

Recuperación mejorada de petróleo

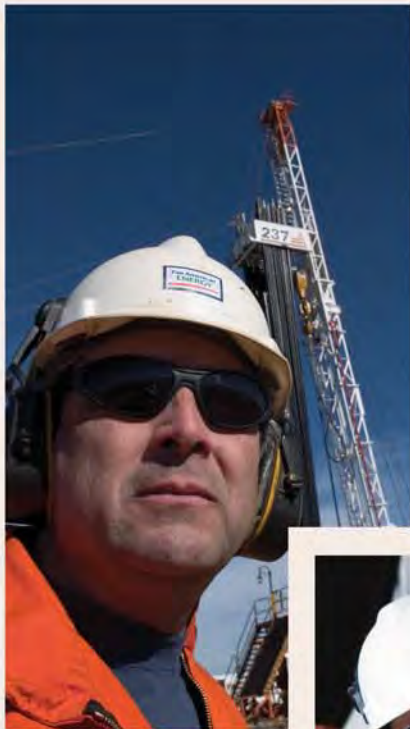
Petrotecnia Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. • Año LIV N° 2



Media sponsor de:



PAE: una historia de trabajo en Argentina.



En 1960, los accionistas de PAE comenzaron a trabajar en la industria petrolera argentina. Hoy, 53 años después, PAE sigue produciendo el petróleo y el gas que nuestro país necesita.

PAE tiene una historia de trabajo, de inversión y de compromiso social. Pero sobre todo, una historia de gente. Gente con sueños que pone toda su energía en hacerlos realidad.

Pan American
ENERGY

Este número de nuestra revista está dedicado a la “Recuperación mejorada de Petróleo”, un conjunto de técnicas que para la industria del petróleo y del gas de la Argentina tiene una especial significación, teniendo en cuenta que la mayoría de los campos productivos son maduros.

Todos tenemos claro que el desafío de mejorar la producción e incorporar reservas será un trabajo duro y a largo plazo. Los recursos provenientes de formaciones no convencionales aparecen como el horizonte a seguir por la industria, pero sabemos también que esta opción no es de corto plazo y que es necesario aún mucha inversión para poder lograr resultados en estas formaciones. Es acá donde la recuperación mejorada de petróleo, *EOR* por sus siglas en inglés o comúnmente llamada recuperación terciaria, cobra gran importancia, ya que la aplicación de estas técnicas es también un camino cierto y seguro para mejorar la producción. Ambos, los “no convencionales” y la recuperación mejorada, son el futuro y es este el camino por el cual las empresas productoras están trabajando seriamente y con importantes inversiones.

En esta edición queremos brindarles un panorama del grado de avance que la industria tiene en lo que respecta a la recuperación mejorada de petróleo. En las distintas notas y trabajos técnicos correspondientes al tema de tapa se pueden apreciar casos prácticos de aplicación de distintas metodologías en yacimientos productivos, y descripciones de los distintos procesos utilizados. Aprovecho esta ocasión para poner nuevamente en relieve el trabajo específico que se realiza en el IAPG por medio del convenio firmado con el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva de la Nación, que permitió la creación de un grupo de trabajo en el cual participan empresas socias y las universidades nacionales de Cuyo, Comahue y Buenos Aires, con el fin de desarrollar aplicaciones especiales de recuperación mejorada, por medio del uso de polímeros, adecuadas a las características de los yacimientos argentinos. Incluimos una nota con el estado de situación al día de hoy del proyecto.

Quiero destacar también la nota al Gerente de tecnología en refinerías de Emerson, Doug White, que se refiere a la “Refinería del futuro”, temática importante para tener en cuenta, ya que el año pasado fue uno de los principales ejes del Congreso de Refinación que nuestro Instituto realizara.

Hasta el próximo número.
Ernesto López Anadón



Sumario



Tema de tapa | Recuperación mejorada de petróleo

08 Estadísticas

Los números del petróleo y del gas
Suplemento estadístico

Tema de tapa

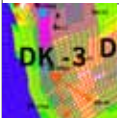


10

Estado de situación de la recuperación asistida en la Argentina

Por *Ing. Jorge M. Buciak* (Capsa-Capex)

Una fotografía que describe el *state of the art* de esta práctica, de la cual ya existen proyectos piloto exitosos en el país, como así también los recursos materiales y humanos.



12

Diseño, ejecución, monitoreo y expansión de un proceso EOR mediante la inyección de geles de dispersión coloidal

Por *Gustavo Maya* y *Rubén Hernán Castro García* (Ecopetrol S.A.)

