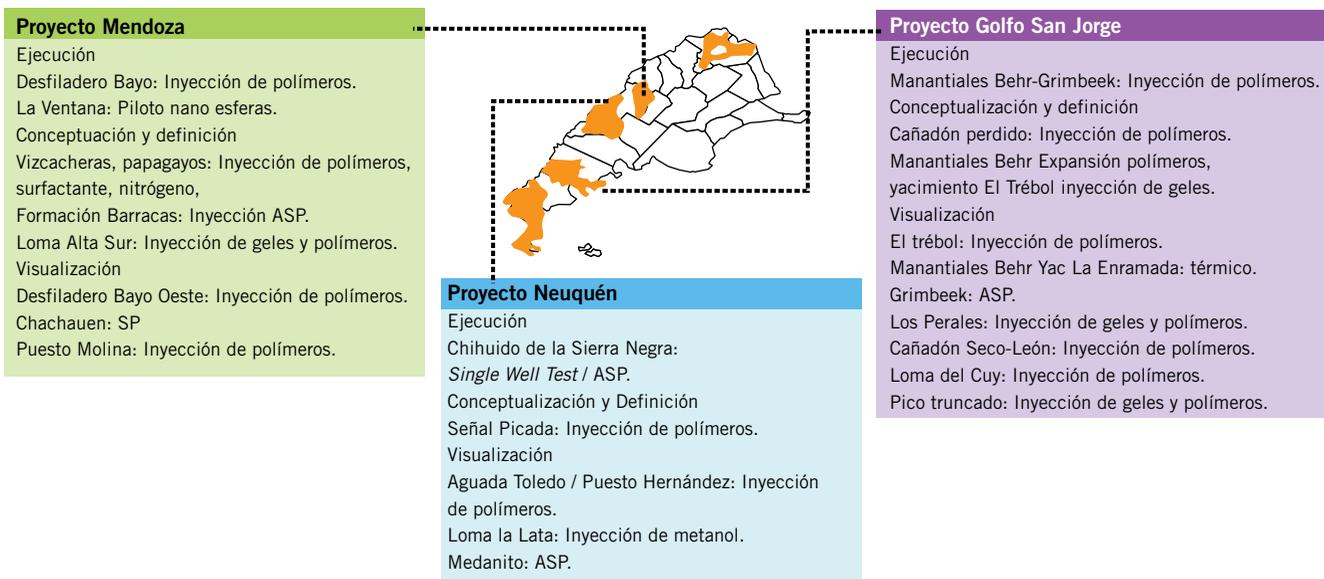


Figura 30. Principales proyectos EOR-YPF.

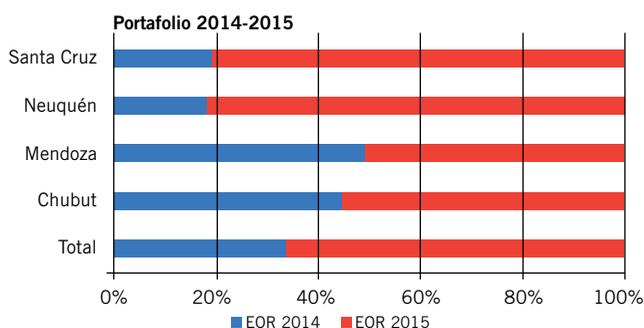


Figura 31. Crecimiento del portafolio EOR.

esos estudios en proyectos y, principalmente, generar una cultura EOR.

En la figura 30 pueden verse algunos de los proyectos en distintas fases de madurez y aquellos que han logrado aterrizar y que se encuentran en el inicio de la prueba piloto con muy buenas expectativas.

Como consecuencia de la estrategia específica asociada a la estrategia corporativa en los últimos dos años hemos duplicado el portafolio como se muestra en la figura 31.

Recomendaciones

Durante este período, los desafíos más importantes fueron lograr plasmar los proyectos que estaban encaminados, establecer una cultura donde el EOR pase a ser una etapa dentro del ciclo de vida de un campo, comenzar a visualizar los proyectos e iniciar el camino del desarrollo de competencias técnicas en los equipos de trabajo.

El desafío principal que tenemos por delante es garantizar la sustentabilidad de los proyectos en el contexto actual de precio de petróleo bajo generando nuevos modelos de negocios e incorporando fuertemente en el ADN de YPF el concepto de prueba exploratoria de tecnología, con horizonte de negocio. Por último un concepto que define el espíritu de lo que intentamos con el EOR en YPF:

La virtud, como el arte, se consagra constantemente a lo que es difícil de hacer, y cuanto más dura es la tarea más brillante es el éxito.

Aristóteles

Bibliografía

“EOR Resources Continue to Unlock Oil Resources”, Oil & Gas Journal, April 12, 2004.

“Global Oil Reserves-Recovery Factors Leave Vast Target for EOR Technologies”, Ivan Sandrea (StatoilHydro) y Rafael Sandrea (IPC), Oil & Gas Journal, 2007.

Brashear J. P., A. Becker., K. Biglarbigi, y R. M. Ray, “Incentives, Technology, and EOR: Potential.

Darhim, N., I. Nassar, N. Salah, M. Mamdouh, I. Merghany, A. Hassan, M. Sobhy, M. Gamil, M. Nabil, “A Road Map For Integrating a Giant Field: Case Study, SPE 164717, 2013.

Wu W., A. Vaskas., M. Delshad, G. A. Pope y K. Sepehmooiri, “Design and Optimization of Low-Cost Chemical Flooding”, SPE/DOE 35355.

EOR Management, W. M. Shulte, SOGIC®, abril 2014. for Increased Oil Recovery at Lower Oil Prices”, SPE JPT, Feb. 1989, 164-170.

IEA, “Resources to Reserves”, 2013.

IEA, “World Energy Investment”, 2014.

IEA, “World Energy Outlook”, 2012.

Rotondi M., A. Lamberti, F. Masserano y K. Mogensen, “Building an Enhanced Oil Recovery Culture to Maximise Asset Values”, eni SpA, SPE-174694-MS.

Schulte W. M., “Challenges and Strategy for Increased Oil Recovery”, Shell Intl. E&P IPTC 10146.

Taber J. J, F. D. Martin y R. S. Seright, “EOR Screening Criteria Revised: Part-2 Application and Impact of Oil Price”, Taber JJ, Martin F.D., Seright R.S., SPE39234, SPERE, 200-205, 1997.

Worldwide EOR Activity In The Low Price Environment, G. J. Stosur, Program Manager, EOR, Research, U.S. Department of Energy, Proceedings of the 14th World Petroleum Congress, 1994.



PRESIDENCY OF THE
REPUBLIC OF TURKEY

Under the auspices of



2017

istanbul

22nd WORLD
PETROLEUM
CONGRESS

09 - 13 July **2017**

REGISTRATION NOW OPEN

BOOK YOUR PLACE TODAY & JOIN

500
CEOs

5,000
delegates

20,000
participants

40,000 m²
of space



650
expert
speakers

50
ministers



BRIDGES to our **ENERGY Future**

www.22wpc.com


22WPC2017

HOST
COUNTRY
SPONSOR



**TURKISH
PETROLEUM**

Continuando con el estudio de las Bombas de Cuidad Progresiva (PCP) en condiciones multifásicas en este trabajo se describe la prueba piloto de una bomba multifásica de tornillo simple de fondo (HR) en el yacimiento Cañadón Yatel de YPF. Este yacimiento se encuentra en fase de producción primaria y no cuenta con instalación de red eléctrica.



“Exitosa aplicación de bomba multifásica de fondo en pozo con alto índice de intervenciones tanto con Bombeo Mecánico como con PCP”

Por *Ángela Karina Álvarez, Luis Alberto Palma y Juan Pablo Scaglia* (YPF S.A.)
y *Ricardo García Duran, Fernando Bertomeu y Esteban Young* (PCP Oil Tools S.A.)

La bomba multifásica consta de un estator y un rotor con reguladores hidráulicos. Es una bomba autorregulada, cuanto mayor sea el diferencial de presión entre una cavidad y la otra, habrá mayor escurrimiento provocado por el regulador que forzará a trabajar más la cavidad anterior.

La bomba trabaja de modo uniforme a lo largo de todo el estator generando así un delta de presión constante y una menor temperatura interna del estator (Figuras 1 y 2).

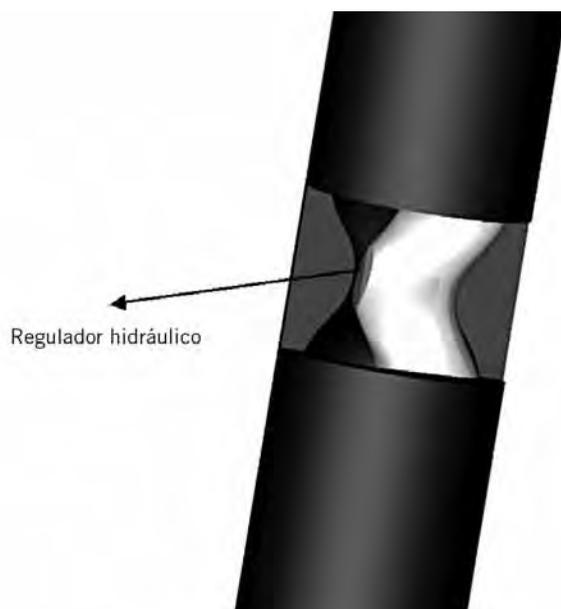


Figura 1. Detalle de la bomba.

Aplicación en la Zona Norte de Santa Cruz

En la Cuenca del Golfo San Jorge, en la zona norte de Santa Cruz, hay 67 HR instaladas. El proyecto se inició en mayo de 2009 y tomó mayor relevancia a partir de julio de 2011. Entre 2009 y 2011 se comprobó, con las diferentes aplicaciones, los beneficios de la bomba multifásica de fondo por sobre las PCP y el Bombeo Mecánico en pozos con alta relación gas líquido y petróleo pesado, parafinas

o arena. Entre mayo de 2009 y julio de 2011 se probaron 5 equipos y entre julio de 2011 y junio de 2016 se instalaron las restantes 62 bombas.

Selección de candidato

El objetivo de esta prueba fue encontrar una solución a los pozos con alta relación gas líquido (GLR) y arena y/o petróleo viscoso.

Previo a la HR el pozo ECH-230 tuvo como sistemas de extracción, Bombeo Mecánico y PCP, con 6 intervenciones con BM entre 2012 y 2015 y 3 intervenciones con PCP (Figura 3).

Se seleccionó este pozo como candidato por las condiciones de fluido multifásico y las continuas fallas de Bombeo Mecánico y PCP. Se trata de un pozo con petróleo mediano de 20°API, caudal de gas 8000 m³/d y un 1% de aporte de arena (según análisis realizado por EPSILON, Protocolo N° 00870-16CS, fecha de informe 02/03/2016).

Historial de intervenciones

Terminación original (01/04/2012)

Se intenta fracturar zona 1860/64 m, cuando se ha bombeado el 50% del colchón, se aborta operación por elevada presión, luego se decide fracturar nuevamente.

Se realiza fractura en zona 1236/40 m, se constatan 24 m de arena sobre pin de TPN, se circula hasta retorno limpio. Las siguientes capas se fracturan en conjunto 826/27 m, 836,5/38 m y 847/49 m, lava arena de fractura desde 844,8 m hasta pin de TPN fijo en 876,3 m.

Profundiza y lava arena desde 1837 hasta 1844 m, pozo admite en retorno (en total 55 m³) Instalación de producción: BM.

Intervención 1 (28/09/2012)

Sacan v/b + bomba, inyectan por directa y se observa punta de instalación obstruida (levanta 2600 psi).

Opera bomba, completa pozo, bombea 6 m³ de agua de purga, punta desobstruida. Constata fondo en 1885 m, baja bomba Bayler y limpia hasta 1902 m.

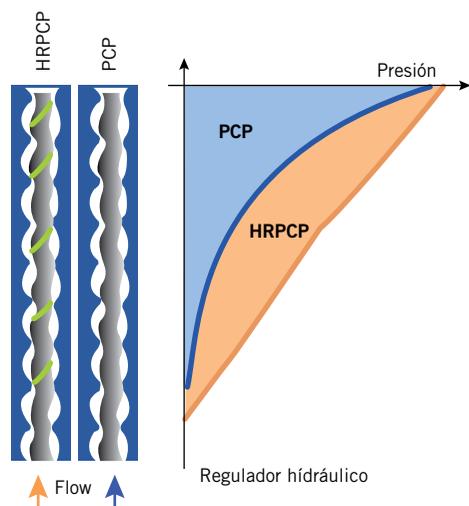
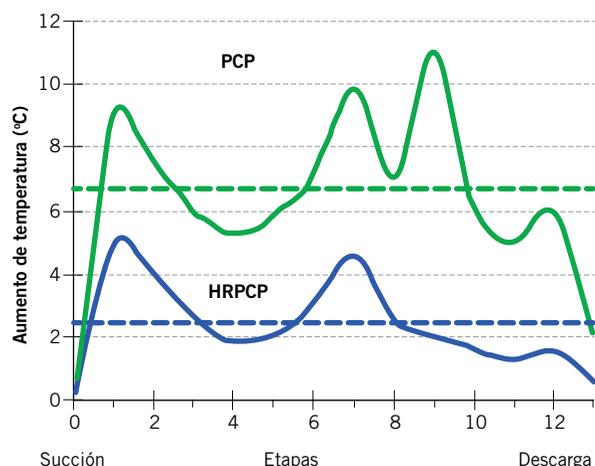


Figura 2. Distribución de la presión y variación de la temperatura con PCP y HR.



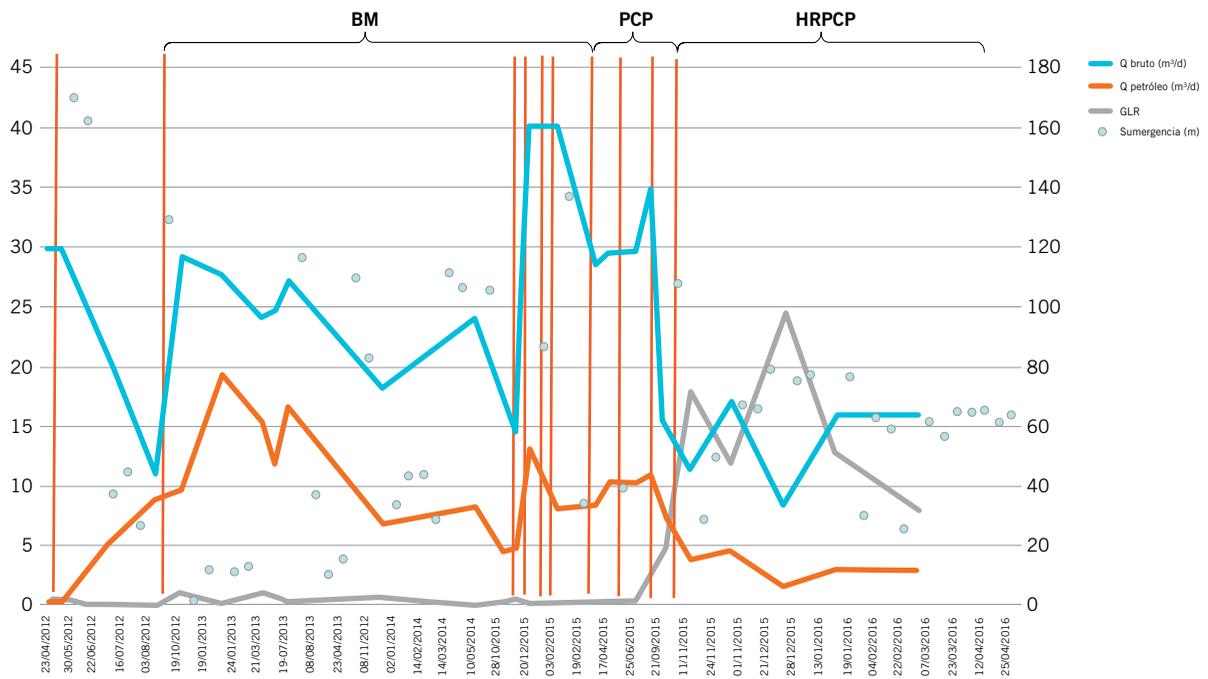


Figura 3. Controles de producción, sumergencia e intervenciones por sistema, ECH-230.

Desarma bomba Bayler + 2 TBG 2 7/8" en *single* (tiros simples), salen llenos de petróleo + charnela + 22 TBG 2 7/8" en *single* salen llenos de arena + petróleo.

Intervención 2 (23/11/2014)

Monta equipo, tensiona levanta vástago desengancha pozo, vástago sale trabado, se observa bomba aprisionada, maniobran sin poder desclavar. Profundiza TBG para contactar fondo, en 1856 m (89 m de relleno). Lava relleno hasta 1880 m.

Saca 10 TBG totalmente tapados y llenos con material de relleno. Lava relleno hasta 1882 m, sin poder avanzar.

Intervención 3 (10/12/2014)

Retira v/b con desgaste en cuplas hasta cuerpo. Sale b/p # 13 con filetes de cupla barridos. Baja pescador con resultado positivo.

Intervención 4 (07/01/2015)

No libera bomba y se realiza desenrosque con resultado positivo.

Constata fondo en 1862,5 m, baja Bayler y limpia relleno hasta 1872 m.

Intervención 5 (23/01/2015)

Retira v/b, la última de ¾" sale con pin barrido. Constata relleno en 1862 m. Los últimos TBG (2), salen llenos. Limpia con Bayler hasta 1872 m. Baja en DIF, filtros.

Intervención 6 (18/03/2015)

Ingresa equipo, realiza prueba de hermeticidad, positiva y prueba de funcionamiento de bomba negativo. Sale bomba con vástago trabado y cabezal golpeado. Maniobra para librar ancla, con resultado negativo.

Bomba por inversa, pozo admite y no circula. Coloca TBG de maniobra, herramienta aprisionada golpea con efecto tijera obteniendo resultado negativo.

Compañía Superior, calibra a 1730 m, ok. Determina punto libre en 1680 m, realiza corte químico en 1678 m.

Baja Bowen, la misma asienta en 1677 m. Como pozo no circula, se saca cabeza rotativa Bowen. Baja impresor, luego tren de pesca.

Baja Bayler, se observa que herramienta se asienta en 1779 m hasta pasar libre, luego en 1808 m hasta pasar libre y constatar fondo en 1846 m. Golpea con efecto tijera hasta 1867 m. DIF bajado PCP.

Intervención 7 (19/05/2015)

Salta pesca por desenrosque en cupla inferior de v/b # 103 de 1".

Retira TBG y PCP: Falla por gas (descompresión explosiva) y arena.

Se baja nueva PCP.

Intervención 8 (09/08/2015)

Retira sarta de v/b, última (# 226) sale en pesca cuerpo a 10 cm de pin inferior. Observa últimas v/b con exceso de torque.

Retira TBG con arrastre de petróleo viscoso.

Baja tren de rotación, para firme en 1837 m, pozo no circula, admite 45 m³. Bomba agua densificada (1060 g/l).

Lava relleno desde 1837 m hasta 1870 m, se realiza con precaución por no tener circulación.

Realiza ensayo primario en conjunto de las zonas: 826/827, 836,5/838-847/849, 826/827-836,5/838-847/849 m. Resultado del ensayo: ASF + rastro de petróleo viscoso.

Realiza ensayo primario zona: 1236/1240 m. Resultado del ensayo: ASF + leve rastro de petróleo. Realiza prueba de admisión en zona en conjunto 1346/1588 m, rompe formación con 1200 psi, admite con 1000 psi. Libra TPN

fijo, se bombean 12 m³, pero no circula.

Realiza prueba de admisión en zona en conjunto 1623/1759 m, rompe formación con 1194 psi, admite con 1000 psi. Libra TPN fijo, se bombean 15 m³, pero no circula.

Realiza ensayo primario zona: 1860/1864 m. Resultado del ensayo: ASF + arena de formación y fractura en copa.

Monta cabeza de fractura (1236/1240 m), desplaza capacidad de TBG con gel lineal. TPN fijo en 1295 m, PKR fijo en 1182 m. Arena utilizada 20/40, mezclan 263 bolsas, en formación 257 bolsas.

Circula pozo, en retorno, arena y gel.

Se constataron 41,6 m de arena sobre pin de TPN. Lava relleno desde 1253 m hasta 1274 m.

Realiza ensayo posfractura, se observa inyectado + abundante arena en copa. Maniobra para librar PKR con resultado negativo. Corte químico mecánico en 1197 m.

Profundiza tren de rotación, herramienta para firme en 1230 m, constataron 65 m de arena sobre TPN. Circula hasta retorno limpio.

Profundiza, y herramienta para firme en 1293 m, lava hasta 1295 m. Fija TPN N en 1840 m.

Punza según programa.

PCP: Falla por gas (descompresión explosiva) y arena. Se baja nueva PCP.

Intervención 9 (27/10/2015)

Retira sarta de v/b con arrastre por petróleo viscoso.

Pesca sale en conexión inferior cupla, quedando en pozo 8 v/b de 7/8".

Profundiza instalación, y se determina fondo libre en 1840 m.

Emana gas.

Bombee 15 m³ por inversa, pozo no circula, admite.

Equipo opera en conjunto con caldera, por presencia de parafina en pozo.

En TBG # 173 se encuentra punto de pesca en v/b.

PCP: Falla por gas (descompresión explosiva).

Se baja bomba multifásica de fondo HR.

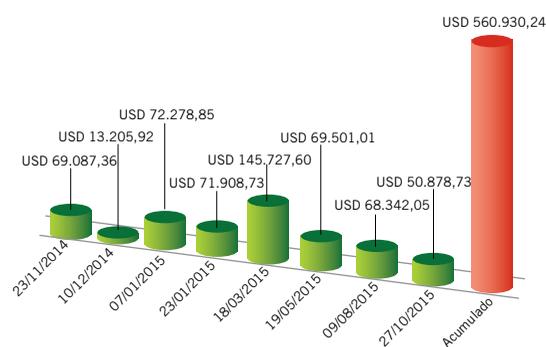


Figura 4. Costos de las últimas intervenciones ECH-230.

En un año se debieron realizar ocho intervenciones al pozo por fallas en los sistemas de producción, generando gastos por USD 560.930,24 únicamente en equipos de torre. No se incluyen en el análisis los costos de los sistemas de extracción (Figura 4).

A partir de la instalación de la HR no hubo costos asociados a equipos de torre (Figura 5).

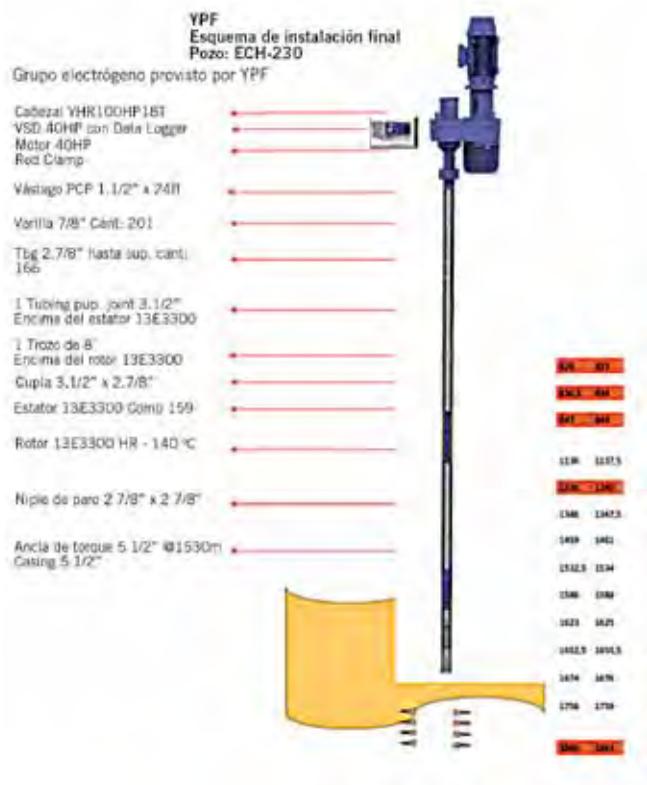


Figura 5. Esquema de instalación.