Descripción del primer proyecto de recuperación química realizada en Colombia a través de la inyección de Geles de Dispersión Coloidal (GDC).



30

Terminación y producción de yacimientos de arenas no consolidadas de la Formación Centenario

Por *Ing. Mariano Montiveros*, *Ing. Lucas Echavarría*, *Ing. Damián Fernandez*, *Ing. Marcelo Saez* e *Ing. Rocío Ortiz Best* (Pluspetrol S.A.)

Análisis de las técnicas de terminación y producción utilizadas en pozos productores e inyectores, en yacimientos de arenas no consolidadas en su fase inicial.

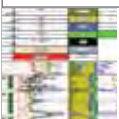


42

Inyección de geles en el Yacimiento El Tordillo. Desde los pilotos hasta la masificación

Por *Ing. Federico Menconi*, *Ing. Fabián Giaccaglia*, *Ing. Jorge Ramirez* e *Ing. Carlos Berto* (Tecipetrol)

La búsqueda de alternativas de recuperación asistida en un yacimiento que ha alcanzado la madurez en la aplicación de tratamientos de conformance; y la adaptación a condiciones de incertidumbre creciente.



56

Recuperación de pozos canalizados en reservorio no consolidado, mediante la reconstitución de la matriz porosa y el empleo de modificadores de permeabilidad relativa

Por *Gustavo Kruse* (Halliburton) e *Ing. Hernán Paponi*, *Ing. Raúl Puliti* e *Ing. Andrés Cremonini* (Pluspetrol)

Los tratamientos aplicados para remediar la canalización que se produce entre pozos inyectores y productores, para evitar la acuatización de estos últimos.



70

Tecnologías químicas para recuperación o mantenimiento de la inyectividad y de la integridad en sistemas de inyección como estrategia complementaria a EOR

Por *Ing. Damián Ruiz Pérez* e *Ing. Javier Ríos* (Nalco Champion, de Ecolab)

La importancia de la limpieza de las líneas de conducción y de los sistemas de inyección necesarias antes de implementar una estrategia de recuperación.



74

■ **El Proyecto EOR impulsa la recuperación mejorada en la Argentina**

Por *Ing. Carlos Berto* (Tecpetrol), *Ing. Daniel Avagnina* (Pan American Energy), *Ing. Diego Palmerio* (YPF), *Lic. Gastón Oriozabala* (Chevron Argentina), *Ing. Raúl Puliti* (Pluspetrol), *Ing. Walter Ariel Romera* (Petrobras Argentina) e *Ing. Fabián Akselrad* (IAPG)

El consorcio formado por seis importantes empresas, tres universidades, el Ministerio de Ciencia y el IAPG, para impulsar la instrumentación de la recuperación asistida en las cuencas del país.

Notas técnicas



78

■ **El sistema del Price-cap y la suspensión de la actualización automática en las tarifas del gas**

Por *Lic. Mariano Humberto Bernardi*

Análisis del sistema de fijación de precios máximos por parte de la autoridad regulatoria por un período de tiempo determinado.



90

■ **Decisiones de financiamiento en la industria del petróleo y del gas**

Por *Lic. Leandro Del Regno*

El funcionamiento de los mercados de capitales, los activos financieros y demás variables específicas de la industria de los hidrocarburos: todo lo que debe saberse para obtener los recursos financieros para desarrollar el *upstream* o el *downstream*.

Actividades



100

■ **Congresos y Jornadas
Los que se van**

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



103

■ **Convocatoria a Asamblea General Ordinaria**

104 **Novedades de la industria**

110 **Novedades del IAPG**

112 **Novedades desde Houston**

114 **Índice de anunciantes**





Petrotecnia 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.petrotecnia.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@petrotecnia.com.ar

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnia.com.ar

Estadísticas: Roberto López

Corrector técnico: Enrique Kreibohm

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

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

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

PETROTECNIA se edita los meses de febrero, abril, junio, agosto, octubre y diciembre, y se distribuye gratuitamente a las empresas relacionadas con las industrias del petróleo y del gas, asociadas al **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** y a sus asociados personales.

Año LIV N° 2, abril de 2013

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.300 ejemplares

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

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

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 *Petrotecnia*.

Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 420

Exterior: Precio anual - 6 números: US\$ 300

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

Informes: suscripcion@petrotecnia.com.ar

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



Premio Apta-Rizzuto

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

Comisión Directiva 2012-2014

CARGO

Presidente
Vicepresidente 1°
Vicepresidente *Upstream* Petróleo y Gas
Vicepresidente *Downstream* Petróleo

Vicepresidente *Downstream* Gas
Secretario
Pro-Secretario
Tesorero

Pro-Tesorero
Vocales Titulares

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

EMPRESA

Socio Personal
YPF S.A.
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)
AXION ENERGY ARGENTINA S.R.L.

METROGAS S.A.
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)
PETROBRAS ARGENTINA S.A.

CHEVRON ARGENTINA S.R.L.
TOTAL AUSTRAL S.A.

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

WINTERSHALL ENERGÍA S.A.
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)
SIDERCA S.A.I.C.
PETROQUÍMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.

BOLLAND & CIA. S.A.
REFINERÍA DEL NORTE (REFINOR)
TECNA S.A.
DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.
DISTRIBUIDORA DEL GAS DEL CENTRO-CUYO S.A. (ECOGAS)
HALLIBURTON ARGENTINA S.A.
GASNOR S.A.
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
LITORAL GAS S.A.
ASTRA EVANGELISTA S.A. (AES A)
BAKER HUGHES COMPANY ARGENTINA S.R.L.
SOCIO PERSONAL
BUREAU VERITAS ARGENTINA S.A.
CESVI ARGENTINA S.A.

Titular

Ing. Ernesto López Anadón
Dr. Gonzalo Martín López Nardone
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso
Ing. Pedro Caracoche

Ing. Andrés Cordero
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Cont. Javier Gremes Cordero
Dr. Carlos Alberto Da Costa

Ing. Ricardo Aguirre
Sr. Javier Rielo

Cont. Gabriel Alfredo Sánchez
Ing. Juan Carlos Pisanu
Ing. Sergio Mario Raballo
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Sr. Horacio Cester
Ing. Daniel Néstor Rosato

Cont. Gustavo Albrecht
Dr. Santiago Marfort
Ing. Guillermo Héctor Noriega
Ing. Miguel Ángel Torilo
Ing. Abelardo Gallo

Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Ing. Daniel Omar Barbería
Sr. Jorge Sgalla
Ing. Eduardo Michieli
Ing. Juan José Mitjans
Sr. Enrique Jorge Flaiban
Ing. Raúl Bonifacio
Lic. Rodolfo H. Freyre
Sr. Claudio Aldana Muñoz
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Alberto Francisco Andrade Santello
Ing. Eduardo Daniel Ramírez
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Cont. Alexis Varady
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

Sra. Silvana Oberti
Sr. Javier Gutiérrez Aranz
Ing. Andrés A. Chanes
Sr. Hernán Trossero
Lic. Jorge Héctor Montanari
Ing. José Alberto Montaldo
Ing. Daniel Alberto Perrone
Ing. Marcelo Gerardo Gómez
Dr. Diego Saralegui
Ing. Guillermo Rocchetti
Sr. José Luis Fachal
Dra. Gabriela Roselló
Ing. Héctor Raúl Tamanini
Lic. Marcelo Eduardo Rosso
Ing. Jorge M. Buciak
Ing. Martín Yañez

Sr. Fernando G. Araujo
Ing. Julio Shiratori
Lic. Gustavo Oscar Peroni
Ing. Carlos Gargiulo
Ing. Daniel N. Blanco
Lic. Mariano González Rithaud
Ing. Hermes Humberto Ronzoni
Sr. Jorge Meaggia
Ing. Ignacio Javier Neme
Ing. Gustavo Rafael Mirra
Ingr. Gerardo Francisco Maioli
Ing. Jorge Ismael Sánchez Navarro
Lic. Roberto Meligrana
Cont. Daniel Rivadulla
Lic. Miguel Guillermo Euwe
Ing. Jaime Patricio Terragosa Muñoz
Dr. Hernán D. Flores Gómez
Ing. José María González

YPF NUESTRA ENERGÍA

LA ENERGÍA DE CADA UNO DE NOSOTROS
PUEDE LOGRAR EL SUEÑO DE UN PAÍS.