Análisis de compatibilidad

Para determinar que la aplicación era viable se realizó un análisis de compatibilidad de petróleo que dio un resultado positivo. Por las condiciones del pozo, se fijaron cuatro variables consideradas fundamentales para la selección del elastómero:

- Propiedades mecánicas: debido a la profundidad a la que se instalaría la bomba (1550 m a 1750 m) se necesitaba un compuesto con buenas propiedades mecánicas.
- Descompresión explosiva: dada las reiteradas fallas presentadas por la presencia de gas, una de las claves para que la aplicación tuviera éxito fue seleccionar un compuesto con buena performance en presencia de gas.
- Resistencia a la abrasión: 2 de las 3 PCP fallaron por gas y presencia de arena, por lo que se requería un compuesto resistente a la abrasión.
- Temperatura máxima: por el gradiente de temperatura del área y la profundidad de instalación el elastómero que se seleccionaría debía soportar al menos 90 °C.

Se tomaron muestras de petróleo de un pozo vecino: ECH-332, al que se realizó un análisis con los siguientes resultados:

- Densidad: 0,95189 g/cm³
- °API: 17,45
- Viscosidad hidratada:
 - @ 50 °C: 435cps
 - @ 60 °C: 288cps
 - @ 70 °C: 191cps

Según la cromatografía presentada por Petromark con fecha 05/06/2015, el gas no presenta CO₂.

Los cupones se colocaron en envases con muestras tomadas del ECH-332. El ensayo consistió en la realización de mediciones de cupones de compuestos 159, 198 y 204 entre las fechas 10/09/15 y 16/10/15. Duración del ensayo: 26 días. Las condiciones del ensayo: 75 °C y 90 °C.

La interpretación de resultados se realiza observando el hinchamiento volumétrico, variación de dureza y cambios porcentuales en el peso de la probeta (Figuras 6 y 7).

Instrumentos utilizados



Selección de elastómero

Tipos de elastómero

Clasificación de Elastómero	NBR	HNBR	FKM
	HARD		
Compuesto PCM	159	198	204
Temperatura Máx (°C/F)	125 / 260	150 / 300	80 / 175
Temperatura Min (°C/F)	-5 / 25	-5 / 25	-15 / 5
Propiedades Mecánicas	★★★★	★★★	○
Dureza Shore A	75-80	75-80	70-75
Esfuerzo de deformación (Mpa)	18-23	19-24	15-20
Elongación en la rotura (%)	450-650	350-450	250-350
Densidad	1,2	1,2	1,9
Resistencia a la abrasión	★★	★★★★	○
Resistencia a aromáticos livianos	★★	○	★★★★
Resistencia H2S	○	★★★★	★★★★
Resistencia CO2	★★	★★★★	★★★★
Resistencia a la descompresión explosiva	★★★★	★★	○
Resistencia al agua	★★	★★★★	★★

Resultados

Según las cuatro características consideradas clave para esta aplicación, resultó el 159 el más apto de acuerdo con la matriz (Tabla 1).

Por ser el compuesto 159 el más apto para las cuatro condiciones clave evaluadas se optó por ese compuesto.

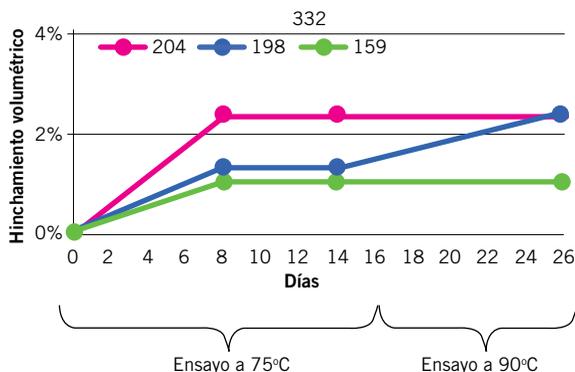


Figura 6. Hinchamiento volumétrico ECH.

Compuesto	Propiedades mecánicas	Resistencia a la descompresión explosiva	Resistencia abrasión	Resistencia a temperatura	Total
159	5	4	3	4	16
198	4	1	4	5	14
204	1	1	1	2	5

Tabla 1. Características consideradas.

Selección de equipo de superficie

El yacimiento se encuentra en una zona sin suministro de energía eléctrica, se instaló un generador para poder instalar un VFD y un registrador de datos para mejor control y seguimiento del pozo.

Con el registrador de datos instalado se pudo evaluar el comportamiento de la bomba en los siete meses de funcionamiento. Mediante la fluctuación del torque se observó el pasaje de gas por la bomba que, en un principio, se pensó que se trataba de resonancia pero al variar la frecuencia se determinó que la fluctuación del torque era producto del gas (Figuras 8 y 9).

Resultados y observaciones

La bomba lleva a la fecha más de siete meses sin intervenciones.

Inicialmente la bomba trabajó al 85% de eficiencia produciendo 11m³/d a 100 rpm con 285 m de sumergencia. A los 8 días la producción pasó a 17,24 m³/d a 100 rpm (al 134% de eficiencia, lo cual es imposible) por lo que suponemos que el pozo estaba produciendo 11m³/d por directa y 6,24 m³/d por anular producto de la sumergencia del pozo. Al siguiente control se observa un aumento en la sumergencia a 789 m y el pozo deja de surgir pasando a producir 8,17m³/d. La eficiencia cayó al 63%, producto del gas pasando por la bomba.

Se incrementaron las rpm a 125 para bajar la sumergencia, bajó a 298 m y el pozo nuevamente comenzó a surgir (Figura 10).

A las dos semanas de producción estable y con una variación de torque de +/- 20lbs.ft, se comenzó a observar una fluctuación importante en el mismo y se mantuvo en +/- 160lbs.ft.

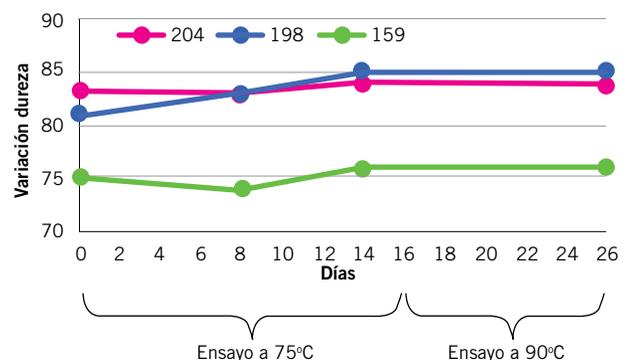


Figura 7. Variación dureza ECH 332.

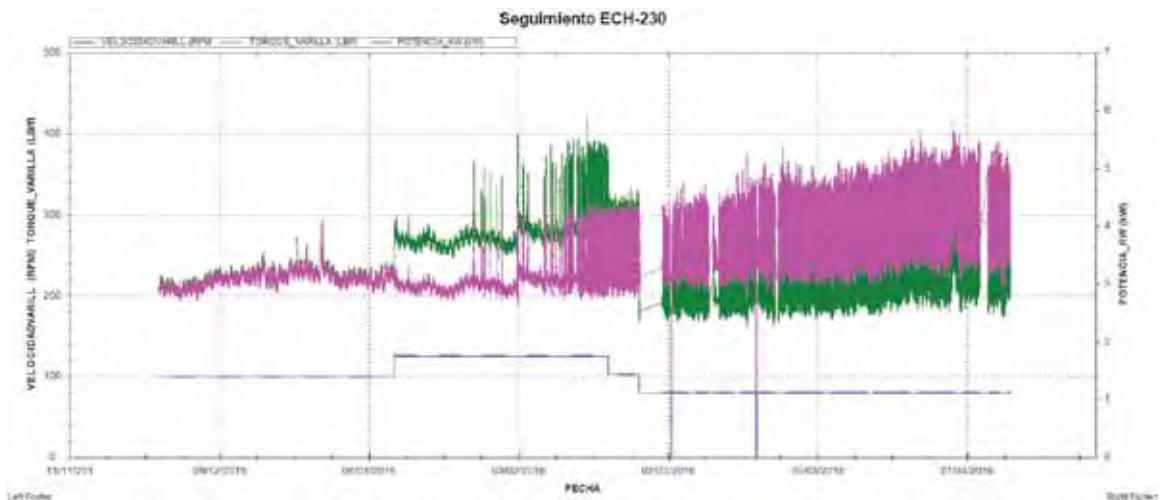


Figura 8. Reporte del Data Logger.

Se variaron las rpm de 125 a 102 para evitar lo que se pensó que era resonancia, pero la fluctuación de torque se debía al pasaje de gas por la bomba (Figura 11).

Al reducir las rpm, la variación del torque se mantuvo constante. Se decidió disminuir nuevamente las rpm para lograr una mayor separación natural de gas a la entrada de la bomba que surtió efecto por unos días, pero luego el torque volvió a oscilar de la misma manera (Figuras 12 y 13).

Caso "Pozo Surgente" (controles del 30/11/2015): La producción de 17m³/d se debía a que el pozo estaba produciendo por directa y surgiendo por el anular. Esta bomba en una condición sin gas estaría produciendo a 100rpm 10 m³/d, considerando una eficiencia del 80%.

El PCM Design (programa para simular las bombas) no permite simular esa condición, por eso arroja que la bomba trabajaba al 136% de eficiencia y no se logra igualar el torque real al de la simulación.

Caso "Alto GOR" (controles del 22/12/2015): La producción era de 8m³/d con el mismo caudal de gas con el que el pozo estaba surgiendo, con los 8000 m³/d de gas el torque es muy bajo y no se logra ese resultado en el PCM Design. En este caso la eficiencia cae al 64% y, con el data logger, se observan las primeras fluctuaciones importantes en el torque.

Caso "Bajo GOR": para obtener las mismas condiciones entre el corrido y lo que está tomando el VFD hubo que

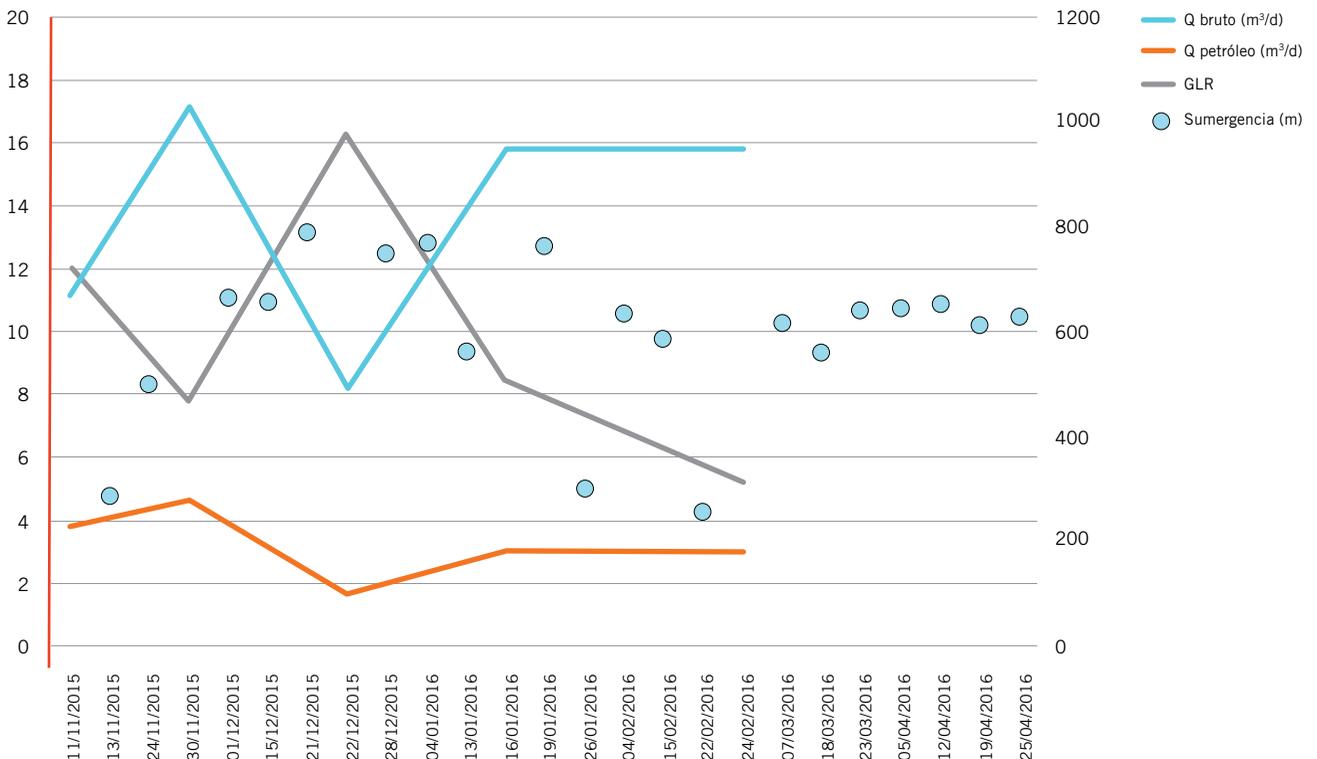


Figura 9. Seguimiento de producción con HRPCP.

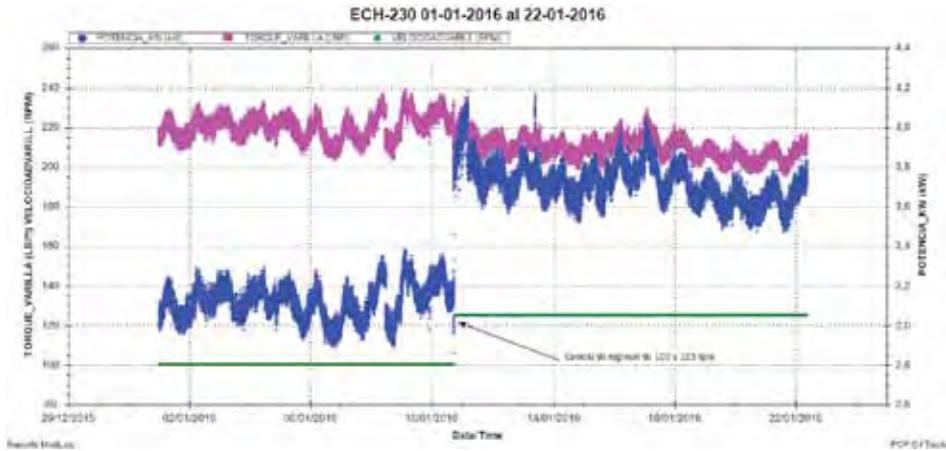


Figura 10. Reanudación de la surgencia al bajar la sumergencia.

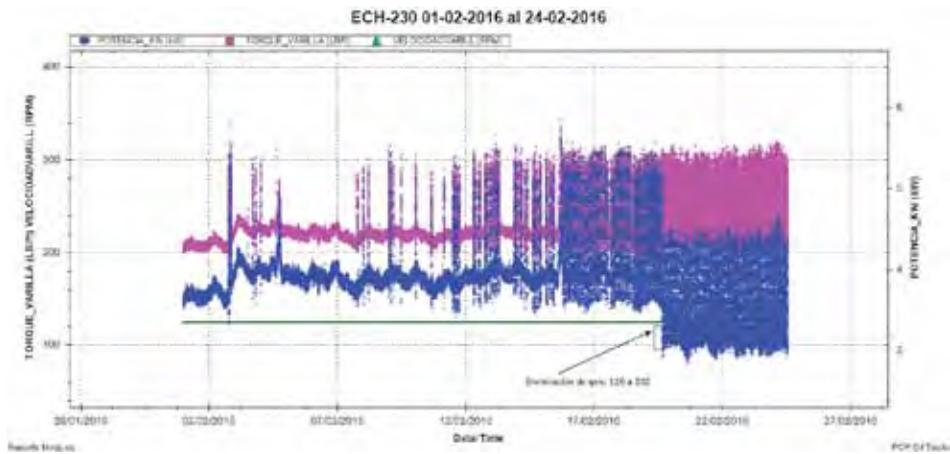


Figura 11. Evolución del torque en la bomba.

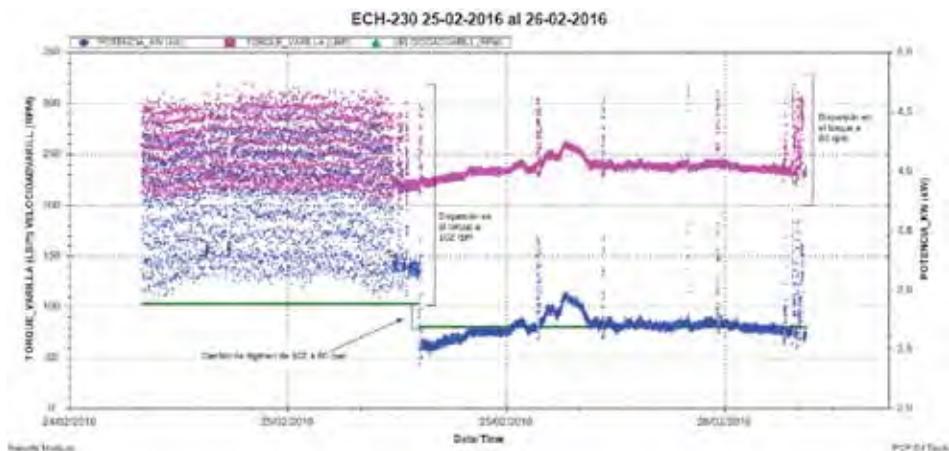


Figura 12. Oscilación del torque (dispersión).

bajar el caudal de gas, de esta manera se obtuvo el mismo torque de trabajo en la simulación que en la realidad.

En ambos casos “Alto GOR” y “Bajo GOR” la eficiencia es baja por la producción de gas por la bomba (Tabla 2).

Se muestra en la tabla 3 la advertencia del PCM Design con respecto al pasaje de gas por la bomba.

La bomba continúa trabajando a 80 rpm y el pozo mantiene una producción entre 13 y 15m³/d, produciendo por anular y directa.

A lo largo de los meses se observó cómo el pasaje de gas por la bomba fue influyendo en el comportamiento del torque.

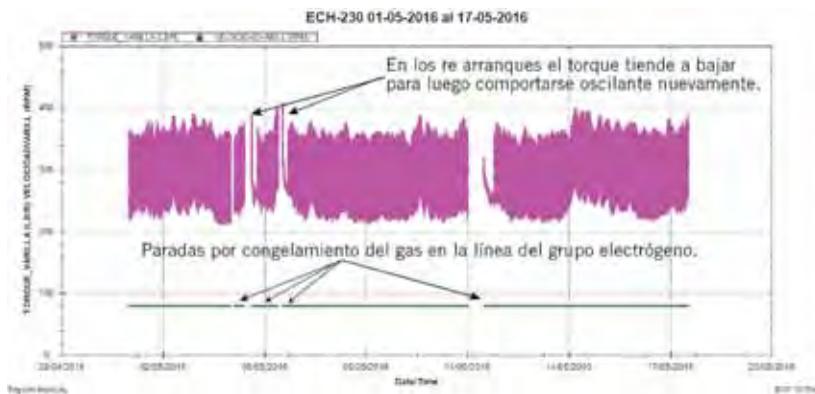


Figura 13. Oscilación del torque.

Tabla 2. Análisis de producción de la bomba

Pozo ECH-230: Bomba 13E3300 – 13m ³ /d a 100rpm			
	Pozo Surgente	Situación actual Alto GOR	Situación actual Bajo GOR
rpm	100	100	100
Caudal Bruto	17,24	8	8
Caudal Gas	8000	8000	2648
Eficiencia de bba	136%	64,3	64,3
Torque real lbs.ft	215	230	230
Torque simulación lbs.ft	295	170	236

- El equipo tuvo varias paradas producto de mantenimiento en el generador o fallas por congelamiento de la línea de suministro de gas y en cada uno de los re arranques la bomba volvió a ponerse en marcha sin inconvenientes.
- La variación del torque en los primeros dos meses de trabajo no superaba las 40 lbs.ft y, una vez que el gas comenzó a pasar por la bomba, la variación pasó a 160 lbs.ft.

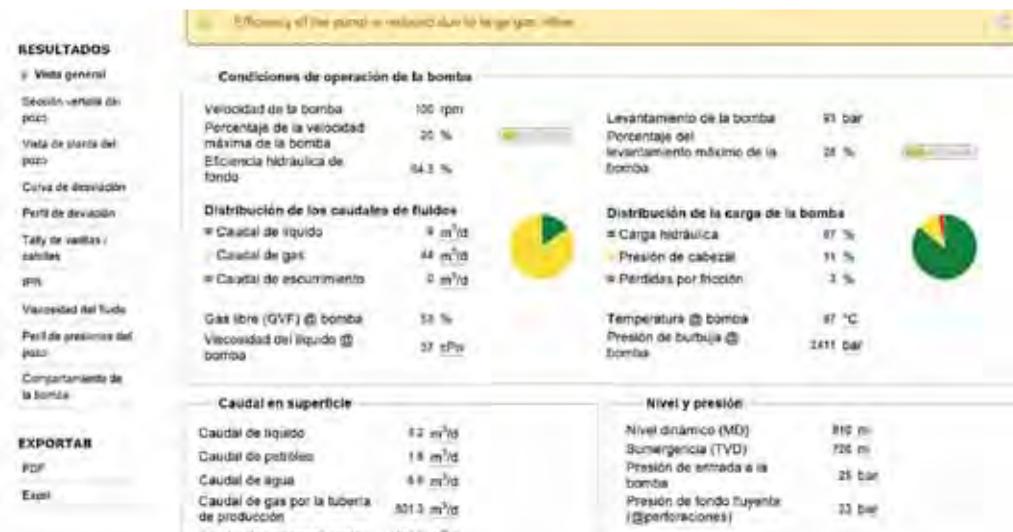


Tabla 3. Se reduce la eficiencia de la bomba debido a la abundante entrada de gas.

Conclusiones

- La HRPCP ha demostrado ser el sistema más eficiente para la aplicación del ECH-230. Tanto el Bombeo Mecánico como la PCP convencional no permitían una producción estable producto de la presencia de gas y arena en el pozo.
- Como se demostró, en un período menor a un año hubo 6 intervenciones con equipo de *pulling*, lo que dio un índice anual de intervenciones de 8,6. Hasta la fecha se llevan 229 días sin intervenciones lo que está mejorando considerablemente el índice de intervenciones en el pozo.
- Con la producción y los datos registrados del ECH-230 se comprobó que las condiciones de producción de agua, petróleo y gas cambiaron drásticamente a la original del pozo.

- La producción de agua, petróleo y gas, así como la sumergencia, se mostraron erráticas y sin un comportamiento estable en estos siete meses desde la puesta en marcha del equipo. La producción de 8000 m³/d de gas no era lo esperado del pozo, las condiciones de trabajo de la bomba fueron más agresivas que las planeadas originalmente en la simulación del pozo y aun así la bomba multifásica pudo manejar el volumen de gas sin tener una falla prematura.
- Los controles de sumergencia pueden no ser precisos producto de la cantidad de gas producido.
- Esta es la HRPCP con mayor GLR registrado en la Argentina y que haya logrado estos días de operación y sigue en marcha.
- Se seguirá evaluando el comportamiento del torque y los re arranques en cada ocasión. ■



Mejora en la productividad

de pozos afectados por deposición de parafinas en Vaca Muerta

Por *Elisabet Savoy, Sezai Ucan, Juan Martínez, Lucas González Day, María G. Moll y Luciano Monti* (YPF S.A.) y *Joaquín Ramírez, Diego Palmerio* y *Nery Cano* (YPF Tecnología S.A.)

El depósito de parafinas sólidas en el *tubing* y en las líneas de conducción es una de las causas de pérdida de productividad en los pozos del reservorio no convencional Vaca Muerta. El objetivo de este trabajo es proveer una guía para optimizar las condiciones de operación y las técnicas de terminación de pozos, así como explorar las mejores prácticas de remediación basadas en las características del fluido y en las configuraciones de pozo.