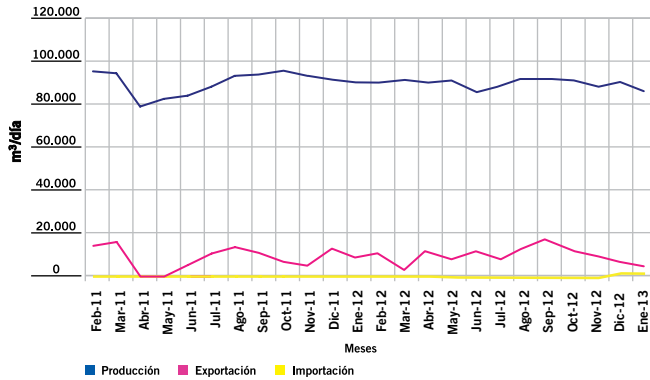


LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

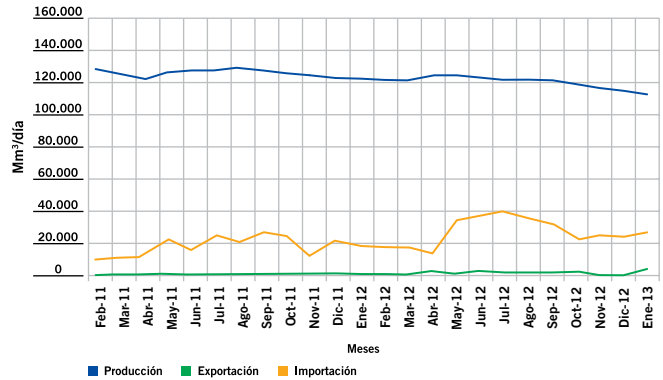


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la
 industria del petróleo y del gas

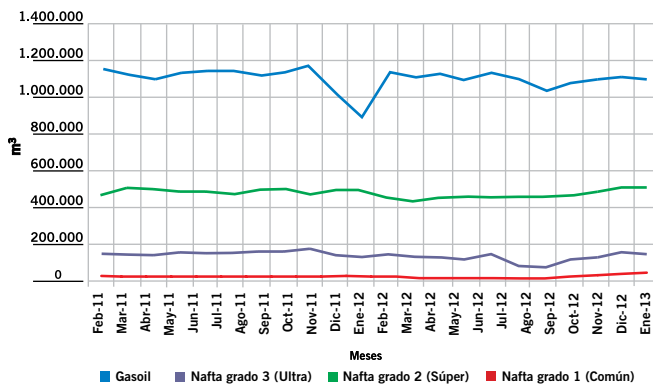
Producción de petróleo vs. importación y exportación



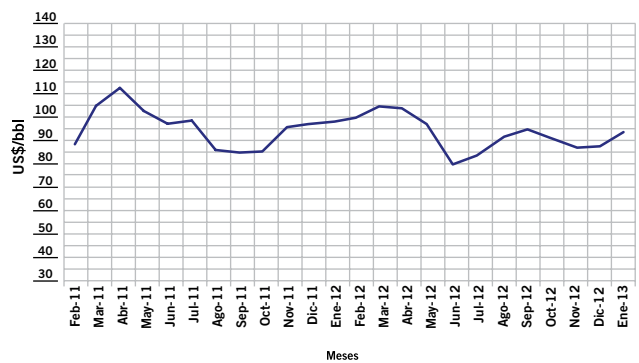
Producción de gas natural vs. importación y exportación



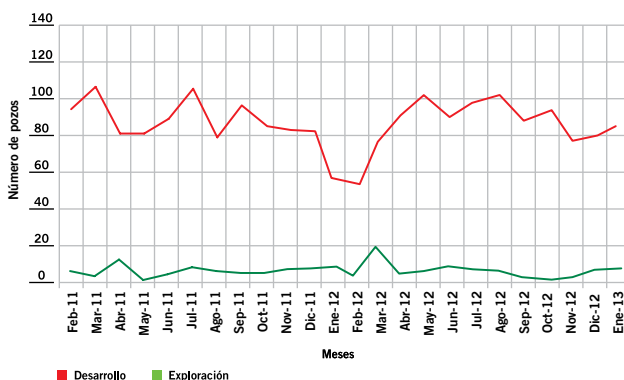
Ventas de los principales productos



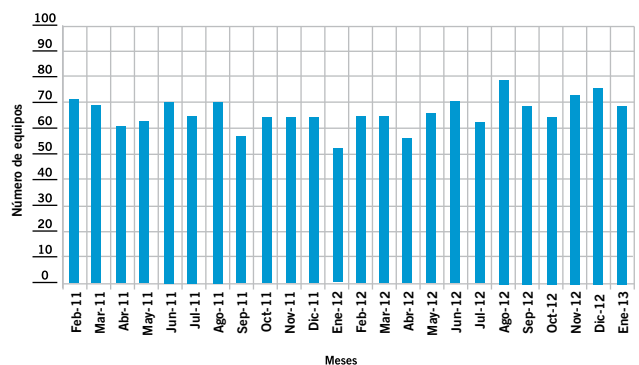
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



Nuestro desafío

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

Para todo ello nuestra energía es inagotable.

www.total.com



Total Austral, más de 30 años en Argentina



Foto: gentileza NALCO

Estado de situación de la recuperación asistida en la Argentina

Por *Ing. Jorge M. Buciak*

El gerente de Ingeniería de Capsa-Capex destaca las ventajas de esta práctica, de la cual ya existen proyectos piloto exitosos en el país, y para la cual “tenemos el recurso y, lo que es más importante, la materia gris”.

La Argentina tiene un gran potencial en recuperación asistida. Esto se fundamenta en hechos concretos, entre los cuales se destacan: las características de sus cuencas productivas y los factores actuales de recuperación de petróleo promedio que no superan el 25%.

Cuando se comenta esto último, siempre surgen las preguntas: ¿cómo podremos recuperar el resto del petróleo del reservorio? ¿Podremos incrementar al menos un 5-10% más estos factores de recuperación con algún método? La recuperación asistida intenta dar respuestas a estos interrogantes.

Cuando se habla de recuperación asistida, existen distintos tipos de procedimientos, entre los que se destacan los métodos térmicos y químicos.

Al mismo tiempo, existen diferentes etapas en la implementación de un proyecto:

- 1- La caracterización de los reservorios;
- 2- La selección del método "asistido" que se va a utilizar;
- 3- Los estudios en laboratorio y simulaciones;
- 4- El "piloto" que se realiza en el yacimiento para probar la viabilidad técnica (el piloto generalmente no busca un resultado económico positivo);
- 5- Finalmente, la "masificación": la idea es que en el piloto se desarrolle el *expertise* necesario para luego, en la masificación, lograr la viabilidad económica.

Pese a las demostradas virtudes teóricas de la recuperación asistida, son pocos los yacimientos a nivel internacional con proyectos implementados de este tipo, que sean de magnitud, destacándose China y Canadá. Esto se repite en nuestro país, donde existen pocos proyectos en etapa piloto y casi ninguno en la etapa de masificación.

Los motivos por los cuales no se avanzó tanto en los últimos años son diversos; entre ellos se destacan:

- El gran *boom* del desarrollo de yacimientos "no convencionales", que eclipsó la atención. Es de esperar que cuando esta "moda" inicial pase y esos proyectos sean considerados desarrollos normales, se retome la implementación de proyectos piloto de asistida en mayor número.
- A nivel de los grupos técnicos, existe una tendencia a efectuar estudios de laboratorios y simulaciones muy extensas y onerosas; en contrapartida, hay una baja predisposición a pasar a la etapa de piloto en el yacimiento.
- El contar con una industria madura de gas (gasoductos principales de grandes extensiones) ha atentado contra el desarrollo de proyectos térmicos.
- El hecho de no tener en el país parte de la materia prima para los productos químicos hace que se dependa de la importación de estos productos, que son muy caros.
- Es así que los altos costos en instalaciones y productos químicos ocasionan que sea prácticamente imposible masificar proyectos de recuperación asistida con los precios actuales percibidos del petróleo. Eso reduce el interés por la implementación de proyectos piloto.

Quiero destacar que en la Argentina hay personal técnico de primerísimo nivel y laboratorios calificados, tanto en las universidades como en el sector privado. Nosotros, en una primera instancia, comenzamos los estudios en laboratorios y universidades de EE.UU.; luego decidimos trabajar con universidades y laboratorios locales.

Para ello, lo que hicimos fue buscar grupos de estudios calificados y los incorporamos a los proyectos; rápidamente se



adaptaron. Hoy existen en la Argentina al menos tres grupos ya calificados. Adicionalmente, este año ayudaremos a desarrollar un nuevo centro en la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco.

Es asimismo muy valiosa la labor de instituciones como el IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) y la SPE (*Society of Petroleum Engineers*), que vienen trabajando mucho y muy bien en la realización de eventos para el intercambio de la experiencia adquirida. Estos eventos son de suma importancia y tienen efectos multiplicadores en la transmisión del conocimiento, imprescindible para escalar el número de proyectos y reducir riesgos.

Para incrementar la cantidad de proyectos piloto de recuperación asistida y llegar a la masificación, a mi juicio necesitamos:

- Que las empresas operadoras traten los proyectos piloto como de exploración y que comiencen un mayor número de nuevos proyectos.
- Que los técnicos involucrados efectúen menos estudios de laboratorio y simulaciones... y más proyectos piloto en los yacimientos.
- Que las instituciones promuevan más intercambio de experiencias y más grupos de estudio.
- Que las universidades busquen integrarse más en la industria de los hidrocarburos.
- Que las autoridades gubernamentales otorguen, por un plazo determinado, por ejemplo diez años, un mejor precio del petróleo para estos proyectos.