Debido a las características del *shale* (nano-permeabilidad, baja porosidad y maduración), el impacto del fenómeno de deposición de parafinas en estos yacimientos es más importante que en los yacimientos convencionales.

El objetivo de este trabajo es proveer una guía para optimizar las condiciones de operación y las técnicas de terminación de pozos, así como explorar las mejores prácticas de remediación basadas en las características del fluido y en las configuraciones de pozo.

La determinación del contenido de parafinas es dependiente de los procedimientos de muestreo, del tiempo en el que se realice el muestreo y de las condiciones de operación del pozo. Se realizaron ensayos de laboratorio sobre diferentes tipos de muestras.

La precipitación de asfaltos en la cara de la fractura y de parafinas en el *tubing* y líneas de conducción son dos factores importantes que afectan la productividad de pozos. El análisis de los datos de producción, el color de los fluidos, los estudios PVT y los ensayos de laboratorio han demostrado la variación del contenido de asfaltos y parafinas en función de la presión y la temperatura de operación.

Se estudiaron distintos escenarios de deposición de parafinas mediante modelos de simulación con ecuaciones de estado.

Una de las técnicas que YPF está evaluando es el tratamiento con productos químicos en pozos, con el objetivo de mejorar la productividad afectada por la deposición de parafinas en el *tubing* y cañerías de conducción. Se está estudiando en laboratorio el comportamiento de estos productos. En forma paralela, se han realizado algunas pruebas en campo inyectando químicos por capilares.

Desarrollo

Muestreo y ensayos de laboratorio

En la formación No Convencional Vaca Muerta se ha detectado la precipitación tanto de parafinas como de asfaltos. Ambos afectan la productividad de pozos.

Se realizaron análisis de muestras de petróleo muerto, muestras de petróleo de boca de pozo, muestras de petróleo de fondo de pozo y muestras del depósito sólido recuperado del *tubing*. En la figura 1 se ilustra la muestra sólida y el fluido resultante de someterla a centrifugación. El análisis del fluido mostró un contenido de un 44% en peso de asfaltos.

Sobre las muestras de petróleo muerto se determinó contenido de parafinas, *cloud point* y viscosidad. Un simple



Figura 1. Muestra Sólida.

análisis visual de muestras tomadas a distintos tiempos y a distintas condiciones de operación a medida que el pozo es producido, revela cambios asociados a deposición de parafinas y asfaltos. En la figura 2 se muestran los cambios observados en un fluido del mismo pozo para distintos tiempos de producción.

Si bien las condiciones de precipitación de parafinas y asfaltos son únicas para cada pozo, según la composición, la temperatura, la presión y las condiciones de operación, se ha determinado mediante un ensayo de viscosidad de petróleo tomado en boca de pozo, a 70 kg/cm² y 44 °C, realizado a diferentes temperaturas, que la precipitación de parafinas comienza alrededor de los 40-50 °C (cambio de pendiente de la curva). En la figura 3 se ilustra esta determinación para el petróleo vivo a presión de boca de pozo (70 kg/cm² y distintas temperaturas).



Figura 2. Deposición de parafinas y asfaltos (muestras del mismo pozo).

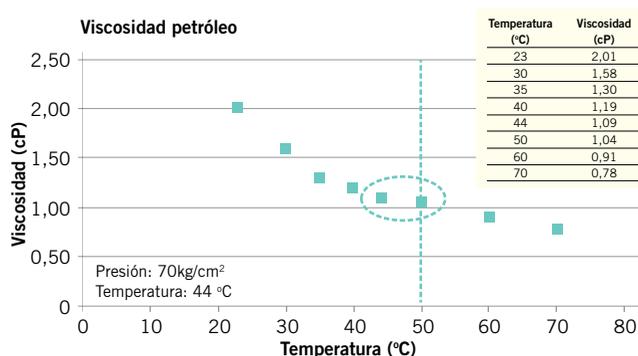


Figura 3. Viscosidad de petróleo versus temperatura.

Caracterización de parafinas y condiciones de deposición

Mediante el cálculo composicional del gradiente dinámico se determinó que estas temperaturas se alcanzan en el *tubing* aproximadamente a una profundidad de 1000 m (Figura 4). Posteriormente, se verificó este valor calculado realizando un gradiente dinámico de presión y temperatura en el pozo. El mismo puede verse en la figura 5. Esto significa que por encima de esta profundidad, en el *tubing*, en las instalaciones de superficie y en plantas de tratamiento se depositarán parafinas.

Se determinaron también las temperaturas de aparición y de disolución de parafinas sobre muestras de fondo. Los valores obtenidos están alrededor de los 40 °C.

A modo de ejemplo, en la figura 6 se presenta la envoltura de parafinas generada para un pozo mediante un modelo con ecuaciones de estado ajustado a partir de un ensayo PVT experimental. La misma ilustra las posibles

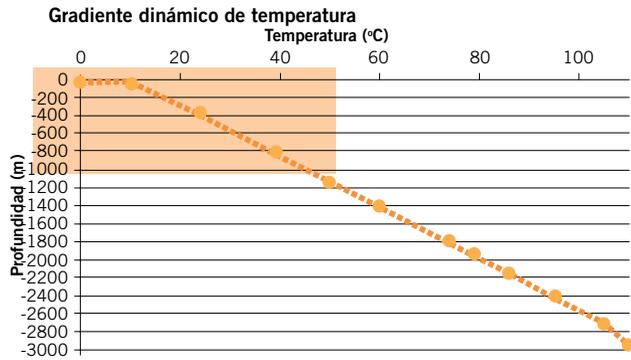


Figura 4. Gradiente dinámico calculado.

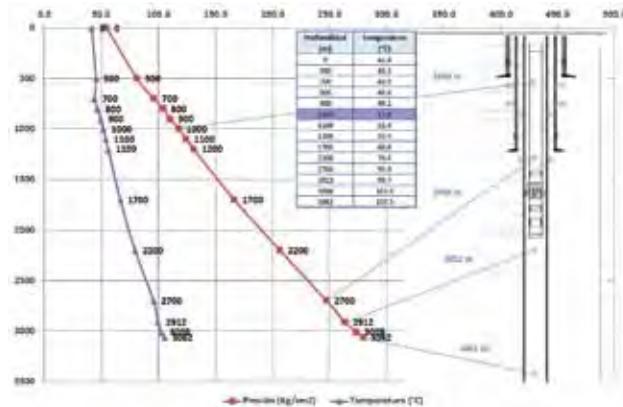


Figura 5. Gradiente dinámico medido.

condiciones de precipitación de parafinas, mientras que en la figura 7 se muestra el ajuste de las variables PVT y la viscosidad a distintas temperaturas.

En cuanto a la determinación de contenido de parafinas y temperatura de aparición de parafinas, se mencionan a continuación los métodos reconocidos. Los últimos de cada uno son los recomendados como más apropiados:

Paraffin content determination method⁽³⁾⁽⁴⁾

- acetone DEPOSITION (modified Universal Oil Products (UOP) 46-64 method).
- n-C20+ content from HTGC.
- micro-DSC method.
- centrifuge method (required HTGC).

Cloud point (WAT) determination method⁽⁵⁾

- micro-DSC method.
- extrapolation from the precipitation curve obtained from the centrifuge method.
- cross-polarize microscope (CPM) with a temperature control flow cell (oil trapped in a small glass tube).

Métodos preventivos y de remediación

Actualmente se aplican diferentes métodos de remediación y prevención de precipitación de parafinas. Si no se aplicaran, los pozos deberían intervenir frecuentemente con equipo de *slickline* (cada 15 o 30 días) para prevenir la deposición en *tubing* y asegurar el flujo por surgencia natu-

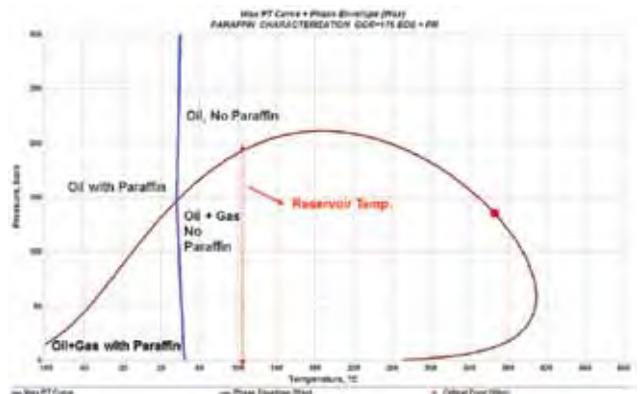


Figura 6. Envoltura de parafinas.

ral. En la figura 8a se muestra la distribución de las técnicas aplicadas para todo el campo de Loma Campana, mientras que en la figura 8b se muestra la distribución de métodos utilizados solo en la Zona Este de Loma Campana. Al comparar la Zona Este con todo el campo puede apreciarse que los métodos preventivos aumentan de 25% al 60%. Esta variación es consistente con los problemas evidenciados en el campo e indica que el problema de parafinas es más severo en la Zona Este.

En la tabla 1 se resume los períodos de intervención necesarios de acuerdo al método de remediación aplicado. Cuanto más espaciadas en tiempo se realicen las intervenciones, se reducirán los costos asociados a las mismas y se incrementará la producción.

Adicionalmente, se están investigando nuevas alternativas efectivas y económicas para minimizar la precipitación de parafinas y, de este modo, la frecuencia de las intervenciones.

MÉTODO REMEDIACIÓN	PERÍODO INTERVENCIÓN
Sin método preventivo	< 30 días
Hot water	2 a 3 meses
Plunger lift	4 a 6 meses
Cinta calefactora	> 1 año

Tabla 1. Períodos de intervención versus método de remediación.

Inicialmente se utilizó también aislamiento con N₂ como método de remediación. Actualmente se dejó de usar porque no resultó efectivo para bajos caudales de producción.

Modelo de simulación de deposición de parafinas

Se construyó un modelo de simulación de deposición de parafinas empleando un simulador comercial⁽⁷⁾. Se ajustaron los datos experimentales PVT, la Temperatura de Aparición de Parafinas (WAT) y viscosidad *versus* temperatura.

El objetivo de este modelo de simulación fue analizar la factibilidad de determinar la profundidad a la cual comienzan a depositarse las parafinas en el *tubing*, tener una idea del proceso de reducción del diámetro interno de la línea debida al espesor de la capa de parafina depositada y

estimar el intervalo de tiempo de intervención debido al taponamiento de parafinas.

En este modelo de simulación, se utilizaron condiciones de flujo estacionario:

- condiciones de contorno de entrada y salida constantes,
- velocidad de flujo y caídas de presión constantes,
- gradientes de temperatura constantes,
- propiedades térmicas del material, fluido y roca constantes.

Las condiciones de contorno de entrada y salida y las propiedades promedio de conductividad térmica se muestran en la tabla 2.

Tabla 2. Condiciones de contorno y propiedades promedio.

Condiciones de contorno de entrada
T=105 °C
Caudal de Flujo Másico
Q= 156 kg/h
P= 197 Bar
Condiciones de contorno de salida
T=21,8 °C
Caudal de Flujo Másico
Q= 156 kg/h
P= 19,6 Bar
Tub In D= 0,06 m (2,32")
Conductividad Térmica Promedio
K=23842 mW/(m °C)

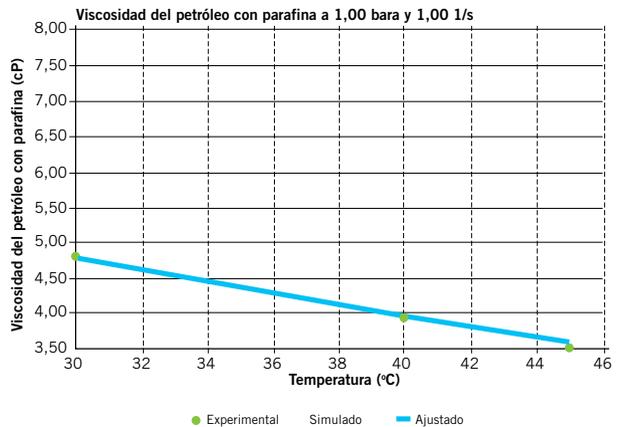
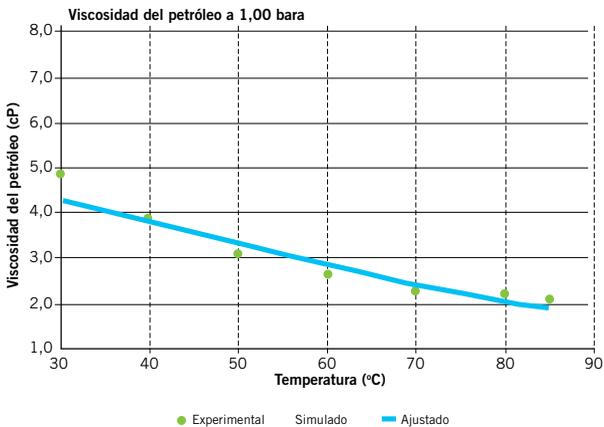
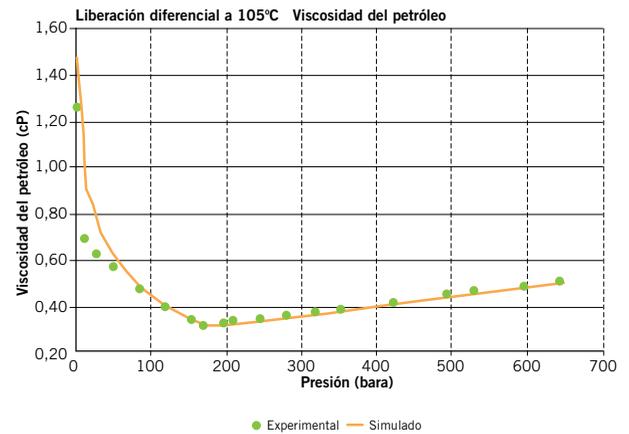
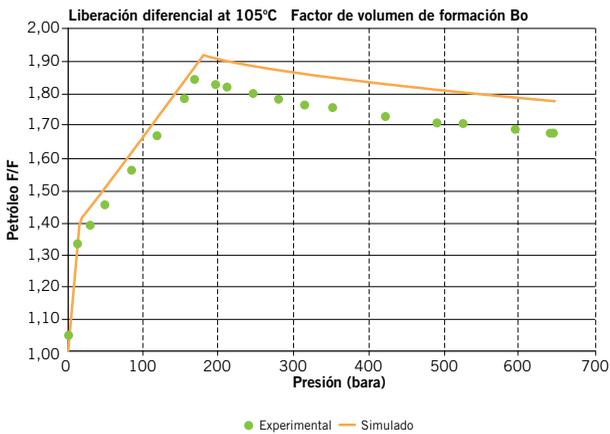
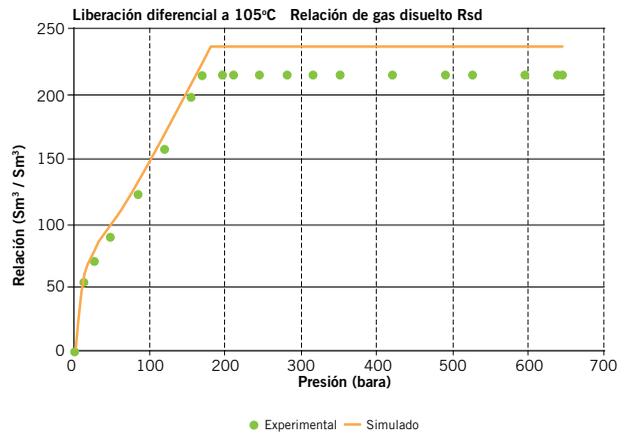
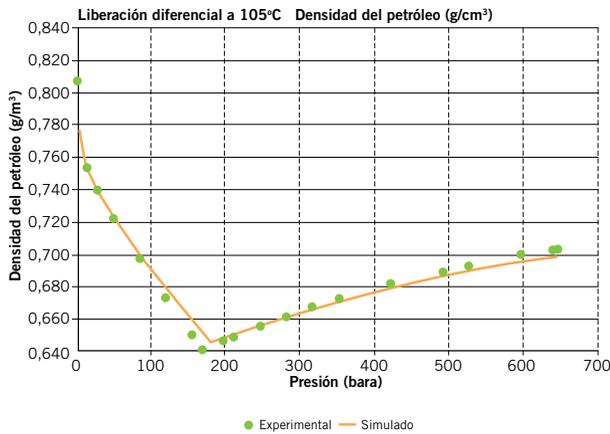


Figura 7. Ajuste de propiedades PVT.

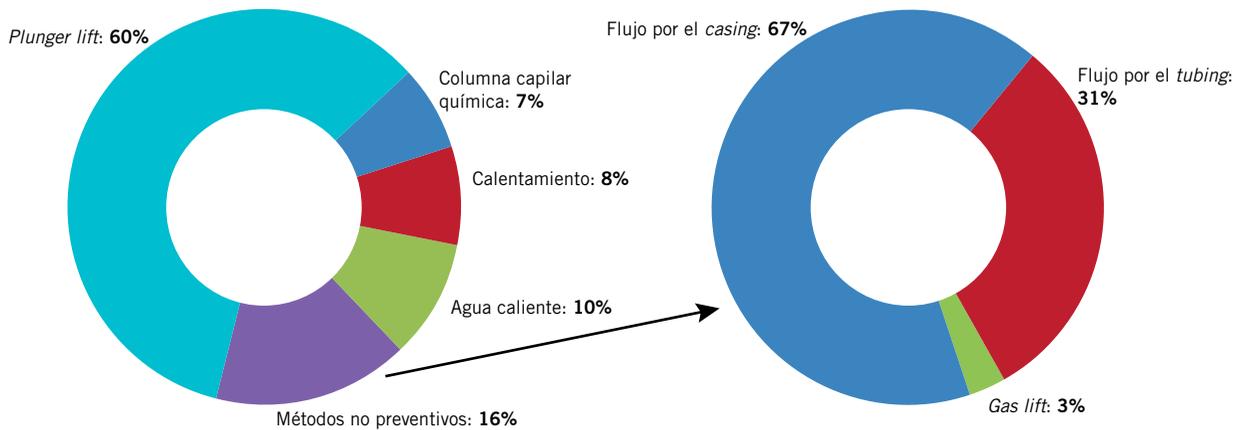


Figura 8a. Distribución de métodos de remediación para Loma Campana.

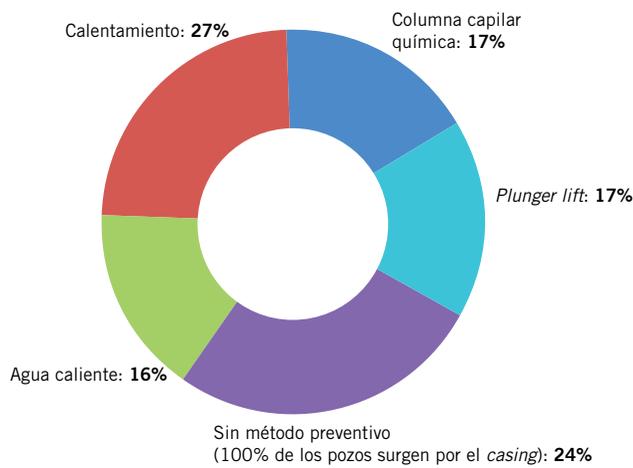


Figura 8b. Distribución de métodos de remediación para la Zona Este de Loma Campana.

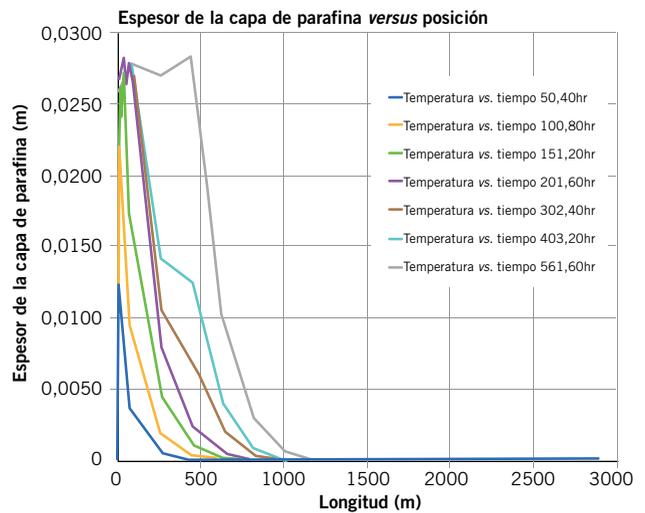


Figura 10. Espesor de la capa de parafinas versus posición.

Como se muestra en la figura 9, el diámetro interno del tubo en condiciones iniciales es de 0,06 m (2,32"). El mismo, se reduce desde 0,06 m hasta un mínimo de 0,01 m

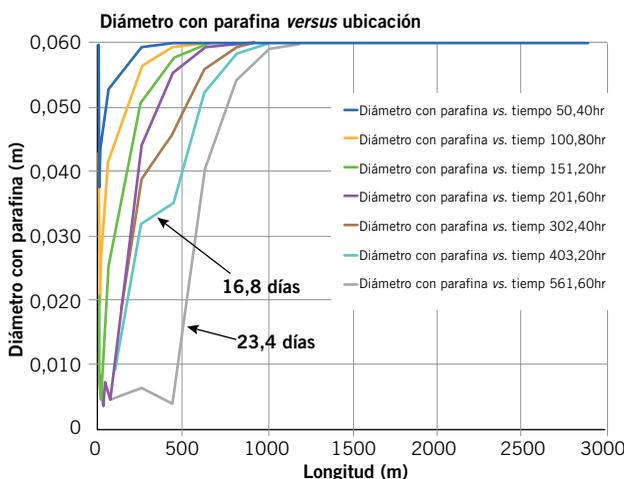


Figura 9. Variación del diámetro del tubing con el tiempo.

con el tiempo de simulación. Después de 401 horas (16,8 días), el diámetro de la tubería se reduce significativamente y después de 561 horas (23,4 días), la tubería se verá limitada para fluir y se requerirá una limpieza. A partir de la profundidad de 1.000 m hasta 2.989 m, no hay deposición de parafinas, ya que la temperatura interna del tubo está por encima de la temperatura de aparición de parafinas de 42 °C. Estos resultados de la simulación son muy similares a los verificados en el campo, tanto en el tiempo de intervención como en la profundidad de deposición de cera.

Como se muestra en la figura 10, los perfiles de espesor de la capa de cera sólida depositados pueden llegar a un máximo de 0,03 m con reducción de casi el 50% del diámetro del tubo.

En la figura 11 se puede ver que el valor del peso molecular promedio de la fase parafina que fluye en la sección de cera depositada es de alrededor de 120 g/gmol. Por otro lado, la parafina sólida atrapada en la cera depositada en la sección es de alrededor de 450 g/gmol.

Tratamientos químicos: dispersantes y modificadores de cristal

Los aditivos químicos suelen ser efectivos debido a su influencia en la reducción del tamaño de cristales de parafina, el cambio de la morfología de los cristales y/o la reducción de la viscosidad. Esta efectividad de los modificadores de cristales y dispersantes se produce a través de diferentes mecanismos. En la figura 12, el modificador de cristal es un polímero similar a un peine. La cadena principal puede co-cristalizar con las ceras de la parafina nativa en el crudo. Las cadenas laterales son alcanos que no participan en la cristalización ramificada. Estas cadenas permanecen sobre la superficie de los cristales de parafina, suspendidas en la fase petróleo y proporcionan efectos estéricos o de orientación entre partículas. De esta manera, el crecimiento de los cristales en cualquier dirección es restringido y el tamaño sigue siendo pequeño. El dispersante de la figura 12 es un polímero con grupos fenólicos. La cadena principal puede absorberse sobre los cristales de cera

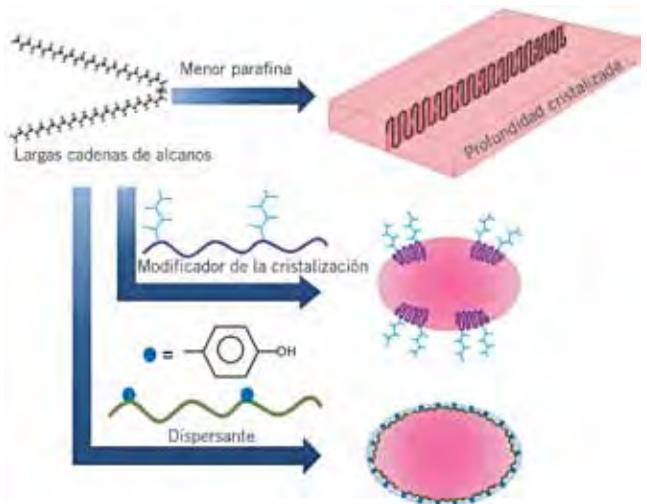


Figura 12. Mecanismos propuestos de mitigación de parafinas, modificador de cristales y dispersante (RERI)⁽⁸⁾.