La recuperación asistida debe ser considerada como un vector importante en la recuperación del autoabastecimiento. La buena noticia es que ya tenemos proyectos piloto exitosos en el país; tenemos el recurso y, lo que es más importante, la materia gris necesaria para llevar adelante estos proyectos. ■





Diseño, ejecución, monitoreo y expansión de un proceso EOR mediante la inyección de geles de dispersión coloidal

Por *Gustavo Maya* y *Rubén Hernán Castro García* (Ecopetrol S.A.)

El presente trabajo describe la implementación del considerado primer proyecto de recuperación química realizada en Colombia a través de la inyección de Geles de Dispersión Coloidal (GDC).

La inyección de agua es uno de los procesos de recuperación de petróleo más conocidos y ejecutados a nivel mundial. Sin embargo, la aplicación de esta técnica no es totalmente eficiente en el barrido. Por tal motivo, se hace necesaria la implementación de métodos de recobro mejorado (*EOR*, por las siglas en inglés de *Enhanced Oil Recovery*), con el objetivo de incrementar la eficiencia volumétrica, eficiencia de desplazamiento, y aumentar de esta manera el factor de recobro o recuperación.

Desde 1957, en Colombia se han llevado a cabo 19 proyectos comerciales de inyección de agua, junto con seis pilotos que se ejecutan actualmente; la recuperación mejorada ha tenido un desarrollo incipiente. Por ello, se encuentra abierta la oportunidad para la implementación de procesos *EOR* con el fin de incrementar el factor de recobro, que se halla en promedio en 18% en los campos del país, y así contribuir a alcanzar las metas del Grupo

Empresarial Ecopetrol, de 1,3 MMBO/d (millones de barriles de petróleo por día) en el año 2020.

Los Geles de Dispersión Coloidal (GDC) son una mezcla de polímero de alto peso molecular con un agente entrecruzador. Esta tecnología se ha convertido en una alternativa a los procesos de inyección de polímero, y tiene la ventaja de lograr mayores viscosidades con menores concentraciones de polímero, debido a la generación de microgeles, alcanzando una mayor eficiencia volumétrica.

El proyecto de recobro químico de Ecopetrol S.A. invirtió un año y medio desde el *screening* hasta la instrumentación en el campo Dina-Cretáceo de un piloto de recobro mejorado mediante inyección de GDC. El piloto se inició el 9 de junio de 2011 con una inyección de 1.500 BPD, con una concentración de 400 ppm de polímero y relación polímero/entrecruzador 40:1 en el pozo DK-3. Durante el primer año de inyección, se asimilaron lecciones aprendidas y buenas prácticas para el mejoramiento continuo en la operación de este tipo de proyectos.

En particular, la infraestructura montada en el sur del país tiene como principal objetivo incrementar el factor de recuperación en un 5%. Los resultados del piloto muestran un aumento en la eficiencia de barrido volumétrica, debido principalmente a la mejora en la relación de movilidad, dando lugar a un incremento en la producción de petróleo de un 300%, y la disminución de los cortes de producción de agua en los pozos de primera línea del 10%. Basado en los resultados de este piloto, se inició la etapa de expansión del mismo, que contempla la aplicación de la tecnología en tres pozos adicionales del campo. Se estima que en un corto plazo se pueda expandir el uso de esta tecnología en otros campos de Colombia.

Este trabajo presenta el procedimiento implementado durante el diseño, ejecución, monitoreo y expansión de un proceso de inyección de Geles de Dispersión Coloidal en el campo Dina Cretáceo, que se puede considerar como el primer proyecto de recobro químico realizado en Colombia.

El Campo Dina Cretáceo, localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (figura 1), fue descubierto en

1969. Es operado por Ecopetrol S.A., a una profundidad de entre 5.000 y 7.000 pies (1.524 a 2.133,6 m) con una presión inicial de 2.800 psi y una temperatura de 152 °F (66,6 °C); posee un área productiva de 790 acres y un petróleo original en sitio (OOIP) de 154.4 MMBO.