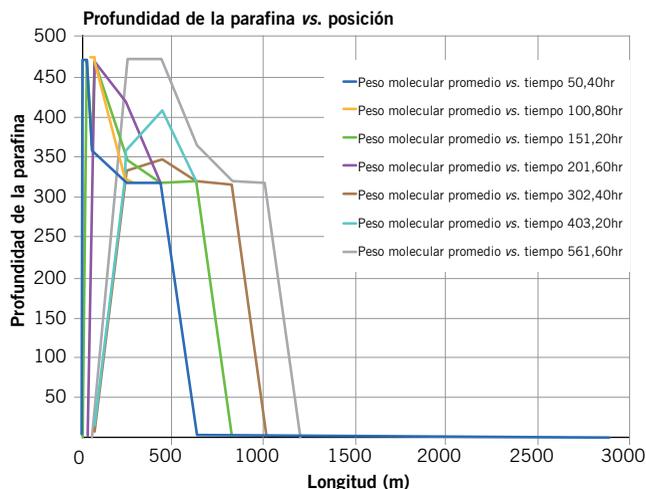
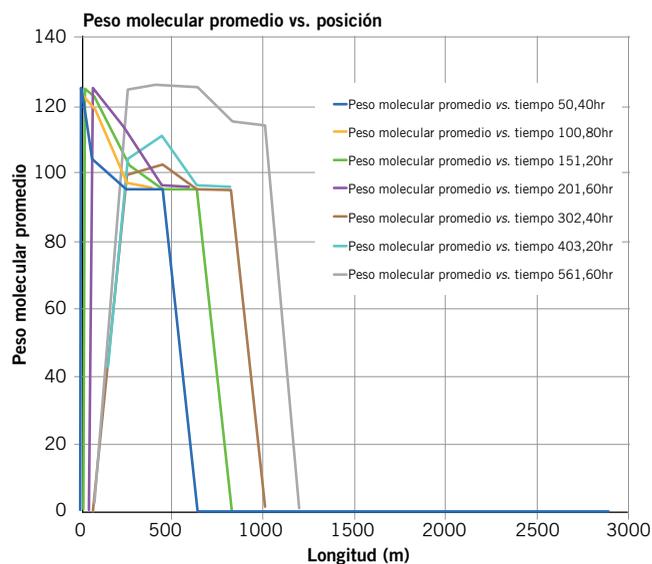


Figura 11. Peso Molecular y profundidad de la parafina versus posición.

y la superficie de la tubería. Los grupos de fenol hidrófilos pueden mantener la superficie húmeda con agua, minimizando así la tendencia de la cera a crecer o adherirse a la superficie de la tubería⁽⁸⁾.

Se utiliza también el microscopio de luz polarizada para observar las partículas de cera. Las imágenes microscópicas de la figuras 13a y 13b revelan una forma tipo plato de la parafina formada a partir de mezclas de petróleo AG-1 y heptano sin aditivos en fondo brillante y luz polarizada. La medida de los cristales es de alrededor de 50 micrones. El microscopio de luz polarizada proporciona mejor resolución para este tipo de estructuras cristalinas, el mismo es utilizado en las figuras 13b a f. La adición de dispersante A04 puede prevenir la formación de cristales grandes. En la figura 13b se ilustra los sedimentos de parafina de AG-1 y mezclas de heptano con 100 y 500 ppm del dispersante A04, que consisten en partículas pequeñas de cristal. El tamaño de partícula de (d) es menor que (c), ilustrando la dependencia de la concentración de A04. Mediante la

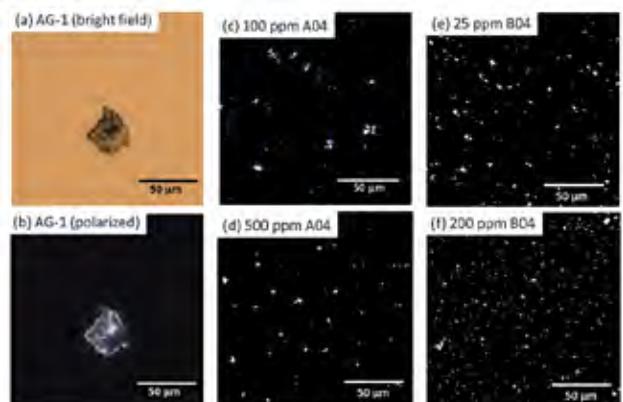


Figura 13. Imágenes microscópicas de cristales de parafinas de AG-1 (a) en campo brillante; (b) con luz polarizada; con (c) 100 ppm A04; (d) 500 ppm A04; (e) 25 ppm B04; (f) 200 ppm B04 a 15 °C (RERI)⁸.

adición de modificador de cristal B04, se observan cristales más pequeños (Figuras 13e y 13f). Con mayor concentración de B04, se observan cristales de parafina aún más pequeños. También se observa que no hay cristales de cera en forma de placa mediante la adición de A04 o B04.

Otro parámetro de medición que se debe considerar en presencia de agua, es el ángulo de contacto. El mismo se mide mediante la adición de A04 y B04 al petróleo. La gotita de aceite se coloca sobre la superficie del acero inmerso en 5% de salmuera, NaCl. La reducción del ángulo de contacto depende de la concentración de A04 en el petróleo. Mediante la adición de 1.000 ppm, el ángulo se reduce desde 102° a 66°. La reducción no es significativa mediante la adición de B04.

La medición de viscosidades es otro enfoque de la eficacia de los dispersantes y modificadores de cristales por debajo de la temperatura de aparición de parafinas (WAT). En la figura 14a se presenta una comparación de las pro-

iedades geológicas del petróleo AG1 solo (blanco) y mezclas de AG1 con el modificador de cristales B04 a distintas concentraciones. Los valores de viscosidad iniciales son similares para las tres muestras, 2,97 cP para AG-1, 2,95 cP para AG-1 con 25 ppm de B04 y 3 cP para AG-1 con 100 ppm. Cuando se adicionan 25 ppm de B04, la WAT se reduce de 44,5 °C (blanco) a 40,5 °C. Aunque se incremente la dosificación, la WAT se mantiene en un estrecho rango entre 38 y 40 °C.

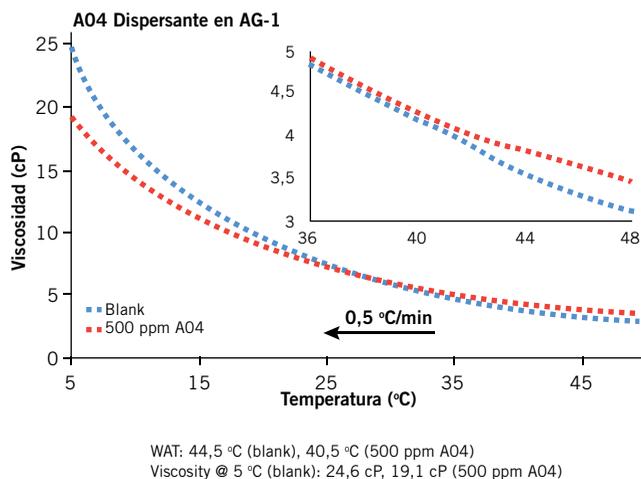
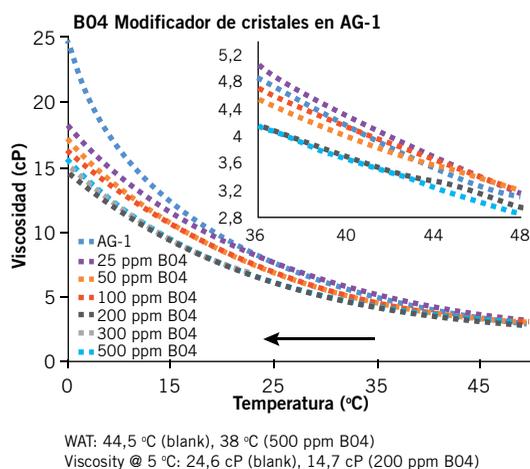
A medida que la temperatura disminuye, la viscosidad de AG-1 con B04 aumenta a un ritmo más lento para llegar a 18,3 cP (25 ppm), 17,2 cP (50 ppm), 16,3 cP (100 ppm), 14,7 cP (200 ppm), 15,4 cP (300 ppm) o 15,7 cP (500 ppm) a 5 °C. Como comparación, AG-1 tiene una viscosidad mucho mayor de 24,6 cP a 5 °C. Es interesante observar la tendencia inversa de 200 a 500 ppm. El aumento de la viscosidad puede ser aportado por el alto peso molecular de B04. La alta eficacia hace de B04 un candidato atractivo para las pruebas de campo.

El reómetro utilizado para estas determinaciones es un Anton Paar MCR 302, con P-PTD 200, H-PTD-200 y CP 50-2, usando configuración plato-plato. Se garantiza la homogeneidad de la muestra eliminando las pérdidas de calor; se utilizó una velocidad de rotación de 100 rpm para reducir los calentamientos por fricción.

La comparación de viscosidad entre crudo AG-1 (blanco) y AG-1 con 500 ppm A04 se presenta en la figura 14b. Las mediciones comienzan a partir de 50 °C, temperatura a la cual las muestras son homogéneas sin deposición de parafinas. La viscosidad del petróleo AG-1 es de 2,97 cP. Con la adición de 500 ppm A04, la viscosidad inicial es de 3,30 cP, 11% mayor, debido al alto peso molecular y a la estructura del aditivo polímero. La temperatura luego disminuye a razón de -0,5 °C/min. La viscosidad aumenta a medida que baja la temperatura. La temperatura a la que cambia la pendiente de la viscosidad proporciona la temperatura de aparición de parafinas (WAT). Como se ve en la figura 14b, la WAT de AG-1 es de 44,5 °C. Con A04, la WAT disminuye a 40,5 °C, 4 °C por debajo de la prueba en blanco. Después, la viscosidad de AG-1 con A04 aumenta a un ritmo más lento para llegar a 19,1 cP a 5 °C. Como comparación, la AG-1 tiene una viscosidad de 24,6 cP a 5 °C, 29% más alto. Los resultados demuestran que el dispersante A04 no solo reduce la WAT, sino que también mejora el flujo del crudo.

Con el fin de evaluar la deposición de los cristales de parafina en las superficies de las líneas de conducción, se llevaron a cabo pruebas de flujo en tubos capilares. Estas pruebas de flujo para la deposición de parafinas, representan de manera más cercana las aplicaciones reales que las pruebas descriptas previamente.

El montaje experimental para el flujo de una sola fase consistió en calentar una muestra de crudo homogénea (55 °C, con o sin aditivos); se carga en una jeringa de 60 ml (BD®) y se utiliza una bomba de jeringa (KD Scientific) para la inyección de crudo en un capilar de acero inoxidable (1' de largo, 1/8" OD, 0,84 mm ID, volumen de 0,167 ml) a velocidad constante. Se coloca un transductor de presión (Omega, 0 ~ 5 psig, o 0 ~ 30 psig) en la entrada del capilar para controlar la presión de inyección. La bomba y el



Figuras 14a y 14b. Dependencia de la viscosidad del crudo con aditivos y con temperatura (RERI)⁸.



Figura 15. Montaje equipo experimental para pruebas de flujo (RERI)8.

transductor de presión se colocan en un baño de aire de 55 °C, como se muestra en la figura 15. El capilar se coloca horizontalmente fuera del baño de aire (25 °C) con la salida a presión atmosférica.

Para las pruebas de flujo de dos fases, se utiliza otra bomba de jeringa para inyectar salmuera (5% en peso de NaCl). La velocidad de inyección se fija para que sea 4% de tasa de inyección de crudo. Los fluidos se mezclan en una unión en T antes del transductor de presión. La mezcla de salmuera y el crudo no forma emulsiones a 55 °C en las botellas de prueba; permanecen completamente separadas.

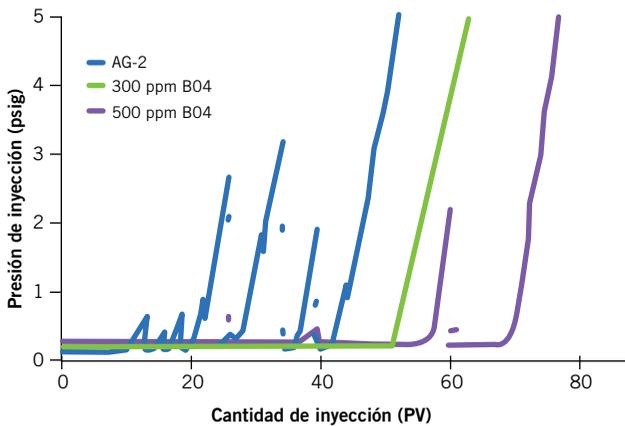


Figura 16. Perfiles de presión de inyección (RERI)8.

El efecto del aditivo B04 se prueba en dosis de 300 y 500 ppm. Los perfiles de presión de inyección se presentan en la figura 16. Se ha encontrado que hay menos fluctuaciones de presión cuando se añade B04. Más importante aún, el bloqueo se retrasa a 60 PV (pore/pipe volumen) y 78 PV, respectivamente, cuando se añade 300 y 500 ppm B04.

En este trabajo se ha evaluado el efecto de aditivos químicos en las pruebas de flujo laminar. Esto proporciona un severo examen de la eficacia de aditivo químico. Los resultados preliminares de la prueba de flujo, con adición de B04 (modificador de cristales), muestran eficacia en la mejora del flujo con y sin presencia de salmuera. La prueba con adición de A04 (dispersante) solo muestra eficacia cuando hay salmuera en el sistema. Esto se resume en la

figura 17. La diferencia se puede explicar en términos de sus estructuras moleculares. Ambos aditivos se desempeñan mejor en la dosis más alta en nuestro rango de ensayo: hasta 500 ppm.

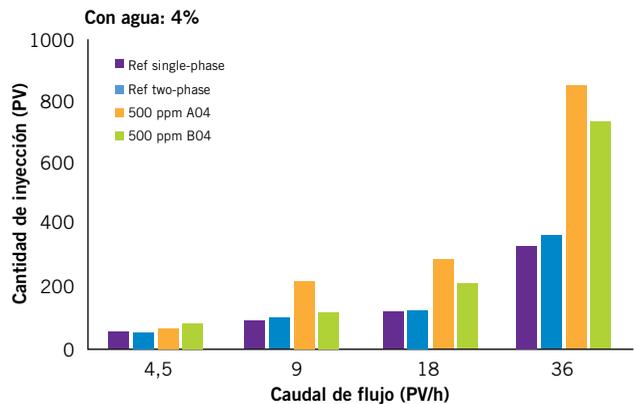
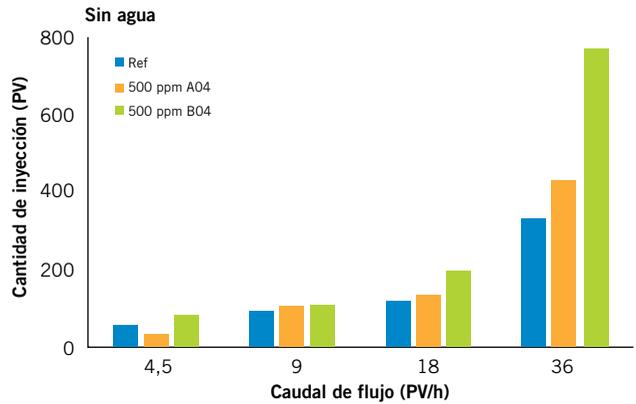


Figura 17. Efecto de aditivos químicos en pruebas de flujo laminar (RERI)8.



Figura 18. Producto líquido (izquierda) contenido en el sólido (derecha).



Figura 19. Efecto de aditivo químico en agua y parafina.

En forma paralela, se está realizando también la evaluación de inhibidores químicos sólidos. Son productos de alta resistencia que se inyectan en forma conjunta con el agente de sostén durante la fractura y poseen un efecto de liberación retardada. Existen distintas compañías que ofrecen el producto.

A modo de ejemplo, ilustramos lo que sucedió con el producto ofrecido por una de las compañías. El producto sólido contiene en realidad un líquido que es el químico a evaluar (Figura 18). Se mostraron pruebas sencillas de comportamiento del producto con parafina y agua. Se vio un muy buen comportamiento del producto que “diluyó” las parafinas evitando que se adhirieran al frasco (Figura 19).

Para asegurar la eficacia del producto, YPF recomendó acondicionar el producto a condiciones de presión y temperatura de reservorio de Vaca Muerta (600 kg/cm² y 100 °C) en una celda durante una semana y luego repetir nuevamente la prueba anterior con el producto original y acondicionado a P y T durante una semana. Estos ensayos se realizaron en Y-TEC, YPF Tecnología. Se utilizó un blanco de parafinas (1). Luego, el producto en las tres condiciones mencionadas (producto tratado a P y T (2),



Figura 20. Pruebas de aditivo químico contenido en el sólido.

producto original sin tratar (3) y producto sólido (4), todos con agua destilada. Las muestras fueron sometidas a agitación y temperatura hasta superar el punto de fusión de la parafina (90 °C). Una vez superado el punto de fusión de la parafina se interrumpió la calefacción; se dejó enfriar, siempre con agitación y se observaron los resultados. En la figura 20 se muestran los resultados obtenidos.

De los resultados de los ensayos pueden inferirse las siguientes observaciones:

- 1- Blanco: parafinas + a.d.: Deposición de parafinas en frasco y buzo.
- 2- Parafinas+a.d.+“Producto” líquido tratado a P&T reservorio: Deposición de parafinas en frasco y buzo.
- 3- Parafinas + a.d. + “Producto” líquido (Original): Poca deposición de parafinas en frasco, y buzo.
- 4- Parafinas + a.d. + “Producto” Sólido: Poca deposición de parafinas en frasco, mucha en el buzo con partículas de “NoWax” sólidas encapsuladas.

En función de los resultados, que mostraron muy baja efectividad cuando el producto es tratado a presión y temperatura de reservorio, se decidió suspender el piloto en campo para evitar así posibles cierres de la fractura, además de salvar los gastos estimados en alrededor de USD 300.000.

Ensayos piloto

Se han realizado algunas pruebas con productos químicos de distintas empresas y en diferentes zonas.

Uno de ellos se ensayó con un dispersante de parafinas en dos pozos. La duración fue de tres meses, sin intervenciones correctivas (*Hot-Oil/Pulling*), con incremento del porcentaje de parafinas en el fluido de superficie y con estabilidad de cargas y presión.

Otro piloto con dispersante de parafinas fue efectuado en tres pozos. La duración fue también de tres meses, sin intervenciones correctivas.

Otros varios pilotos realizados resultaron inconcluyentes.

Ninguno hasta ahora resultó económicamente efectivo por la dosificación de producto utilizada.

Se seleccionaron nuevos pozos candidatos en la Zona Este de Loma Campana. Se trata de pozos horizontales que navegan por diferentes profundidades (niveles: la cocina, orgánico y zona de transición). Los mismos se están ensayando y no existen aún conclusiones sobre la efectividad, concentración, preparación de pozos y condiciones de operación.

No se ha evaluado aún la prueba piloto en campo con los productos químicos descritos en el trabajo. El objetivo es encontrar un producto químico eficaz en bajas concentraciones de modo que su utilización resulte factible tanto técnica como económicamente.

Conclusiones

- La precipitación de parafinas ocurre en el *tubing* y en las instalaciones de superficie. Se están implementando actualmente diferentes métodos de prevención y remediación.
- La temperatura de precipitación de parafinas es diferente para cada pozo. Depende del nivel de producción, de la composición del fluido y de las condiciones de operación del pozo.
- El color de los fluidos es dependiente de variación de la composición con tiempo y puede ser un indicador de los procesos que tienen lugar en el reservorio y en el *tubing*.
- Se necesitan claramente pruebas de métodos de remediación alternativos, eficaces y económicos, a fin de evitar o minimizar la deposición de parafinas y reducir de esta manera la frecuencia de intervenciones.
- Las condiciones de operación, las condiciones del pozo y los sistemas de extracción deben ser optimizados para la aplicación de tratamientos químicos.
- Los modificadores de cristales y dispersantes pueden utilizarse alternativamente en función del contenido de agua, caudales y estado de limpieza inicial.
- En cuanto a los resultados de las pruebas de laboratorio con productos químicos, podemos concluir lo siguiente:
 - El producto modificador de cristal B04 resulta poco afectado por el agua.
 - El dispersante de parafinas A04 es más eficaz cuando hay presencia de agua en el sistema.
 - El dispersante de parafinas A04 es más sensible a la velocidad de flujo.
 - La efectividad química es más pronunciada a velocidades de flujo más altas. ■

Bibliografía

- Kruka, V.R., E. R. Cadena, Shell E&P Technology Co.; Long, T. E., Shell Development Co., "Cloud-Point Determination for Crude Oils"; Journal of Petroleum Technology, Vol. 47, N° 8.; August 1995.
- Sadeghazad, Ayoub /NIOC-Research Institute of Petroleum Industry; Christiansen, Richard L. /Colorado school of Mines; Sobhi, G. Ali /NIOC-Research Institute of Petroleum.
- Industry; Edalat, M. /Chemical Eng. Dept., Faculty of Eng., University of Tehran "©The Prediction of Cloud Point Temperature: In Wax Deposition"; SPE 64519; October 2000.
- Kosta J., S. P. E. Leontaritis, AsphWax Inc. y J. D. Leontaritis Kosta Oil Field Technologies Inc. "Cloud-Point and Wax deposition measurement Techniques"; SPE 80267; February 2003.

Kunal K. y J. Ratulowski, SPE, DB Robinson Research Ltd., and Philip German, North Atlantic Pipeline Partners, L. P. "Measurement of Waxy Crude Properties Using Novel Laboratory Techniques"; SPE 62945, October 2000.

Lira-Galeana C., A. Hammami "Wax Precipitation from Petroleum Fluids: A Review"; © 2000 Elsevier Science B. V., Chapter 21.

Zhenyu Huang, Sheng Zheng, H. Scott Fogler, "Wax Deposition: Experimental Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices"; © 2015 by Taylor & Francis Group, LLC; International Standard Book Number-13: 978-1-4665-6767-2.

Calsep, PvtSim Nova 1.3.103 version, Depowax, www.calsep.com www.pvtSimnova.com

Reservoir Engineering Research Institute (RERI) 2015 Q4 Report and 1016 Q1 Report.



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 OI.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	

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



Recuperación de hermeticidad de pozos inyectores con rotura de *casing*

Por **Leticia Menegazzo, Sandra Minni, Paula Gotelli, Nicolás Pena, José Peltier** y **César Zalazar** (YPF S.A.) y **Walter Lafit, Guillermo Carfi** y **Walter Morris** (Y-TEC)

Este trabajo fue seleccionado por el 2° Congreso Latinoamericano y de Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos 2015.

La integridad del *casing* es un aspecto crítico cuando se busca garantizar la hermeticidad anular de pozos inyectores antiguos y resguardar la aislación en campos maduros bajo recuperación secundaria. La rotura por corrosión suele ocurrir en zonas someras donde no existe aislación de cemento. Este trabajo muestra el sistema de “*casing* líquido”, método desarrollado para reparar pozos inyectores con múltiples roturas a lo largo de su extensión a través de un gel polimérico que sella las zonas de rotura y bloquea las pérdidas en formaciones con alta admisión.