La principal formación productora del campo es la Formación Monserrate, Arenas del Cretáceo Superior (Maestrichtiano–Campaniano), de un ambiente de deposición marino, subdividida en cuatro unidades de flujo A, B1, B2 y B3, cuya contribución a la producción general del campo es del 94%. Los espesores de las unidades son continuos en todo el campo, aunque las unidades A, B1 y B2 presentan una tendencia de engrosamiento hacia el norte y un aumento de las facies costa afuera de menor calidad de roca (lodolitas).

Estas unidades de flujo son muy heterogéneas, pues son arenas de grano muy fino a medio, algunas con lodolitas intercaladas o parches de cemento calcáreo; sus permeabilidades promedio se encuentran entre los 50 y 200 md y las porosidades están en el rango de 14 a 18%. La roca tiene mojabilidad mixta, pero existe una leve preferencia hacia el petróleo.

El proceso de inyección de agua del campo se ve afectado por altos cortes de agua (alrededor del 96%, figura 2), contrastes de permeabilidad y relaciones de movilidad desfavorables ($M > 4$). Por lo anterior, y como una opción ante la situación del campo, se hizo una búsqueda de nuevas estrategias de explotación que permitieran optimizar la recuperación de petróleo.

La opción seleccionada es la implementación de métodos de recobro mejorado (EOR), como la inyección de Geles de Dispersión Coloidal (GDC), el cual se constituye como una alternativa a los procesos de inyección de soluciones poliméricas que permiten el incremento de la eficiencia de barrido volumétrico.

La selección de esta tecnología es producto del análisis geológico (correlaciones estratigráficas, mapeo de propiedades petrofísicas, determinación del coeficiente de variación de permeabilidad), análisis de ingeniería (mapas

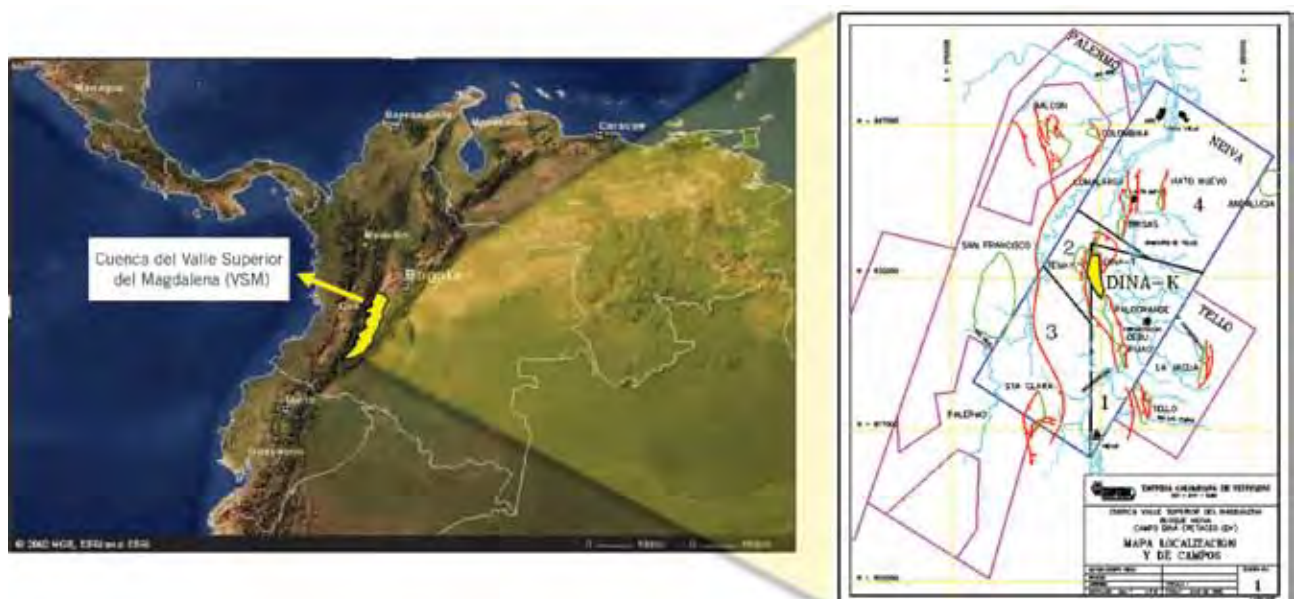


Figura 1. Localización del Campo Dina Cretáceo.