Los yacimientos maduros presentan una gran cantidad de pozos fuera de servicio por problemas de roturas en *casings* causados por corrosión o por la falta de hermeticidad anular.

En la mayoría de los casos, se trata de pozos con más de 30 años de antigüedad que no han sido originalmente cementados hasta superficie o cruce de la cañería guía, con lo cual el *casing* ha permanecido expuesto a formaciones acuíferas agresivas.

Si bien se han implementado métodos para extender la vida en servicio de estos pozos, como los *casings* suplementarios con instalaciones selectivas de inyección¹, los sistemas de *casing patch* y las re-entubaciones entre otras^{2,3}, la falta de hermeticidad anular provoca que los pozos deban ser puestos fuera de servicio al cabo de un corto tiempo. Por su parte, las metodologías convencionales de reparación con cemento (tapones balanceados y *squeeze*) resultan ser con frecuencia poco efectivas, se deben repetir las operaciones y se generan riesgos de desvinculación y de pérdida del pozo durante la operación de rotado⁴.

En su gran mayoría, los problemas de *casing* dañados por corrosión externa se deben a que hasta mediados de la década de 2000, las cañerías de conducción eran cementadas con un tope máximo (TOC) de 100 m sobre el último nivel productivo. Como consecuencia, en el espacio anular quedaban restos de lodos y preflujos químicos (colchones) que actuaron como aceleradores del proceso de corrosión del *casing*. Las cañerías guía eran ubicadas en la primer formación arcillosa encontrada, según lo determinado en los perfiles que ubicaban los acuíferos superficiales. Sin embargo, frecuentemente, por razones económicas u operativas, estos acuíferos no quedaban completamente aisla-



Figura 1. Daño por corrosión en casings. Izquierda, extraído durante reparaciones con *casing patch*. Derecha, zona de punzado extraída durante intervención.

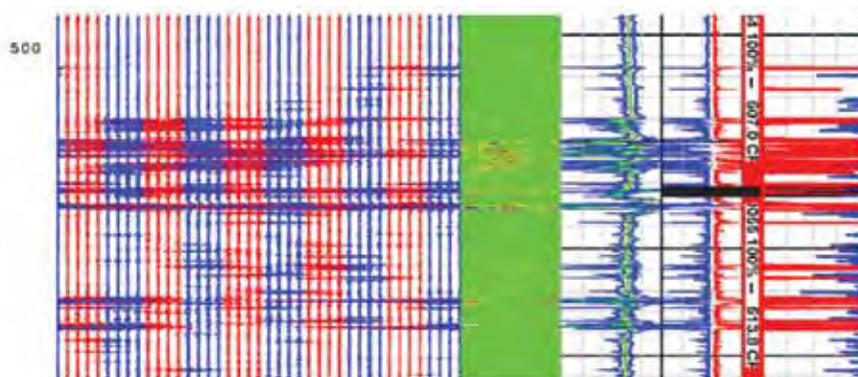


Figura 2. Perfil de corrosión registrado en un pozo inyector que evidencia zonas con 100 % de penetración causada por corrosión.

dos, lo cual provocaba roturas de *casing* a profundidades entre 100 y 800 m respecto de la boca de pozo. En la figura 1 se muestran casos típicos de rotura de *casing* por corrosión externa extraídos durante reparaciones con *casing patch*⁵. En la figura 2 se presenta un tramo del perfil de corrosión de un pozo inyector donde se detectan zonas con 100 % de penetración por corrosión.

Las normativas que regulan las operaciones de explotación, como la disposición N° 135/07 de la provincia de Santa Cruz y la 029/12 de la Provincia del Neuquén, exigen la revisión sistemática y el monitoreo permanente de pozos productores, inyectores y sumideros como medida para garantizar la integridad de las instalaciones.

Ante este escenario se realizó una revisión de los métodos de rehabilitación de pozos inyectores con roturas de *casing*, donde se evaluó la ventana de aplicación tanto de las metodologías convencionales de reparación como de las nuevas tecnologías para reestablecer la integridad y hermeticidad de la entre-columna, de manera de cumplir con las normas vigentes. El sistema de *casing* líquido es un ejemplo de estos sistemas.

Desarrollo

El trabajo describe el proceso de implementación del sistema para hermetizar pozos inyectores denominado *casing* líquido. Se establece su ventana de aplicación y se recomienda la metodología de aplicación para asegurar el éxito de su implementación. Se presentan los resultados de diversos casos de aplicación en yacimientos madu-

ros de YPF, sus ventajas y recomendaciones para una adecuada aplicación.

Descripción

El sistema *casing* líquido es utilizado para hermetizar el espacio anular entre *casing* y *tubing* (o anulares generados al emplear *casing* suplementario) de pozos inyectores. Se trata de un gel polimérico que cubre la entre-columna sellando zonas de roturas de *casing* y bloqueando pérdidas en formaciones con alta admisión. El sistema *casing* líquido se desarrolló a partir de las tecnologías utilizadas para el control de producción de agua, o "Water Shut-Off" (WSO). Estos sistemas pueden ser empleados tanto en pozos inyectores como productores generando el bloqueo permanente de formaciones acuatizadas. El tratamiento no es corrosivo ni tóxico y, tomando los antecedentes en tratamientos WSO, presenta una durabilidad superior a cinco años.

En la figura 3 se presenta un esquema de pozo inyector donde se observa la colocación del *casing* líquido (color verde) en la entre-columna.

El sistema se caracteriza por ser un fluido que presenta baja viscosidad inicial que se transforma en un gel semi-rígido una vez activado. El tiempo de activación del sistema y su consistencia final se ajusta en función de la composición (polímero sintético + activador) y la temperatura de fondo. En la figura 4 se muestra una curva de variación de viscosidad típica en función del tiempo, medida en un viscosímetro rotacional HTHP a 511 s-1.

El sistema tiene incorporado inhibidor de corrosión y bactericida para

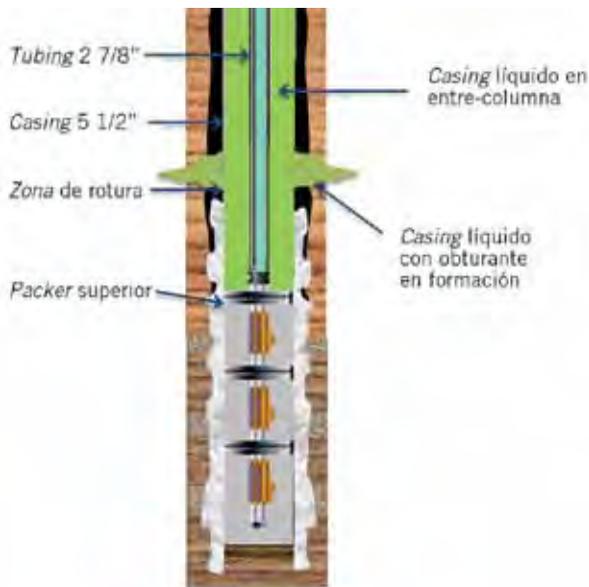


Figura 3. Esquema ilustrando la colocación del casing líquido en la entre-columna de un pozo inyector con instalación selectiva

proteger las instalaciones y evitar la degradación del sistema durante su estado líquido.

Ventana de aplicación

El sistema casing líquido aplica en las siguientes condiciones:

- Pozos inyectores que no pasan la prueba de hermeticidad anular (PH).
- Pozos con múltiples zonas de roturas a lo largo de la extensión del casing.
- Pozos con extensiones de roturas de casing < 200 m.

- Roturas de casing en zonas que presentan alta admisión.
- Pozos con problemas de aprisionamiento por incrustaciones en el anular.

Con frecuencia se observan perfiles de corrosión que presentan múltiples roturas de algunas decenas de metros a lo largo de su extensión, lo cual hace que sea inviable reestablecer su integridad mediante cementaciones secundarias realizadas en una única operación. El sistema casing líquido permite además re-establecer la hermeticidad anular del pozo, según

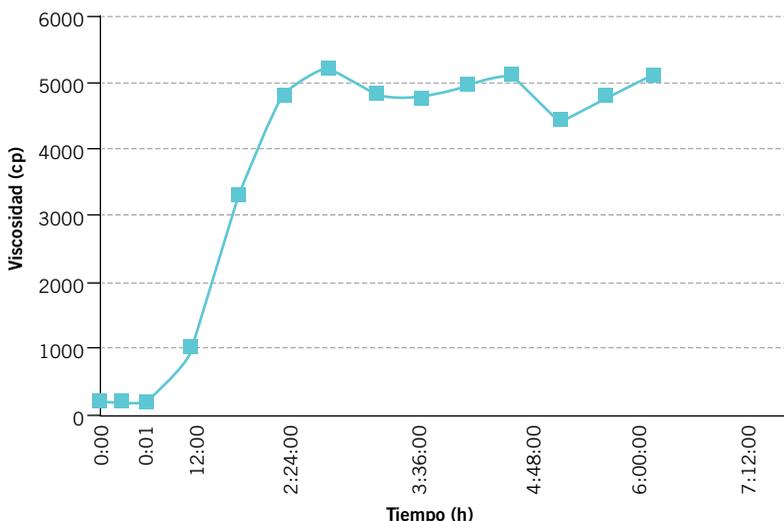


Figura 4. Variación de la viscosidad del sistema de casing líquido en función del tiempo.

lo requerido por las normativas provinciales.

El método es altamente efectivo en pozos que presentan una extensión máxima a reparar < 200 m y admisiones < 1 bpm (160 lt/min) a 300 psi en superficie, si bien ha sido empleado con éxito en condiciones más severas.

Otras características

Sistema obturante. El sellado de la zona de rotura se logra mediante el bombeo de una cabeza obturante que controla la admisión de la formación, aun cuando esta se encuentre fracturada. De esta manera, se genera una barrera en la formación que aísla los fluidos del reservorio con los inyectados/producidos (Figura 3). Para esto, el fluido base es aditivado con material LCM (material para control de pérdidas) compatible con la formulación del sistema. La carga de LCM se ajusta en función de la severidad de la pérdida. Los ensayos realizados en celda de filtrado HTHP demuestran que el sistema resiste un $\Delta P > 1000$ psi por cada pulgada de penetración. En la figura 5 se observa el aspecto de la retorta generada al aplicar el sistema en un medio de muy alta permeabilidad (arena # 12/20).

Como se indica más adelante, el bombeo de la cabeza obturante depende de cómo se realice la intervención del pozo. Si la reparación se realiza con equipo de WO, desconectando on-off (punta lisa), el batch obturante se puede bombear por directa. Si en cambio, la intervención se realiza sin equipo (mediante mandril o camisa de circulación), el bombeo del obturante debe realizarse por entre columna.



Figura 5. Ensayo de filtrado realizado con el sistema casing líquido con LCM en celda HPHT sobre medio altamente permeable (arena de fractura # 12/20).



Figura 6. Tratamiento de disposición final (ruptura y neutralización) del sistema casing líquido.

Combinación con otras técnicas de reparación. Cuando la extensión de la zona de rotura excede los 100 m y las admisiones superan el límite de 1 bpm a 300 psi, se recomienda cementar la rotura previa a la colocación del casing líquido. Para ello se recomienda emplear la técnica de cementación conocida como casing alignment o casing ERFV de sacrificio⁵. Este método permite cementar extensiones importantes de roturas (hasta 250 m) minimizando los riesgos de que la fresa salga del pozo durante la rotada del tapón de cemento. Si el pozo no queda hermético una vez cementado, se baja instalación de inyección y se coloca el sistema casing líquido en la entre-columna. Este sistema combinado de reparación fue implementado en forma exitosa en los Activos El Trébol y Vizcacheras.

Remoción. Si es necesario re-intervenir un pozo que ha sido reparado con casing líquido, se deberá realizar un tratamiento de ruptura y neutralización en superficie para la posterior disposición final del gel. Para ello se ha establecido un procedimiento de disposición final en locación que utiliza agentes oxidantes específicos para degradar el gel. El sistema tratado presenta pH neutro y baja viscosidad por lo que es tratado en Planta. En la figura 6 se presenta una secuencia de fotografías donde se observa el aspecto del fluido durante las etapas del tratamiento.

Las maniobras de extracción de la instalación de inyección del pozo con equipo de WO se realizan en forma

normal. En caso de que se cuente con on-off, se recomienda desvincular la cañería de la instalación de fondo, abrir el anular y realizar una prueba de circulación para desplazar el gel de la entre-columna. Si se logra la circulación, se recibe el volumen de gel en una pileta y se trata según el protocolo de disposición final. En caso de que no se logre circular la entre-columna, se procede a extraer la instalación del pozo siguiendo el procedimiento normal con equipo de torre. Se recomienda implementar un sistema de derivación del gel a pileta a medida que se extraen los tubulares del pozo. Estas prácticas han sido implementadas en reintervenciones de pozos con resultados satisfactorios.

Procedimiento operativo

Como se indicó, la reparación de los pozos puede ser programada con o sin equipo de WO. Para esto es necesario prever la colocación de un mandril o camisa de circulación por encima del packer superior. En cualquier caso, previo al bombeo del tratamiento, se recomienda realizar una prueba de admisión por directa con anular cerrado para evaluar la severidad de la admisión en la/las roturas. A continuación se describen los procedimientos de reparación con y sin equipo de WO.

Reparación con equipo de WO. El tratamiento de reparación se realiza en tres etapas, la primera focalizada en el bloqueo de la rotura mediante la inyección por directa (a la formación expuesta en la rotura) del sistema con material obturante, lue-

go el bombeo por directa del sistema casing líquido limpio para completar el espacio anular y finalmente el forzamiento de tratamiento por entre-columna y prueba de decaimiento de presión. Veamos un programa operativo tipo:

1. Bajar la instalación selectiva (2 7/8" o 2 3/8") con packer superior y conector on-off.
2. Fijar los elementos empaquetadores con presión por directa.
3. Desconectar TBG del Conector on-off.
4. Bajar TBG con PKR de Maniobra (Nota*).
5. Verificar la hermeticidad del packer superior (Nota*).
6. Se retira columna y se desarma PKR de Maniobra (Nota*).
7. Se baja nuevamente la cañería y se posiciona a aproximadamente 5 m del conector on-off.
8. Se bombea el tratamiento con obturante hasta completar el pozo.
9. Si no se observa retorno en superficie, se continúa con el desplazamiento según volúmenes definidos en programa.
10. Se desplaza con agua para dejar limpia la directa y se sobredesplaza para asegurar limpieza en zona de conexión.
11. Se desvincula la directa y se conecta TBG al conector on-off.
12. Se conecta la línea al anular y se fuerza el tratamiento limpio por entre columna manteniendo presión por debajo de 300 psi.
13. Se repite la inyección tres veces hasta presión de PH. Si la presión



Figura 7. Equipamiento empleado para el bombeo del sistema casing líquido con equipo de WO.

en superficie cae a < 50 psi en 10 min, se bombea batch obturante (15 a 30 bbls) por anular.

14. Se espera activación del sistema y se verifica hermeticidad por entre columna con 300 psi durante 30'.

Nota*: Maniobra requerida por Autoridad de Aplicación en provincia de Santa Cruz.

En la figura 7 se muestra el equipamiento empleado para el bombeo del sistema casing líquido con equipo de WO. Se utiliza un bombeador (cementador o acidmaster), un mixer, pileta de retorno y una unidad de registro (van). El tiempo de preparación del sistema casing líquido depende del tipo de polímero sintético empleado. Se recomienda utilizar polímero en emulsión dado que se reduce significativamente el tiempo de hidratación y mezcla en locación.

Reparación sin equipo de WO.

Este tipo de reparación surge como una necesidad ante la falta de equipos bombeadores al momento de intervenir el pozo inyector. Para ello, se baja un mandril o camisa de circulación por encima del packer superior que permite comunicar la directa con la entre-columna. La apertura y cierre del mandril/camisa se realiza con equipo de alambre al momento de bombear el fluido de empaque. El procedimiento operativo tipo contempla los siguientes pasos:

1. Acondicionar cabeza de pozo para bombeo por directa y entre columna (Nota+).
2. Realizar prueba de línea, circulación y finalmente prueba de admisión según lineamiento indicado anteriormente.
3. Preparar volumen de tratamiento (sin obturante) en mixer y contro-

lar/ registrar viscosidad del gel sin activar.

4. Realizar prueba de hermeticidad de la directa (mandril cerrado). Si PH da OK, la compañía de WL procede a abrir mandril/camisa de circulación.
5. Activar gel y bombear volumen de tratamiento por directa. Desplazar tratamiento con agua tratada y sobredesplazar para dejar limpio el mandril/camisa de circulación.
6. La compañía de alambre cega mandril/camisa de circulación y verifica hermeticidad de la directa.
7. Preparar batch obturante. Activar una vez listos para realizar bombeo por anular.
8. Forzar tratamiento obturante a la zona de rotura. Desplazar con gel limpio. No superar presión máxima (Pmax) correspondiente a la prueba de hermeticidad (300 psi).
9. Observar comportamiento de presión en superficie. Cuando se alcanza la Pmax parar bombeo, observar evolución/caída de presión. Si la presión en superficie cae a < 50 psi en 10 min, bombear nuevo

batch obturante (15 a 30 bbls) por anular.

10. Repetir ciclo de bombeo, al menos tres veces, y observar la evolución de la presión.

11. Esperar activación del sistema y verificar hermeticidad por entre columna con 300 psi durante 30'.

En la figura 8 se muestra el equipamiento empleado para el bombeo del sistema casing líquido sin equipo de WO. En este caso se debe coordinar con la compañía de alambre para efectuar las maniobras de apertura y cierre de válvula. El equipamiento de bombeo requerido (bomba, mixer, pileta, etc.) es similar al caso anterior.

Evaluación de eficiencia. La respuesta del tratamiento y su evolución en el tiempo se evalúa mediante pruebas de hermeticidad anular.

Casos históricos

La implementación del sistema de reparación de pozos inyectoros con casing líquido se inició a mediados de 2013 en el Activo Cañadón Seco (UNSCE) y se extendió a distintos yacimientos maduros de YPF, entre ellos El Trébol, Chuiido de la Sierra Negra, Barrancas y Vizcacheras. A continuación se resumen las lecciones aprendidas durante este proceso.

Santa Cruz. Los primeros tratamientos de reparación con casing líquido se realizaron en pozos inyectoros de Cañadón Seco. Se intervinieron dos pozos con más de 45 años de antigüedad, inicialmente productores convertidos a inyectoros. Las roturas de casing se ubicaban en la zona superficial del pozo que no había sido origi-



Figura 8. Equipamiento empleado para el bombeo del sistema casing líquido sin equipo de WO.

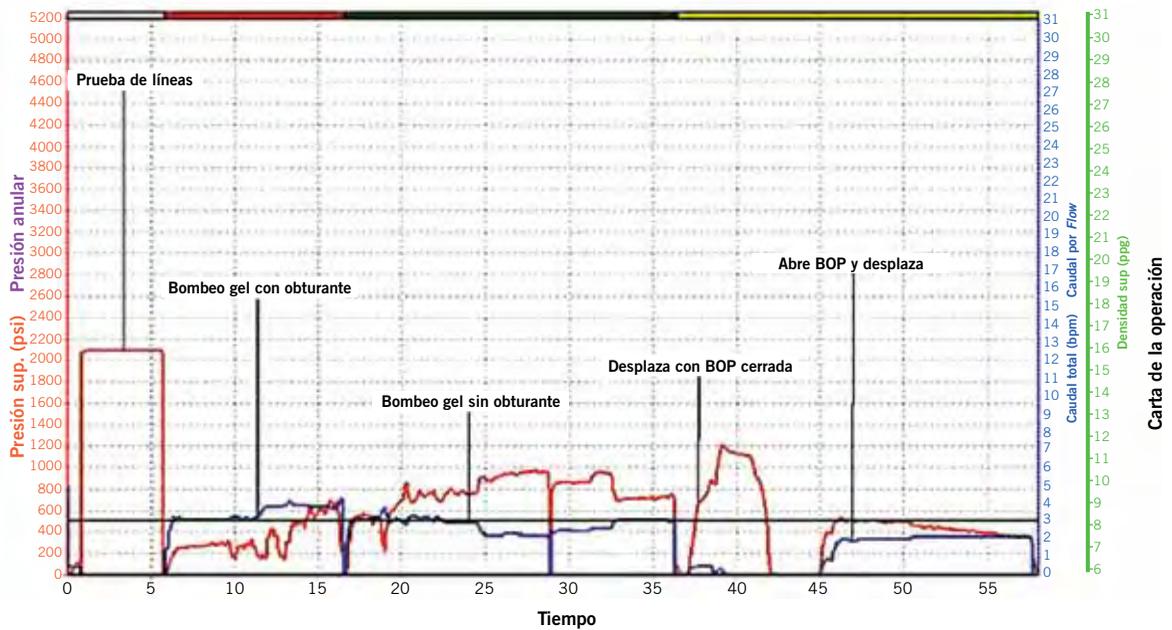


Figura 9. Bombeo de tratamiento casing líquido por directa en pozo inyector de Cañadón Seco. Se bombeó un batch con obturante a la cabeza y tratamiento limpio de cola.

nalmente cementada y presentaba una extensión superior a 250 m. Las operaciones se realizaron con equipo de WO. En ambos pozos se logró hermetizar la entre-columna. Se realizaron pruebas periódicas de hermeticidad de entre-columna con 300 psi por un período de seis meses en presencia de la Autoridad de Aplicación provincial, con resultado positivo. En la figura 9 se muestra la carta de bombeo del tratamiento. En este caso, el bombeo se realizó en una sola etapa (por directa) a través de tubing de 2 7/8" con on-

off. La punta lisa se ubicó unos metros por encima del conector y se bombeó el tratamiento en dos batches, uno de cabeza conteniendo material obturante y otro de cola con gel limpio. El casing líquido se desplazó con agua tratada. Al pasar el batch obturante por la zona de rotura de casing se restringió el anular para forzar el tratamiento a la rotura. Se incrementó la presión (1200 psi) y sostuvo durante algunos minutos. Finalmente se abrió el anular para completar desplazando hasta retornar gel en superficie.

Mendoza Norte. El procedimiento de reparación fue adaptado a las condiciones de temperatura (> 85 °C) y presiones de inyección (200 kg/cm²) existentes en los yacimientos Barrancas y Vizcacheras. Se ajustó la composición del tratamiento y la operativa de bombeo para lograr incrementar la eficiencia del sistema en estas condiciones. En dos oportunidades fue necesario extraer el tratamiento de la entre-columna debido a falta de hermeticidad en la instalación, las que provocaron incremento de presión en

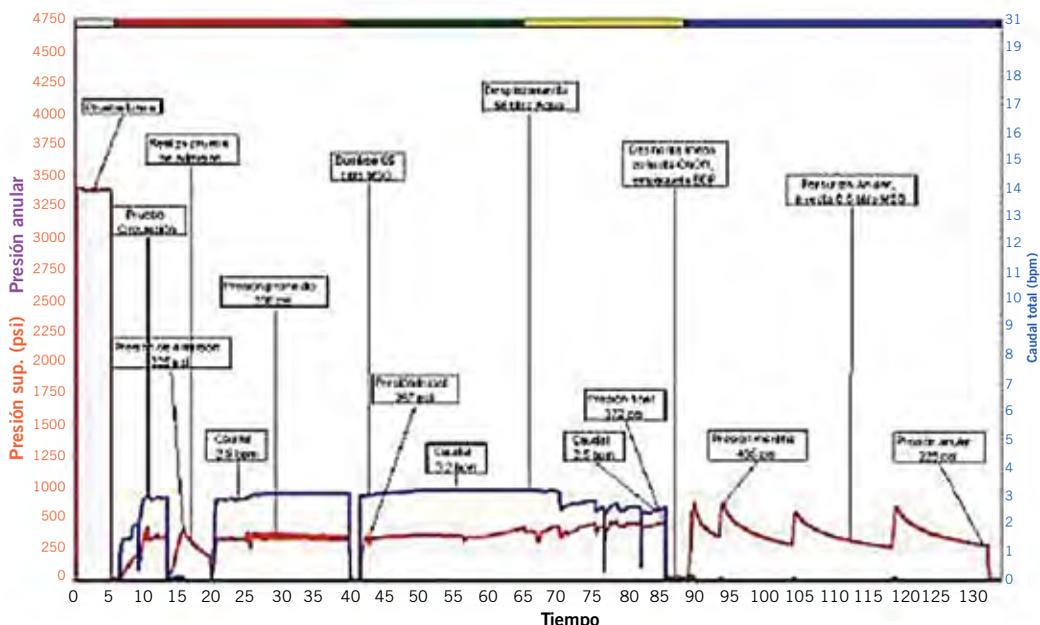


Figura 10. Carta de bombeo de casing líquido realizado en un pozo inyector de Vizcacheras con equipo de torre. La secuencia de las operaciones se describe en la página 92.

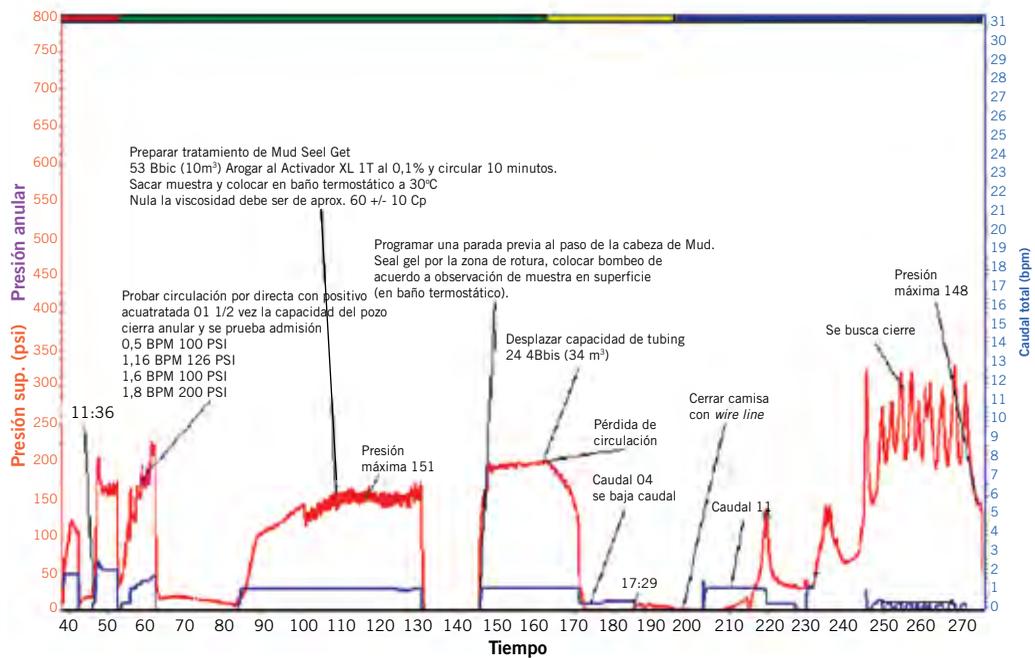


Figura 11. Carta de bombeo del sistema casing líquido realizada sin equipo de torre.

el anular (PEC) durante la operación del pozo (ver pozos A y C en la tabla 1). Estas operaciones permitieron poner a prueba el sistema de ruptura y disposición final del tratamiento en superficie. Estos pozos fueron tratados nuevamente con casing líquido una vez que se volvió a bajar la instalación de inyección, obteniendo resultados positivos.

En la figura 10 se muestra la carta de bombeo de casing líquido realizado en un pozo inyector de Vizcacheras con equipo de torre. La operación se realizó siguiendo el protocolo indicado, bombeando inicialmente por directa, luego conectando on-off y, posteriormente, se forzó el tratamiento con obturante por anular. Se buscó cierre hesitando a una presión de aproximadamente 420 psi. Luego se cerró la entre-columna y se esperó la activación del sistema. La prueba de hermeticidad realizada dio resultado positivo una semana después.

En uno de los pozos inyectores de Vizcacheras se implementó un procedimiento de reparación que combina las técnicas de casing alignment y casing líquido. Esto permitió reestablecer la integridad estructural del pozo y la hermeticidad de la entre-columna. En la tabla 1 se presentan los resultados de la evaluación de eficiencia realizada mediante pruebas de hermeticidad anular (PH) en tres pozos inyectores del yacimiento Vizcacheras tratados con casing líquido.

Neuquén. Se efectuó el tratamiento en dos pozos inyectores del yacimiento Chuiido de la Sierra Negra. En ambos casos, se bajó mandril de circulación durante la intervención con equipo de WO para poder completar el bombeo del tratamiento al momento de contar con un bombeador. El bombeo del casing líquido se realizó sin equipo de WO. Se empleó un equipo de alambre para

realizar la apertura y cierre de la válvula del mandril de circulación. En la figura 11 se muestra la carta de bombeo suministrada por la compañía de servicio que realizó la operación. El tratamiento se bombeó en dos etapas, la primera por directa, circulando el tratamiento a la entre-columna por el mandril de circulación y; la segunda por anular, forzando el gel a la entre-columna. Al final de la carta (derecha) se observa el proceso de hesitación donde se busca el cierre a una presión levemente superior a 300 psi (presión de PH). La prueba de hermeticidad se hizo algunos días después de realizar la operación con resultado positivo.

Chubut. Se programó la reparación de dos pozos inyectores del yacimiento El Trébol. Al igual que los pozos de Santa Cruz, se trataba de pozos productores con más de 45 años de antigüedad que habían sido con-

Pozo	Fecha	Presión inicial [psi]	Presión final [psi]	Tiempo [min]	Resultado	Comentario
A	16/03/2015	250	83	15	+/-	Se repara 2 veces, 2da vez PH con equipo (+) con 300psi, no fue necesario uso de gel. Entre-columna llena.
B	16/03/2015	250	150	15	+	PH con equipo (+) con 300 psi.
C	16/03/2015	250	225	15	+	Se repara 2 veces, 2da vez PH con equipo (+) con 300psi, no fue necesario uso de gel.

Tabla 1. Resultados de las pruebas de hermeticidad anular (PH) realizadas en tres pozos inyectores del yacimiento Vizcacheras tratados con casing líquido.



Figura 12. Aspecto de la muestra de campo del sistema casing líquido preparado a partir de polímero en emulsión, luego de 6 h de activación.

vertidos a inyector. Uno de estos pozos presentaba una rotura severa del casing en la zona superficial, que fue cementada empleando la técnica de casing alignment, previo a la inyección del tratamiento casing líquido. Al realizar la prueba de hermeticidad anular con 300 psi se observó que el anular no quedó completamente hermético por lo que se decidió repetir el bombeo del tratamiento por entre-columna. En este caso se utilizó una formulación de gel preparado a partir de polímero en emulsión que permitió agilizar tiempos de mezcla y operación así como obtener un fluido

con propiedades reológicas superiores a las obtenidas con polímeros sólidos. En la figura 12 se observa el aspecto del sistema casing líquido al cabo de 6 h de haber sido activado.

En la figura 13 se muestra la carta de bombeo de casing líquido por anular. Como en el caso del pozo inyector de ChSN, al finalizar el bombeo se busca cierre forzando el tratamiento a la rotura en forma cíclica, a una presión levemente superior a la de la PH (300 psi). La prueba de hermeticidad anular se realizó una semana después de haber bombeado el tratamiento con resultado positivo.

Optimización

Durante el proceso de implementación del sistema casing líquido se optimizaron aspectos asociados al acondicionamiento previo del pozo, la preparación y la colocación del tratamiento, así como su evaluación final. Estos ajustes permiten simplificar las maniobras operativas, reducir tiempos y realizar los trabajos de manera más segura y con mejor calidad. Algunos de estos aspectos (en su mayoría aplicables a intervenciones sin equipo de WO) se indican a continuación:

Composición del sistema. El empleo de polímero en emulsión permitió reducir apreciablemente los tiempos de mezcla en locación obteniendo un gel lineal de mayor viscosidad y menor tiempo de activación.

Bombeo de obturante. El bombeo del batch obturante utilizado para controlar la admisión de las zonas de rotura depende de cómo se realiza la intervención del pozo. Si se cuenta con equipo de WO y se baja punta lisa, el batch puede ser bombeado por directa. En cambio, si la intervención es sin equipo de torre, el batch obturante no debe ser bombeado por directa. En este caso, se inyectará el obturante por anular desplazando el mismo con gel activado, hasta que el mismo llegue a la zona de pérdida y se observe el correspondiente incremento de presión en superficie.

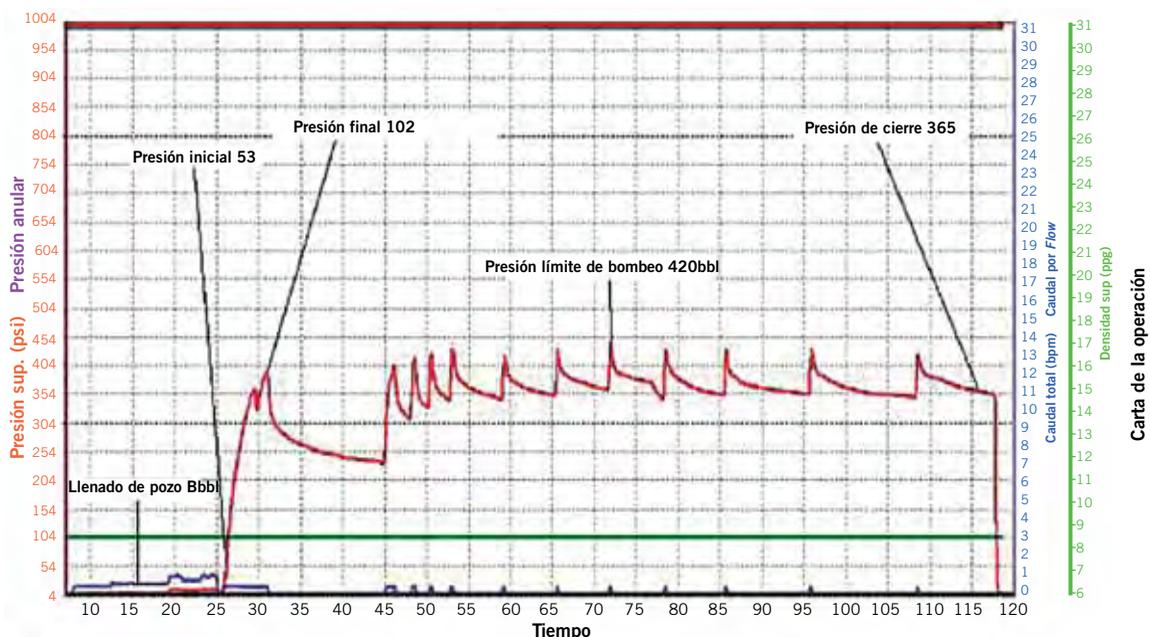


Figura 13. Operación de bombeo de casing líquido en pozo inyector del yac. El Trébol, empleando una formulación de gel preparado a partir de polímero en emulsión.



Montaje cabeza de pozo. Se recomienda desacoplar puente de inyección y dejar solo la válvula maestra. Diseñar "T" para acoplarse en BDP con el fin de que el equipo de alambre se pueda montar sin desarmar línea y tener registro de P y Q. Realizar PH de instalación previo a iniciar el bombeo.

Operativos. Medir el caudal de retorno a pileta y la presión por entre-columna. Como se indica en los protocolos previos, finalizar el bombeo por anular forzando el tratamiento a una presión levemente superior a la establecida para la prueba de hermeticidad (PH). Buscar cierre de presión mediante hesitación.

Periféricos. Contar con una pileta para acumular agua y contenedores para lavado y disposición de gel en superficie (de ser necesario) para lo cual se debe contar con ruptor y *buffer*.

Control posterior. En caso de que el nivel en el anular disminuya luego de efectuado el tratamiento (debido a la admisión de las roturas), completar la entre-columna con gel activado (no con agua) al momento de realizar la prueba de hermeticidad. Forzar el tratamiento hasta superar levemente la presión de prueba buscando cierre. Al realizar la PH cerrar el inyector para no tener variaciones en la medición.

Conclusiones

La metodología de *casing* líquido permite recuperar la hermeticidad, anular de pozos inyectores con roturas de *casing*. El sistema genera una

barrera de protección adicional que aísla los fluidos del pozo, de los acuíferos y formaciones superficiales sin cementar.

El sistema actúa creando un sello profundo en formación y en el anular, evitando que se depositen incrustaciones inorgánicas (carbonatos) o sólidos provenientes de las roturas de *casing*.

El sistema permite identificar fallas en la instalación de inyección, ya que transmite la presión por entre-columna (PEC), sin que los fluidos inyectados contacten los acuíferos superficiales. La eficiencia del sistema se evalúa mediante pruebas de hermeticidad anular (PH).

El tratamiento puede ser removido mecánicamente al extraer la instalación durante la intervención del pozo.

En este caso el sistema es tratado en superficie (ruptura y neutralización) para su disposición final.

El sistema no es tóxico ni corrosivo. Es estable hasta temperaturas de 110 °C. Los antecedentes en aplicaciones de *Water Shut-Off* demuestran que tiene una durabilidad superior a 5 años.

El sistema ha demostrado ser muy efectivo para reparar roturas que presentan una extensión < 200 m y admisiones < 1 bpm (160 lt/min), si bien ha sido empleado con éxito en condiciones más severas.

Las reparaciones con *casing* líquido pueden ser realizadas sin equipo de torre (WO o *pulling*). Para ello es necesario colocar un mandril o camisa de circulación por encima del packer

superior, al bajar la instalación de inyección que permita conectar la directa con la entre-columna.

Cuando se requiere reparar roturas de *casing* de gran extensión donde es necesario reestablecer la integridad estructural del pozo asegurando su hermeticidad anular, se recomienda combinar el sistema *casing* líquido con la cementación por *casing alignment*. ■

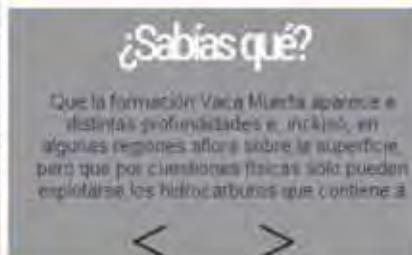
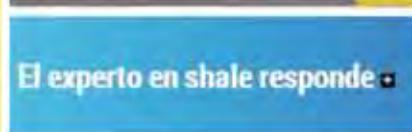
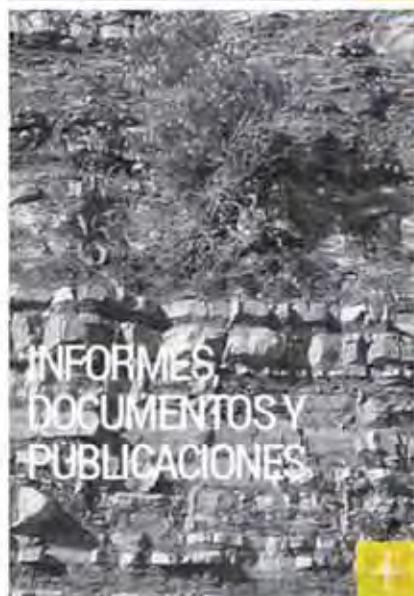
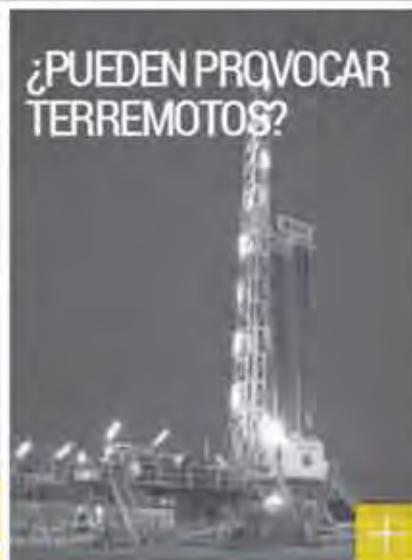
Referencias

1. Daens A., "Casing Suplementario, Resultados de Implementación en Cañadón Seco", Jornadas de Producción y Recuperación Secundaria. EOR - IAPG - Comodoro Rivadavia, agosto 2012.
2. Arango S., R. Cardoso, F. Maieron y V. Martinez, "Evaluación e Implementación de Nuevas Tecnologías para Reparar Pozos Inyectores en Campos Maduros", Jornadas de Producción IAPG Seccional Sur, Comodoro Rivadavia, agosto 2009.
3. Rivas F., F. Flores, W. Morris, G. Romera and J. Robles, "Methodology for Reestablishing Casing Integrity Affected by Corrosion", Well Integrity Management From Conception to Abandonment Applied Technology Workshop, SPE, Buenos Aires, november 2011.
4. Bizzotto J., "Roturas de casing en Proyectos de Recuperación Secundaria", Jornadas de Recuperación Secundaria, YPF, Malargüe, 2005.
5. Arze E., D. Cirer, H. Soto, J. Moggia, D. Morelli, "Reparación de Pozos con Problemas de Integridad - Yacimiento Cerro Dragón", Jornadas de Perforación, Terminación y Reparación de Pozos, IAPG, Comodoro Rivadavia, agosto 2011

Agradecimientos

Agradecemos a YPF e Y-TEC por promover la divulgación de este trabajo; al personal de SAI que estuvo involucrado en las operaciones publicadas en este trabajo. Finalmente, en especial, agradecemos a los equipos de Ing. de WO, Reservorios y todos los sectores involucrados de Cañadón Seco, El Trébol, Rincón de los Sauces y Mendoza Norte por su participación y su valioso aporte en la implementación de esta metodología de reparación de pozos inyectores.

LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUIMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



www.shaleenargentina.org.ar

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

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

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

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

Shale
en
ARGENTINA

1º Jornadas de Tratamiento
de Aguas de Fractura y Lodos
de perforación



2º Jornadas de Evaluación
y Desarrollo de
Reservorios Tight

Congresos y Jornadas

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

Los que vendrán

3º Congreso de Integridad en Instalaciones en el *Upstream* y *Downstream* de Petróleo y Gas

Del 30 de Mayo al 1 de junio de 2017, el IAPG realizará en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 3º Congreso de Integridad en Instalaciones en el *Upstream* y *Downstream* de Petróleo y Gas. La Integridad cobra una presencia cada vez mayor en el transporte de petróleo y de gas, debido a la necesidad de dar una respuesta a la sociedad acerca de la preservación del ambiente, proveyendo programas de O&M que permitan mejorar la eficiencia y cumplir con los requerimientos de las normativas nacionales e internacionales.



3º Congreso de Integridad en Instalaciones
en el *Upstream* y *Downstream*
de Petróleo y Gas 

Este Congreso invita a mostrar y revisar las experiencias y desarrollos en el área de integridad de instalaciones de hidrocarburos, involucrando todo el proceso: captación, tratamiento, transporte, refinación y distribución.

Entre los temas que se tratarán, se incluyen: diseño, regulaciones aplicables y construcción de ductos; sistemas y equipos; bombas, compresores, sistemas de potencia; selección de materiales en el *upstream* y *downstream*; revestimientos, protección catódica, *casing*, corrosión interna; corrosión bajo tensión y técnicas de evaluación de ductos en servicio y Legislación, entre otros.

La sede será el Yatch Club de Puerto Madero. Más información: www.iapg.org.ar

Vuelve la Argentina Oil&Gas Expo (AOG)

Cada dos años el IAPG realiza la Argentina Oil & Gas Expo, que convoca a los más destacados especialistas para diseñar estrategias que permitan seguir desarrollando una de las industrias que mueve el mayor volumen de negocios del mundo. Fundamentalmente para promover y potenciar un espacio de intercambio comercial que involucre al conjunto de los empresarios representantes de la cadena de valor del petróleo y gas e industrias relacionadas; asumiendo siempre el compromiso de respetar el ambiente.

Del 25 al 28 de septiembre de 2017 regresa una nueva edición (la 11°) de esta exposición internacional del petróleo y del gas, considerada uno de los principales eventos de la industria de los hidrocarburos en la región. Goza de gran reconocimiento internacional y se encuentra consolidada en el mercado del petróleo, gas e industrias relacionadas.

Para su decimoprimer edición se proyecta la participación de más de 300 empresas, en una superficie de 35.000 m², con la presencia de 20.000 visitantes profesionales. La sede, como es tradición, será La Rural Predio de Exposiciones, en la Ciudad Autónoma de Exposiciones.

Más información: www.iapg.org.ar



3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos

En paralelo con la AOG 2017, también del 25 al 28 de septiembre de 2017, se llevará a cabo el 3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, que contará con la concurrencia de destacados oradores de nivel internacional y llevará el nombre de "Ing. Luis Rabanaque". Será auspiciado por la Asociación Regional de Empresas del sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) también en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Conscientes de la importancia que revisten los desafíos de esta actividad en el mundo actual, el IAPG desea aportar una respuesta a la necesidad de crecientes conocimientos demandados por la perforación, la terminación, la reparación y el servicio de pozos, tanto en yacimientos tradicionales, como en yacimientos maduros y no convencionales, arenas compactas, arcillas esquistosas (*tight sands*, *shale gas*, *shale oil*, etc.).

En este Congreso participarán las empresas productoras, perforadoras y de servicios con actividad en América latina y destacadas personalidades y expertos en los temas mencionados.

Las exposiciones técnicas se desarrollarán según los ejes temáticos siempre referidos a problemas y soluciones vinculados con la perforación: seguridad, salud ocupacional y ambiente; innovaciones tecnológicas en la construcción de pozos; innovaciones en los equipos de torre; operaciones en campos maduros y no convencionales; logística de operaciones; fluidos de perforación, terminación y reparación; operaciones *offshore*; integridad de pozos, abandono de pozos; manejo de *flowback*, tratamiento de desechos sólidos y líquidos; geomecánica de rocas, capacitación y desarrollo del personal; control de pozos; productividad de la industria y su optimización.

Más información: www.iapg.org.ar



NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Pilar Energy Group: nueva plataforma de negocios energéticos

La plataforma de negocios energéticos Pilar Energy Group se presentó oficialmente ante referentes de la industria de la energía en el Hotel Plaza Buenos Aires. El evento tuvo el auspicio del Estudio Jurídico Cabral Nonna & Asociados, especialistas en petróleo, gas y Energías, la Revista Argentina de Derecho de la Energía, RADEHM, Hidrocarburos y Minería; y la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional, representantes del Gobierno nacional.

Pilar Energy Group es representante de la plataforma de energías renovables, líder en el nivel mundial, Megawatt-X para Argentina y todo Sudamérica hispanohablante con excepción de Brasil.

Pilar Energy Group es una plataforma de negocios orientada a conectar desarrolladores y/o dueños de proyectos de energía con inversores y asesores, que busca facilitar y ayudar a concretar dichos proyectos, consigue financiamiento (ya sea tomando deuda o participando en *equity*) o bien conectando a desarrolladores e inversores con asesores especialistas en la materia. Los proyectos de la plataforma pueden ser de generación eléctrica basada en fuentes renovables o combustibles fósiles, producción de petróleo y de gas, de explotación convencional o no convencional, y proyectos que busquen la eficiencia energética.

Los socios fundadores de Pilar Energy Group son el Ing. Daniel Burban, de reconocida experiencia en el mercado de la Energía Eléctrica, y el Dr. Bernardo Hugo Cabral Nonna, Socio de la firma Cabral Nonna & Asociados, estudio jurídico especializado en el área Oil & Gas y Energía Eléctrica. La estructura de Pilar Energy Group cuenta con profesionales de diversas áreas y tienen asociaciones estratégicas con estudios de reconocida experiencia.



- Ezequiel Miraron: Socio de PwC, líder del área de energía y minería
- Daniel Burban: Socio fundador de PEG
- María Emilia Cabral Nonna: Socia de Cabral Nonna & Asociados
- Bernardo Cabral Nonna: Socio fundador de PEG
- Hugo Cabral: Socio de Cabral Nonna & Asociados
- Andres Tahta: Vicepresidente de la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional

YPF acuerda financiamiento para energía eólica en Chubut

YPF y la Corporación Interamericana de Inversiones (CII), en nombre del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), firmaron un acuerdo para el financiamiento de la construcción del parque eólico que la compañía construirá en la provincia de Chubut.



El préstamo, que será de hasta nueve años, asciende a los USD 200 millones y hoy, se realizará el primer desembolso por una suma de aproximadamente USD 62 millones.

El proyecto contempla la instalación de 30 aerogeneradores con una potencia instalada de 100 MW en una superficie de 20 km² en el yacimiento Manantiales Behr, que YPF opera en la provincia de Chubut.

Asimismo, contempla el montaje de dos Subestaciones Transformadoras (SET); el tendido de una Línea Aérea de Transmisión de 132 Kv (alta tensión) para la conexión con el Sistema Argentino de Interconexión; y una salida en 35 Kv para la conexión con el sistema de tensión de distribución interna del yacimiento, además de otras obras de infraestructura. Tendrá una vida útil de 20 años.

El parque eólico estará ubicado a 40 km al noreste de la ciudad de Comodoro Rivadavia. Una vez en operaciones, permitirá abastecer de energía renovable las operaciones de YPF, lo que reducirá significativamente los costos, permitirá el ahorro de combustible no consumido, contribuirá al desarrollo de las energías renovables y del *know how* para futuros proyectos.

Además, el proyecto contribuirá a la diversificación de la matriz energética en la Argentina, la mejora de calidad de servicio de la zona de Comodoro Rivadavia y significará un paso importante en el logro del objetivo que la compañía tiene para generar el 20% de su energía de fuentes renovables no tradicionales.

“Fuerzas emergentes como Internet de las Cosas, convergencia y servicios en la nube están haciendo que el manejo de los *data centers* se vuelvan más complejos y que sus costos se incrementen. Lograr que los *data centers* ofrezcan un máximo de retorno de la inversión –sin importar su tamaño– requieren un funcionamiento flexible, conectado, inteligente y controlado por datos”, dijo Kim Povlsen, vicepresidente y Manager General de Digital Services & Data Center Software de Schneider Electric. “Nosotros creemos que al ser reconocidos por tercera vez consecutiva por el Cuadrante



Schneider Electric, líder en 2016 en el Cuadrante Mágico de Gartner

Schneider Electric, especialista en manejo de la energía y automatización, anunció que ha sido posicionado por Gartner, por tercer año consecutivo, como el líder de su Cuadrante Mágico para Manejo de Herramientas de Infraestructura para Data Centers (DCIM, por sus siglas en inglés) por su software para Data Centers StruxureWare™. Schneider Electric considera que este reconocimiento remarca su habilidad para ofrecer una solución flexible e innovadora para DCIM, como se demostró con el lanzamiento de nuevas capacidades para el manejo en la nube o en espacios alquilados meses atrás este mismo año.



Mágico de Gartner por DCIM habla de la amplitud y la profundidad de la suite de DCIM de Schneider Electric, incluyendo el recientemente lanzado StruxureOn™, para uso en la nube y StruxureWare Data Center Operation 8.0, para espacios alquilados. Estas soluciones aprovechan el poder de Internet de las Cosas y crean un puente entre IT y distintos espacios de *data centers* para darle a sus managers diferentes herramientas, como visibilidad de sus recursos, planeamiento, manejo de los riesgos y funcionalidad de mantenimiento preventivo necesario para incrementar la eficiencia y rentabilidad”, agregó.

El extensivo proceso de análisis de Gartner se basa en 15 criterios de evaluación. Con StruxureWare para Data Centers, Schneider Electric considera que los usuarios pueden monitorear y analizar con mayor facilidad la infraestructura para mantener la integridad de su *data center*. StruxureWare para Data Centers de Schneider Electric permite la máxima eficiencia en todo el ciclo de vida del *data center*, desde el diseño y la construcción hasta la operación, la evaluación y la planificación.

StruxureOn es un servicio digital que conecta los recursos de la infraestructura física de un *data center* a la nube de Schneider Electric, la visibilidad en tiempo real del rendimiento del sistema, el mantenimiento y los requisitos de servicio a través de la aplicación móvil y utiliza métricas basadas en datos para asesorar proactivamente sobre fallas potenciales, mejorando fundamentalmente la capacidad de servicio de equipos críticos antes de que se produzca un problema.

Prorrogan a Medanito la explotación de Medianera



Por unanimidad, la Legislatura de la provincia de Río Negro aprobó la prórroga del contrato que permitirá al Grupo Medanito continuar la explotación del área Medianera por diez años más.

La prórroga se da en el marco de una sostenida inversión de la compañía en diferentes partes del país e implica para la provincia de Río Negro un incremento en las regalías entre el 12% y el 15%.

De la negociación entre la empresa y el Gobierno provincial se desprende que Medanito pagará un bono de 6 millones de dólares a la provincia, además de inversiones por 23 millones de pesos y gastos operativos por otros 20 millones de la misma moneda.

Según se estima, las regalías durante los próximos diez años representarán ingresos fiscales para Río Negro por 13 millones de dólares.

El yacimiento Medianera fue descubierto en 1962 por YPF y se encuentra ubicado a 10 km de la ciudad de Catriel.

Informe KPMG sobre el desarrollo de energías renovables

Un informe especial realizado por KPMG Argentina indica que el escenario de importantes inversiones en energías renovables que se registra en América latina presenta una oportunidad ideal para que la Argentina aproveche el impulso generado por la entrada en vigencia de la ley 27.191 para revertir la situación de actual desventaja en relación con el resto de los países de la región. “En un contexto mundial cada vez más influenciado por la amenaza del cambio climático, la polución generada por las fuentes de energía convencionales y los avances tecnológicos orientados al aprovechamiento de recursos naturales, el interés generado

por los proyectos destinados a la explotación de fuentes renovables es creciente, tanto desde los Estados nacionales como desde los inversores privados”, explica el estudio.

En este sentido, se sostiene que el marco para invertir es altamente favorable, teniendo en cuenta el potencial de recursos y los diferentes climas que forman parte del territorio argentino. En los últimos cinco años la Argentina acumuló inversiones en el sector por más de 1.800 millones de dólares. En el estudio se destacan las características climáticas y geográficas que permiten planificar proyectos utilizando energía solar en el NOA, eólica en la Patagonia y en el sur de la Provincia de Buenos Aires, generada por biomasa en el NEA y en la región pampeana, así como energía de tipo hidráulica en las provincias de Córdoba, Entre Ríos, Mendoza y Tucumán.

El impulso latinoamericano

Al analizar el desarrollo de las energías renovables en América latina (excluyendo a Brasil) el informe sostiene que en 2005 la inversión total en la región en proyectos de generación de energías limpias fue de 1.000 millones de dólares y que entre 2013 y 2015 la cifra alcanzó los 9.300 millones de dólares. Se indica que esta tendencia es posible debido a que los países de la región son percibidos cada vez más como economías con grandes ventajas comparativas en cuanto a recursos naturales y como mercados estables que pueden garantizar ganancias y buenas condiciones de financiación para este tipo de inversiones.

También se agrega que actualmente las energías renovables más promisorias para América latina son la eólica, la solar fotovoltaica y la biomasa, debido a que sus costos de inversión pueden llegar a ser menores a dos millones de dólares por megavatio instalado (MW), al tiempo que representan casi el 35% de la capacidad instalada de energías renovables en el nivel mundial. Particularmente, la energía eólica constituye la mejor



opción en las regiones con velocidad de viento lo suficientemente constante, porque sus costos descenderían a menos de un millón de dólares por MW, mientras que en América Central la energía hidroeléctrica es también una inversión redituable, ya que es capaz de disminuir los costos de instalación incluso por debajo de los de la energía eólica cuando los recursos naturales y las condiciones económicas del país son favorables, al tiempo que permite proporcionar energía a demanda sin depender de fuentes variables una vez que el depósito de agua está completamente lleno.

Al analizar el comportamiento de los países de la región, el informe destaca, entre otros datos, que Uruguay es el país que tiene mayor porcentaje de energía eólica, con un 30% del abastecimiento a su sistema energético, y que Brasil se encuentra entre los diez países que más invirtió en el mundo en energías renovables, con más de 75.000 millones de dólares en los últimos cinco años. Por su parte, Chile se destaca por tener planes de largo plazo y por trazarse como objetivo tener el 20% de energías limpias para 2025, ocupando el segundo lugar en el mundo en términos de crecimiento de la inversión en el sector con 8.500 millones de dólares entre 2009 y 2014, y Perú está en un proceso de diversificación de su matriz otorgando concesiones para centrales de biomasa, solares, eólicas, y pequeñas represas hidroeléctricas.

Energía limpias en el mundo

Finalmente, en cuanto a la evolución del sector en el nivel mundial, el informe de KPMG cita datos de la Agencia Internacional de Energía que indican que el 23% del total de electricidad generada en el mundo corresponde a energías renovables. Y agrega que durante 2015 la capacidad eléctrica relacionada con fuentes limpias alcanzó su máximo histórico de crecimiento del 5%, principalmente gracias a políticas públicas globales que facilitaron y fomentaron el desarrollo de este tipo de recursos. Esta tendencia es importante al considerar que la población mundial ronda los 7.300 millones de personas que se abastecen de energía con una matriz que depende en un 80% de los combustibles fósiles. Citando como fuente a la organización *Carbon Tracker Initiative*, KPMG señala que un informe realizado por esa organización comparó los costos globales de desarrollar un proyecto energético utilizando diferentes fuentes de energía (renovables, gas, carbón o petróleo) y llegó a la conclusión de que las energías limpias son más económicas que las convencionales.

AXION energy presentó el pago móvil en sus estaciones de servicio

En tiempos donde la tecnología se afianza en ayudar a simplificar la vida de las personas, AXION energy es la primera petrolera del país en presentar su nueva modalidad de pago móvil en estaciones de servicio a través del teléfono celular.

En línea con esta tendencia, AXION energy realizó una alianza estratégica con Mercado Libre, y en pocos



pasos se podrá pagar el combustible a través del celular. Esto no solo implica un ahorro de tiempo para el cliente y para el vendedor de playa, sino una comodidad a la hora de efectuar el pago, reduciendo los tiempos de la transacción en el punto de venta frente a otros métodos de pago.

Para hacer uso del servicio, los usuarios deben descargarse la aplicación de Mercado Pago a través de las tiendas Google Play o Apple Store, y una vez efectuada la carga de combustible, escanear el código QR del surtidor, y aceptar el monto de la compra, previamente habiendo cargado por única vez los datos de su tarjeta.

“En AXION energy vamos tras la innovación para llevarle a los clientes soluciones que mejoren su experiencia de compra en nuestras estaciones de servicio”, comentó Claudio Freue, Director de Marketing de AXION energy.

A partir del lunes 5 de diciembre, está disponible en las estaciones AXION de la Ciudad de Buenos Aires en Av. del Libertador y Salguero, Las Heras y Galileo, Beiró y Moliere y Congreso esquina Galván; y en Olivos, en Av. del Libertador y Corrientes. Luego, se avanzará con un *roll-out* de 15 estaciones por mes hasta completar la red.

“Con pago móvil reducimos el tiempo de pago en las estaciones, ya que el cliente no depende del vendedor de playa para realizar la transacción. Además, no necesita bajarse del auto ya que recibirá por mail el recibo con los datos de la transacción y quedará registrado el detalle del pago en la aplicación”, agregó Freue.

La incorporación del pago móvil forma parte de la innovación que la empresa está trabajando con el objetivo de ofrecer a sus clientes productos de la más alta calidad y atención de excelencia en sus estaciones de servicio.

Dow presentó su portafolio de soluciones para la cadena de petróleo y gas

Dow presentó innovación en tecnologías para toda la cadena de petróleo y gas, en el marco del mayor evento del sector en América latina, Río Oil & Gas 2016. Son opciones que optimizan desde la exploración, producción, transmisión, refinado y procesamiento, hasta



el proceso de conversión en combustibles. El portafolio de la empresa ahora incluye nuevos productos para los procesos de exploración y producción de gas y de petróleo y sistemas de revestimiento de tuberías para la fase de transporte de petróleo.

Estas son las más nuevas soluciones que complementan su amplio e innovador portafolio:

- ACCENT™ 1410: solución utilizada para garantizar el escurrimiento, cuyo objetivo es dispersar los asfaltenos que se precipitan en los fluidos de producción y evitar la obstrucción del pasaje de petróleo en las tuberías.
- DEMTROL™ Línea 4000: demulsificante desarrollado para desestabilizar la emulsión entre petróleos pesados y agua. Permite una mejor coalescencia de las gotas de agua y consecuentemente la deshidratación del petróleo. El producto ofrece más rentabilidad porque es concentrado y vendido 100% puro.
- Embark™ RM210 HEC Slurry: modificador de reología de consistencia pastosa, se usa para aumentar la viscosidad en salmuera de completamiento. El producto sea más sustentable, además de no representar riesgos al ambiente por ser biodegradable, colapsar mejor la espuma y no formar grumos.
- HYPERLAST™: protección térmica de los ductos que facilita el escurrimiento continuo del crudo en condiciones adecuadas de temperatura y evita así cualquier pérdida térmica por transferencia de calor entre el crudo y el medio circundante.
- HYPERLAST™ DW (*Glass Syntactic Polyurethane* o GSPU): sistema que ya ha sido ampliamente utilizado para recubrir centenas de oleoductos en todo el mundo. Ofrece excelente aislamiento térmico, adherencia y resistencia al impacto, factores que promueven más durabilidad.

En cuanto a las etapas de refinado y procesamiento de petróleo y gas, la compañía destacó el Amine Management ProgramSM (AMPSM), un servicio técnico de acompañamiento y optimización de plantas de aminas de tratamiento de gas, desde el dimensionamiento de nuevas unidades hasta la optimización de unidades en operación. “Dow es reconocida por sus clientes por la disponibilidad de equipos técnicos locales, con profundo conocimiento de cada una de las empresas, que consiguen entender sus necesidades y prestar asistencia con un mayor grado de efectividad”, señala Regina

Oliveira, Directora Comercial de Dow Oil & Gas para América latina.

Para reforzar el portafolio para tratamiento de agua y ofrecer soluciones para lidiar con la complejidad en instalaciones *onshore* y *offshore*, Dow presentó tecnologías específicas y de alta eficiencia. Si los pozos no reciben el cuidado adecuado, en poco más de diez años pueden obstruirse totalmente, impidiendo la retirada del petróleo y generando altos costos para reparación. Con las membranas de Dow es posible garantizar que la fase de inyección continúe ocurriendo en las condiciones iniciales del reservorio y para ello se obtiene las siguientes soluciones:

FILMTEC™ SR90: membranas proyectadas para remover selectivamente el sulfato del agua y para operar de forma eficiente en bajas presiones, las membranas remueven partículas mayores a 0,001 micrones.

- IntegraPac™ con fibra XP: membranas de ultrafiltración con la nueva fibra XP, que reduce casi 100% del uso de químicos en el proceso, generando un agua de mejor calidad, y la mejora de la eficiencia en la producción de agua en alrededor del 30%.
- Nueva generación de filtros TEQUATIC™: para dos aplicaciones protección de desechos y reciclado de agua en el proceso de extracción de fractura hidráulica, reconocido por su capacidad de remover un alto contenido de sólidos suspendidos en el agua.
- OPTIPORE™: resinas de intercambio iónico para remover aceites disueltos, que posee una excelente y rápida capacidad de retención, es adecuado para la regeneración de vapor. Es más barato y genera menos desperdicio.

El portafolio de Dow también ofrece soluciones de control microbiano a medida para la preservación de la integridad de activos, principalmente con la línea AQUICAR™. Esta familia de biocidas para tratamiento de agua en aplicaciones de campos de petróleo y gas que evitan la corrosión, la acidificación y la obstrucción de sistemas de inyección, la preservación de fluidos y el control de biopelícula de oleoductos, acueductos y tanques decantadores.

- AQUICAR™ 742: dedicado a la descontaminación mejorada, altamente efectivo y de alto rendimiento a bajas dosificaciones. Posee desempeño superior en comparación con los tradicionales THPS y glutaraldehído.
- AQUICAR™ 790: biocida altamente eficaz con perfil de control de corrosión, recomendado para para ductos y tanques decantadores. Su composición incluye dos principios activos diferentes, lo que garantiza un balance ideal entre descontaminación rápida y protección a largo plazo para los sistemas.
- AQUICAR™ TN 50: biocida de última generación volcado a la preservación a largo plazo. Permite ser combinado con biocidas tradicionales, generando un efecto de sinergia que prolonga la protección de los sistemas, es capaz incluso de alcanzar la formación y allí actuar a lo largo de toda la aplicación por períodos prolongados.

- AQUICART™ A78: biocida de amplio espectro que presenta buen desempeño y estabilidad en sistemas alcalinos, es ideal para fluidos de perforación, *workover* y completación, así como en combinaciones con biocidas tradicionales al generar una sinergia que prolonga la protección de los sistemas y aumenta la vida útil de pozos productores no convencionales.

Con la reciente adquisición de *Dow Corning* en junio de 2016, Dow incrementa su cartera y amplía las posibilidades de innovaciones para sus clientes. Dentro de la cartera de siliconas proveniente de *Dow Corning*, la compañía presentó:

- Xiameter™: controladores de espuma y fluidos de silicona que regulan la espuma en temperaturas extremas, como en los procesos de craqueo retardado y desasfaltado.
- Dow Corning® XTI-1003 RTV: polímero semejante al caucho, con propiedades de aislamiento térmico, ultra resistencia a temperaturas elevadas, flexibilidad, durabilidad, alta resistencia a la tensión, gran capacidad de estiramiento, estabilidad térmica y baja conductividad térmica, además de fácil aplicación. Para uso en equipamientos submarinos y tuberías de agua profunda.

Dow invierte globalmente 1,600 millones de dólares estadounidenses por año en investigación y desarrollo, destina 30% de estos recursos al mercado de energía y petróleo y gas. La presencia de la compañía en esta feria refuerza sus expectativas positivas en relación al sector, principalmente a mediano y largo plazo. América latina es considerada estratégica para sus negocios; en México con la reforma energética, Brasil con el presal y Argentina con el gas de esquisto. Estos países tendrán un papel importante en el contexto global en los próximos años.

“Las innovaciones que estamos presentando contribuyen a la mejora de las operaciones de las petroleras, actuando en etapas críticas que impactan directamente en la productividad y en los resultados”, afirma Edilson Machado, Gerente de Marketing de Dow Oil & Gas para América latina.

Siemens recibe nuevos pedidos para suministrar turbinas de gas en la Argentina

Siemens ha recibido nuevas órdenes en la Argentina para suministrar siete turbinas de gas SGT-800 y dos turbinas de gas Industrial Trent 60. Esta orden marca la 300ª máquina SGT-800 que la compañía ha vendido en todo el mundo. Las turbinas proporcionarán una capacidad de aproximadamente 500 megavatios (MW) y ayudarán a aumentar la capacidad de energía disponible en la Argentina. Las turbinas SGT-800 fueron or-

denadas por la compañía Albanesi S.A., y las turbinas aeroderivadas Industrial Trent 60, fueron ordenadas por el grupo internacional SoEnergy.

Siemens suministrará dos SGT-800 a cada una de las plantas de energía en Río Cuarto y en San Miguel de Tucumán. Las tres restantes serán instaladas en la planta de Ezeiza. Las dos turbinas aeroderivadas Industrial Trent 60 generarán electricidad en las centrales eléctricas a gas ubicadas en Salto y Río Tercero. Todas las máquinas pueden entregarse en corto plazo, lo que hace posible proporcionar rápidamente nuevas capacidades de generación para los hogares e industrias.



Turbina de gas Siemens “Industrial Trent 60” en etapa constructiva.

“Estas órdenes representan un enorme éxito para nosotros”, comenta José Aparicio, vicepresidente de ventas para la región Latinoamérica en Siemens Power and Gas. “No solo accedemos al mercado argentino con nuestra máquina Industrial Trent 60, sino que también abrimos oportunidades adicionales en un importante mercado en crecimiento. La alta eficiencia de las turbinas y su gran flexibilidad operativa, así como su buen balance medioambiental, contribuyeron a este éxito”.

El consumo de energía en la Argentina está creciendo a una tasa de alrededor de 6% anual. Para satisfacer esta demanda creciente, el país debe invertir extensamente en nuevas centrales de energía. Junto con las nuevas plantas eólicas y solares, la Argentina implementará plantas de gas, que permiten un alto grado de flexibilidad operativa.

Siemens ha vendido 300 turbinas SGT-800 en los cinco continentes en los últimos 20 años. Los clientes aprecian en particular los bajos costos de ciclo de vida de la turbina, su excepcional rendimiento, las bajas emisiones y su gran flexibilidad operativa. En total, la flota SGT-800 instalada ha alcanzado más de 4 millones de horas de funcionamiento.

La turbina de gas SGT-800 es extremadamente económica y eficiente para operar en la generación y cogeneración de energía (CHP), tanto en configuración de ciclo simple como de ciclo combinado.

NOVEDADES DEL IAPG



2016, el año en que la **Comisión de Jóvenes Profesionales** se consolidó

Por *Comisión de Jóvenes Profesionales*

El resumen de un año de actividad en el grupo que nuclea a las nuevas generaciones.

Cuando iniciamos 2016 nos pusimos como objetivo consolidar las actividades que veníamos desarrollando –*networking*, tratamiento en común de temas de interés de nuestro rango etario y estadio profesional– pero además, nos planteamos nuevas metas para seguir creciendo como Comisión y poder estimular el compromiso de nuestros colaboradores.

El principal eje de consolidación estuvo enfocado en nuestro Ciclo de Encuentros “Jóvenes Profesionales Oil & Gas del IAPG”, para lo cual nos centramos en los temas de interés y relevancia para nuestro sector, con oradores destacados en plena actividad en la industria de hidrocarburos.

Las charlas a lo largo del año hicieron que entenderíamos mejor el camino hacia una industria sustentable gracias al desarrollo del gas natural, además pusimos en valor el intercambio colaborativo entre colegas de diferentes empresas y sus frutos en el trabajo del libro sobre la “Transecta de la Formación Vaca Muerta”, profundizamos en el estado actual y el potencial de las cuencas de nuestro país; y nos interiorizamos sobre las herramientas de gestión de Recursos Humanos para el desarrollo de carrera de los nuevos jóvenes profesionales que comienzan su carrera en la industria.

Por otro lado, entre las nuevas metas, nos propusimos lograr una mayor presencia en los distintos congresos organizados por el IAPG. En esa línea, nuestros miembros pudieron asistir a distintos eventos –con beca de inscripción del IAPG– según sus respectivos intereses y especialidades. Luego, compartieron con toda la Comisión sus experiencias y las principales ponencias realizadas.



También buscamos extender la red de jóvenes profesionales, no solo en territorio argentino –donde ya hemos tendido las bases para construir espacios similares en las Seccionales del IAPG–, sino también en el

nivel internacional. Con este fin, hemos participado activamente del *Future Leaders Forum* organizado por el *World Petroleum Council*, en Río de Janeiro, en octubre último. Allí tuvimos la oportunidad de conocer a nuestros pares de Brasil, entre otros representantes de varios países, y ya está en marcha la búsqueda de sinergias y proyectos en común. Por lo pronto, hemos logrado la incorporación de dos de nuestros miembros en el *Youth Committee* del WPC, lo cual brinda a la Argentina la representatividad en dicho Comité.

De esta manera, el IAPG genera en su propia organización un espacio de discusión y *networking* para los jóvenes de la industria del petróleo y del gas, con lo cual se asegura también el inexorable recambio generacional y la continuidad de su espíritu. Queda hecha la invitación a las compañías socias para que envíen a sus representantes y se sumen así en 2017, convocándolos también a participar del JOG³ (Jóvenes Oil & Gas 3) que realizaremos el 25 de septiembre de 2017, en el marco de la tradicional Expo Argentina Oil & Gas, en el predio la Rural.

Hoy, repasando el trabajo realizado, puedo decir que cerramos en 2016 un nuevo capítulo de éxito para la Comisión de Jóvenes Profesionales del IAPG y tomamos más fuerza para asumir los nuevos desafíos del año próximo.



Ciclo de charlas 2016



Las charlas de 2016, realizadas en el auditorio del IAPG, contaron con un considerable público formado no solo por jóvenes profesionales de la industria, sino también por estudiantes universitarios interesados en conocer las temáticas tratadas por los distintos oradores.

Comenzamos el año con una charla en mayo acerca de “El Gas Natural y su rol protagónico en una matriz energética sustentable”, a cargo de Gabriela Roselló, Gerente de Asuntos Institucionales de Total Austral y Chair del Comité de Sustentabilidad de la Unión Internacional del Gas (IGU).

En la charla, Roselló interiorizó a los jóvenes sobre la labor del IGU en la promoción del uso del gas natural para la protección del ambiente y la mejora de la calidad de vida en el nivel mundial, ya que esta energía fósil es mucho menos contaminante que otras habitualmente utilizadas. Se presentó el avance del gas natural en la generación eléctrica y el consumo industrial y residencial en nivel mundial, lo que constituye la denominada “edad dorada del gas”. En esa línea, el IGU trabaja para generar conciencia de la importancia del gas tanto en el nivel gubernamental como en el nivel de los consumidores, y la necesidad de fomentar su desarrollo y de cuidar su uso en forma eficiente y responsable.

En julio tuvo lugar nuestra segunda charla del año, donde se presentó el libro *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Integración de sísmica, registro de pozos, coronas y afloramientos*. La exposición fue realizada por dos geólogos co-autores del libro, Laura Gómez Rivarola (Total Austral) y Federico González Tomassini (YPF).



Se expuso la metodología de trabajo para lograr con éxito la elaboración de dicho estudio, resultante de la cooperación de varias operadoras en Vaca Muerta, importantes laboratorios nacionales y la Universidad de Buenos Aires. En el libro se describe de forma integrada la formación Vaca Muerta, una de las más importantes formaciones de *shale* en el nivel mundial. Como parte de la labor pedagógica que realiza la Comisión, el IAPG entregó gratuitamente un ejemplar del libro a cada uno de los asistentes.

Luego del receso de mitad de año, organizamos en octubre la tercera charla titulada “**Petróleo y Gas en la Argentina: ¿dónde estamos y hacia dónde vamos?**”, a cargo de Daniel Kokogian, renombrado geólogo y actual miembro del Directorio de YPF.



En su charla, Kokogian presentó un panorama de la industria hidrocarburífera en el nivel mundial y el impacto de los cambios actuales en la situación local de la Argentina. En un análisis detallado del estado de las cuencas del país, presentó las cuencas productivas y su perspectiva en el mediano plazo, el horizonte para las cuencas no productivas y el potencial del *off-shore* argentino. Además compartió su visión acerca del desarrollo de los recursos no convencionales en la Argentina, realizando una comparación con la llamada “revolución del *shale*” en los Estados Unidos.

Finalmente en noviembre tuvo lugar la última charla del año sobre “**Los Jóvenes Profesionales y la gestión de su talento**”, dictada por Gabriela Guida, Gerente de Recursos Humanos de CAPSA/Capex.



Orientada a quienes están iniciando su carrera en la industria de los hidrocarburos, la charla se centró, de una manera dinámica, en los nuevos perfiles de los jóvenes profesionales y el *gap* generacional con sus jefes. Esta primera, la llamada generación de *millennials*, tienen expectativas y aspiraciones distintas a las anteriores, y el rol de Recursos Humanos radica en lograr el encuentro de ambas, compatibilizando la cultura corporativa con el ímpetu de los jóvenes. Guida expuso el desafío que enfrentan las empresas para transformar las herramientas tradicionales de gestión de personal en alternativas innovadoras que permitan retener, desarrollar y motivar a estos futuros talentos.



Participación de la Comisión en Congresos

En agosto la Comisión pudo asistir al **3° Congreso Latinoamericano y 5° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente** en la Industria del Petróleo y del Gas, organizado por el IAPG en la Ciudad de Buenos Aires bajo el lema "Estrategias para una gestión segura y sustentable".

En las distintas conferencias, se presentaron los últimos cambios tecnológicos y exigencias en materia de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, y la importancia de la integración de estos valores en las diversas áreas y disciplinas de la industria hidrocarburífera. En cuanto a la seguridad, se trataron temas de seguridad vial y accidentes vehiculares, evaluación de riesgos laborales y programas de capacitación, entrenamiento y comunicación, nuevas legislaciones y seguridad operacional. También se abordaron cuestiones vinculadas



con la salud, como la prevención de sustancias psicoactivas y la higiene en el ambiente laboral, la responsabilidad social empresarial y el cuidado del ambiente (huella hídrica, riesgo ambiental, emisiones y eficiencia energética).



La Comisión participó del **6° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas**, uno de los eventos más importantes que organiza el IAPG, que tuvo lugar en octubre en la ciudad de Bariloche. Con la participación de altos funcionarios públicos y ejecutivos de las principales empresas productoras y de servicios del país, se analizó el estado actual de la industria hidrocarburífera local y los desafíos que se le presentan a la Argentina en términos de abastecimiento de la demanda energética, diversificación de la matriz, eficiencia operativa, reducción de costos y competitividad. Además se presentaron más de 60 trabajos técnicos en distintas mesas abiertas, donde los recursos no convencionales, la recuperación secundaria y la innovación tecnológica fueron los principales ejes de discusión.

Como parte de los objetivos de este año de expandir las redes de jóvenes profesionales en el nivel internacional, la Comisión formó parte del *Future Leaders Forum*, organizado por el World Petroleum Council (WPC) en la ciudad de Río de Janeiro también en octubre. En el marco de la Rio Oil & Gas Exposition y bajo el lema "*The Game Changers-New Leaders for a New*



Competitive Energy Industry”, esta tercera edición del foro dedicado exclusivamente a los jóvenes profesionales de la industria hidrocarburífera contó con más de 500 asistentes de 27 países y 70 oradores. A través de distintos formatos dinámicos (charlas plenarias y simultáneas, Q&As, encuestas, etc.), los principales ejes tratados fueron liderazgo, desarrollo de carrera, movilidad internacional, M&As, requerimiento de contenido local, *start-ups*, innovación, sustentabilidad y medio ambiente. En este espacio, tuvimos la oportunidad de interactuar y conocer la labor de nuestros pares en Brasil (Comité Joven del IBP-*Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis*) y en el WPC (*Youth Committee*), para así comenzar la búsqueda de posibles sinergias y proyectos en conjunto. Asimismo, logramos la incorporación de dos miembros de la Comisión en el *Youth Committee* del WPC, dándole nuevamente a la Argentina y al IAPG representatividad en dicho comité.

Por último en noviembre, la Comisión asistió al **4º Congreso del Mercado Argentino de Gas Natural**,



organizado por la Asociación de Consumidores Industriales de Gas de la Rep. Arg. (AGUIRA) en la Ciudad de Buenos Aires. Con la participación de ejecutivos de los principales actores del mercado local del gas natural (producción, transporte y distribución), también contó con funcionarios públicos y representantes de agencias reguladoras y entes de control. Los principales temas abordados fueron el estado actual de los sistemas de transporte y distribución de gas, los nuevos cuadros tarifarios, el impacto del Plan Gas, los proyectos en infraestructura y los programas de uso eficiente de la energía.

Miembros de la Comisión de Jóvenes Profesionales del IAPG

- Anzaldí, María Belén – TGS
- Carafenchos, Alejandro – Tecpetrol
- Cuberes, Matías (Presidente) – Tecpetrol
- Fernández, Pedro – Total
- Ferreiro, Emiliano – Sinopec
- Galarza, Paula – Weatherford
- Galmes, Martín – Tecpetrol
- Mahdjoubian Díaz Cano, Joaquín (Vicepresidente) – YPF
- Novara, María Eugenia – Pluspetrol
- Masarik, Guisela – IAPG
- Milicich, Romina – Y-TEC
- Quintana, José María – Tecpetrol
- Schommer, Romina – IAPG

Más información: www.iapg.org.ar



La Olimpiáda, con nuevos ganadores



En el marco del cuidado del Ambiente y del respeto por la naturaleza, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) creó hace dos décadas la Olimpiáda sobre la Preservación del Ambiente, una campaña de concientización entre los más jóvenes.

La Olimpiáda, cuyo certamen final se realizó en diciembre último en la sede central del IAPG de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, consiste en una competencia anual en etapas que involucra a los

alumnos regulares de las escuelas de nivel medio de todo el país.

A través de pruebas eliminatorias sucesivas, los alumnos desarrollan diferentes temas, hasta llegar a la final, la cual se realizó el 18 de noviembre último.

Este año se trató de la 22° edición y los ganadores de la Olimpiáda fueron:

1. Conrado Valenzuela, del Instituto La Providencia de Quilmes (Provincia de Buenos Aires).





2. Nancy Cabrera, de la Escuela Normal Mariano Loza de Goya (Corrientes).
3. Federico Martínez de la Escuela Técnica "TIEC" de Maipú (Mendoza).

Al examen se acercaron más de 20 chicos representando a escuelas de Mendoza, Neuquén, Corrientes, Santa Fe, Chubut, Provincia de Buenos Aires, Chaco, Corrientes, Río Negro y Jujuy.

Los objetivos más claros de la Olimpiada son incentivar el estudio del medioambiente en los jóvenes, promover una conciencia social, difundir esta actitud, contribuir al conocimiento de los desarrollos técnicos en el área y de la labor que realizan las empresas por el cuidado del entorno.

Y a su vez, fomentar un sano espíritu de competencia como soporte de la eficiencia personal. Las etapas de la Olimpiada sobre la preservación del ambiente



son cuatro: una selección local inicial, cuyos ganadores pasarán a una selección zonal y de allí, un certamen semifinal regional impulsó a los ganadores al certamen final nacional.

La selección local se suele realizar en el propio establecimiento educativo, después se pasa a los centros educativos habilitados para la selección zonal. Posteriormente se pasa a la semifinal regional y luego, al certamen final.

Este año, el temario propuesto incluyó el uso racional de la energía, el consumo eficiente en el hogar; la industria del petróleo y del gas; su estructura, desarrollo y futuro; y la gestión integral del agua, entre otros.

Las pruebas finales fueron elaboradas por la Comisión Organizadora y Evaluadora del IAPG.

Los premios consisten en becas de estudio para los tres alumnos ganadores, órdenes de compra de net-books para sus profesores y computadoras e impresoras para sus colegios.

Además, durante el Almuerzo del Día del Petróleo se le entregó al alumno ganador un Diploma de Honor.



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.

En efecto, los máximos representantes del sector se reunieron para celebrar el Día del Petróleo y del Gas, en un nuevo aniversario de su descubrimiento en el país, en esta ocasión, el número 109.

La cifra de asistentes superó el récord de 1.280 asistentes del año anterior, y entre ellos se contó con la presencia de CEOs de las principales empresas, funcionarios nacionales y provinciales, legisladores nacionales, miembros del cuerpo diplomático, directivos y representantes de instituciones y empresas del sector.

Asistieron el gobernador de la Provincia del Neuquén, Omar Gutiérrez; el gobernador de la Provincia de Río Negro, Alberto Weretilneck; la gobernadora de la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del atlántico Sur, Rosana Bertone; y el Ministro de Energía y Minería de la Nación, Juan Jose Aranguren.

“Esperamos que el aumento de la actividad en los recursos no convencionales de gas y la consiguiente reducción de costos, permita también el desarrollo de los recursos no convencionales de petróleo en la cuenca, dijo Ernesto López Anadón, presidente del IAPG, en su discurso en representación de toda la industria,





aumentando en mucho su producción, incluso obteniendo saldos exportables”. Y concluyó: “Esperemos que entre todos encontremos el camino adecuado que nos lleve a convertir esta oportunidad en riqueza para el país”.

El clásico almuerzo tuvo lugar en el Salón Libertador del Sheraton Hotel de Retiro, en la Ciudad de Buenos Aires, y como es costumbre fue organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), junto con la Asociación de Distribuidores de Gas de la República Argentina (Adigas), la Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado (Cegla), la Cámara de Empresas de Operaciones Petroleras Especiales (Ceope), la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH), la Cámara de la Industria del Petróleo (CIP), el Club del Petróleo de Buenos Aires y la SPE internacional.





Entrega de premios

Dentro de las actividades previstas con motivo de los festejos de 109° aniversario del descubrimiento del petróleo, se realizó también la entrega de una serie de premios, con los cuales la industria de los hidrocarburos distingue, año tras año, las distintas actividades relacionadas con el conocimiento, la seguridad y la creatividad.

En principio, se entregaron los premios a los ganadores de la 22° Olimpiada sobre Preservación del Ambiente (cuyo despliegue puede verse en este mismo número), 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 Society of Petroleum Engineers.

1° Premio de la Olimpiada sobre Preservación del Ambiente

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas instauró en 1994 las Olimpiadas de Preservación del Ambiente, en la que participan alumnos de establecimientos de educación secundaria del país, tanto de colegios 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; tomando así contacto directo con la industria de los hidrocarburos.

Los principales objetivos de la olimpiada son los siguientes:

- Incentivar el estudio de 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.

El ganador de la edición 2016 es Conrado Valenzuela, alumno del Instituto La Providencia de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, quien recibió el Diploma Honor de manos del Ingeniero Ernesto López Anadon. Se destacó la labor de la profesora-tutora que acompañó a este alumno durante el desarrollo de la olimpiada, Profesora Laura Valentini. Los alumnos ubicados en los tres primeros lugares de la Olimpiada reciben becas de estudio, mientras que sus colegios y los profesores tutores equipamiento informático.



Premio Anual de Seguridad y reconocimientos

El Premio Anual de Seguridad correspondiente a 2016 que otorga el IAPG, instituido en 2001, se entregó por 16° año consecutivo.

- En el grupo “Empresas de Construcción e Ingenie-



ría”, resultó ganadora la empresa A-Evangelista S.A., UN Fabricación Planta Canning, UN Construcciones y UN Ingeniería. Recibió el premio el Gerente General, Adrian Mascheroni.

- En el sector “Empresas Refinadoras y Comercializadoras”, el premio fue para AXION Energy Argentina S.A.; recibió el premio Miguel Camargo, Director de HSE.
- La empresa ganadora en el grupo “Empresas Productoras” fue Chevron Argentina S.R.L.; recibió el premio la Directora de HSE, Marcela Bochenski.



- La empresa ganadora en el grupo “Empresas Transportistas” resultó Oleoductos Del Valle (OLDEVAL); recibieron el premio Jorge Vugdeliya (Gerente General) y Diego Gómez (Líder del Sector Cass).
- En el rubro “Empresas Distribuidoras” fue premiada AXION Energy Argentina S.A.; recibió el premio Miguel Camargo, Director de HSE.
- Por el grupo “Empresas de Servicios” resultó elegida Helmerich & Payne (Argentina) Drilling Co. El premio fue recibido por su Gerente general, Martín Stone.

Premio a la Trayectoria

Para finalizar con la entrega de los premios de Seguridad se realizó la entrega de un “Reconocimiento a la trayectoria”, con el que la Comisión de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente del IAPG buscó destacar la actividad profesional en esta industria del Dr. Roberto Cianis, quien actualmente se desempeña como Director Médico de Exxon Mobil Argentina.



De extensa y destacada actividad profesional, Cianis se recibió de médico en la Universidad de Buenos Aires, tiene las especialidades de Clínica Médica, Medicina del Trabajo, Medicina Legal y Toxicología. En su actividad académica se ha desempeñado como profesor en la Universidad Tecnológica Nacional, en la Universidad del Salvador, en la Universidad Nacional de Tucumán y en la Sociedad de Medicina del Trabajo de la Provincia de Buenos Aires. En su actividad profesional dentro de la industria del petróleo y del gas ha sido Gerente de Salud Ocupacional para las operaciones en México, Colombia, Guyana, Perú y Ecuador de Exxon Mobil Corporation, y actualmente se desempeña como Director Médico de Exxon Mobil Business Support Center Argentina S.R.L.; destacándose por su brillante capacidad profesional, en especial por los desarrollos realizados en la detección, control y recuperación de adictos al alcohol y drogas en el ámbito laboral, para que sirva de ejemplo y estímulo a los nuevos profesionales que se dediquen a esta actividad. Además es un permanente colaborador en las actividades y congresos de la especialidad organizados por el IAPG.

Premio de Recursos Humanos

También en esa ocasión se realizó la entrega el Premio IAPG 2016 a la Gestión de las Personas en la Industria del Petróleo y del Gas. Conscientes de la importan-

cia 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 Jurado del Premio estuvo integrado por distinguidos profesionales del ámbito de la academia, instituciones profesionales, medios de comunicación y consultoría.

- La Mención especial del Jurado en el Premio IAPG 2016 a la Gestión de las Personas en la Industria del Petróleo y del Gas fue para Pan American Energy LLC. por su programa “Compartir”, el cual cumple 19 años de vida ininterrumpidos, cuyo objetivo es dar reconocimiento a los equipos de trabajo de Pan American Energy que hayan realizado notables aportes para la Organización, valorando la contribución a la mejora continua, a la eficiencia y a la seguridad, con impacto en los resultados de los negocios. Con “Compartir” se despliega un proceso de aprendizaje que permite disponer del conocimiento generado internamente, se crea el espacio para difundir las mejores prácticas y permite celebrar los logros alcanzados a partir de las mejoras implementadas que, desde el inicio del programa, ascienden a 1.149. Recibieron el premio María Eugenia Huergo, Gerente de Business Part-



ners de Recursos Humanos y Susana Spasaro, HR Business Partner.

- El Premio IAPG 2016 a la Gestión de las Personas en la Industria del Petróleo y del Gas corresponde para la empresa Cummins Argentina, por su programa "Proyecto Cummins & Techo", un programa de capacitaciones técnicas que organiza Cummins y que consiste en brindar capacitaciones técnicas en diferentes áreas, aprovechando las herramientas y experiencia de nuestros empleados, para brindar un curso a habitantes de los barrios en donde la organización Techo construye viviendas. El programa concluyó su tercera edición con más de 30 egresados que continuaron sus rumbos en distintas empresas a las que pudieron llegar con la ayuda de Techo y de Cummins. Recibieron el premio Pedro Zermeno, Gerente General Cummins Argentina, Bolivia, Paraguay y Uruguay; y Diego Stupia, Gerente de Ventas de Cummins Argentina.

Entrega de Premios de la SPE

Para finalizar con el acto, se realizó la entrega de galardones y reconocimientos que anualmente otorga la Sección Argentina de la Society of Petroleum Engineers (SPE). Daniel Rosato, Presidente de la Sección Argentina de la SPE, realizó la entrega de los premios.

- El "SPE Regional Award 2016", en la categoría "Distinguished Achievement Award for Petroleum Engineering Faculty", el premio fue para Gabriela Savioli.



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

- En tanto, en la categoría "Young Member Outstanding Service Award", el premio fue para Alexis Airala Biurdino.
- En la categoría "Regional Service Award", el premio fue para Luciano Fucello.
- Para el Premio "Outstanding Service Award 2016", los premiados fueron tres: Jorge Mealla, Carlos Ollier y Juan Jose Trigo.

Por último la Sección Argentina de la SPE entregó un Reconocimiento Especial al Comité de Publicaciones: recibieron sus premios Leonora Erdmann, Isabel Pariani, Patricia Fidel y Claudio Barone.

Foros Houston 2017: presentación de William von Gonten

El IAPG Houston inaugurará su ciclo de Foros 2017 con una presentación especial, el 26 de enero próximo, de William "Bill" Von Gonten Jr., fundador, propietario y presidente de W. D. Von Gonten & Co., formado en 1995 y W. D. Von Gonten, Laboratories, LLC, que abrió sus puertas en octubre de 2013.

Bill es Ingeniero en Petróleo registrado, miembro de la SPE, Sociedad de Petrofísicos, Analistas de Logística de Pozo, y del Foro de Productores de Houston.

Con casi 30 años de experiencia en la industria, sus principales áreas de especialización y servicios abarcan depósitos convencionales y no convencionales, nacionales e internacionales, estimaciones de reservas de petróleo y gas, estudios de campo, adquisiciones de propiedades, simulaciones de yacimientos, estudios de factibilidad y proyecciones económicas.



El foco principal de Bill en el laboratorio es entender mejor el sistema de flujo de hidrocarburos y las propiedades geomecánicas de los depósitos de baja permeabilidad.

Bill ha codesarrollado recientemente un proceso patentado para evaluar la conectividad de fracturas hidráulicas en reservorios no convencionales y mejorar el desempeño de pozos, "Lateral Placement and Completion Design" para mejorar el rendimiento de pozos de reservorios no convencionales (patente pendiente).

También ha codesarrollado un método para integrar mediciones a partir de técnicas de laboratorio conocidas de extracción de fluidos, "Análisis de depósitos integrados para una mejor caracterización del potencial del depósito" (patente pendiente). Von Gonten obtuvo una Licenciatura en Ciencias de Texas A & M University, en 1988. Recientemente fue nombrado Alumno destacado de la Facultad de Ingeniería Dwight Look.

Como es tradición en los foros del IAPG Houston, el evento se realizará el 26 de enero a las 11:30 h en el Hotel DoubleTree Houston Greenway Plaza Hotel. Será un almuerzo con presentación.

Más información: www.iapghouston.org

ÍNDICE DE ANUNCIANTES



3M	39	METALURGICA SIAM	16
AESA	17	MILICIC	53
ANTARES NAVIERA	30	MWH ARGENTINA	14
AXION ENERGY	49	NOV TUBOSCOPE	23
BIVORT	31	PAN AMERICAN ENERGY	RETIRO DE TAPA
COMPAÑÍA MEGA	25	PECOM SERVICIOS ENERGIA	41
DIGESTO AMBIENTAL	38	PETROCONSULT	44
ENSI	29	SCHLUMBERGER ARGENTINA	13
FORO IAPG	54	SERVIUR	26
FUNCIONAL	27	SHALE EN ARGENTINA	95
GABINO LOCKWOOD	37	TECPETROL	43
GIGA	85	TOTAL	9
HALLIBURTON ARGENTINA	15	TRANSMERQUIM ARGENTINA	CONTRATAPA
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	116	VALMEC	45
INDURA ARGENTINA	33	WPC	67
INDUSTRIAS JUAN F. SECCO	55	YPF	7
INDUSTRIAS QUILMES	36	ZOXI	47
IPH	40		
KAMET	RETIRO DE TAPA	Suplemento Estadístico	
KERUI	24	INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
MARSHALL MOFFAT	19	INGENIERIA SIMA	RETIRO DE TAPA
MARTELLI ABOGADOS	18	VARSTAT	RETIRO DE CONTRATAPA

*Hay una nueva forma de experimentar
la seguridad en el calzado.*

KAMET GRAVITY®



- ▲ *Punteras de Aluminio*
- ▲ *Suela Deportiva*
- ▲ *Diseños de Vanguardia*



DAMONT GRV 532

**SUPERA
TUS LIMITES**



KAMET
CALZADO de SEGURIDAD

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



INNOVACIÓN SUSTENTABLE



Creemos en tecnologías innovadoras que reduzcan el impacto ambiental, asegurando un balance adecuado con la naturaleza.

En GTM trabajamos diariamente en crear soluciones verdes para incrementar la producción de sus reservas naturales, favoreciendo la calidad de vida para todos.

- 
- Fluidos de estimulación basados en agua de producción y flowback
 - Agentes de Sostén
 - Especialidades químicas

Simplificando procesos