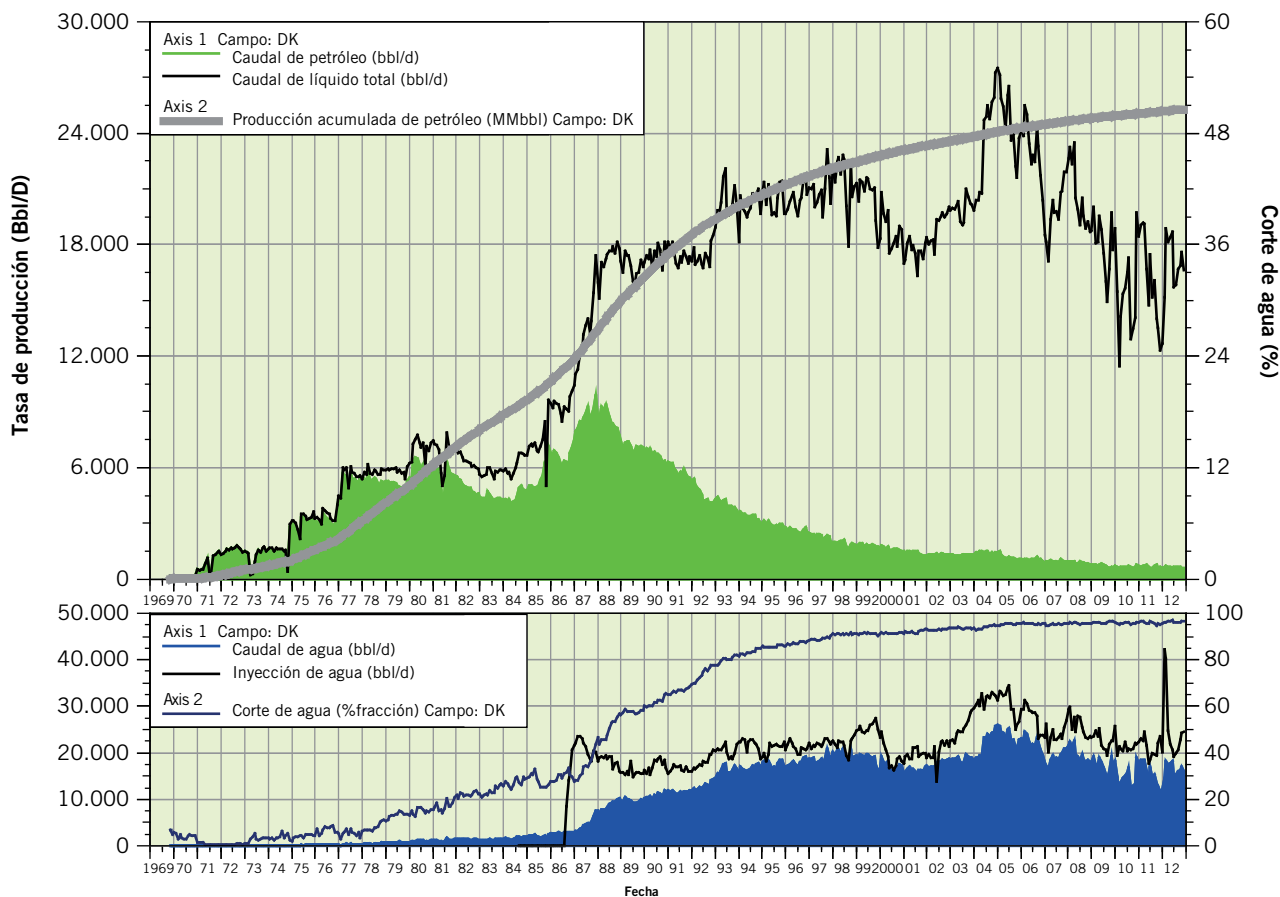


Figura 2. Historia de producción de Campo Dina Cretáceo.

tipo, análisis de historia inyección/producción, pruebas ILT, arenas abiertas, presión de fractura), análisis de eventos de pozo (estados mecánicos, influjos), *screening*, simulación conceptual y análisis de laboratorio, con los cuales se pudo concluir la factibilidad técnico-económica de la inyección de GDC mediante un estudio realizado en el año 2010 por parte de la compañía.

La selección de la formulación GDC óptima se realizó a partir de pruebas de laboratorio y, a su vez, la determinación de los parámetros que influyen en los mecanismos que operan en el proceso, como factores de resistencia residual (FRR), entrapamiento mecánico, retención y adsorción del fluido (ensayos de tiempo de gelificación, viscosidades dinámicas versus tiempo de maduración del gel, desplazamientos en *coreflooding* y *slim tube*); con estos se evaluó, mediante simulación numérica, el desempeño de esta tecnología en laboratorio, que tiene como objetivo bloquear las gargantas de poro acuatizadas en la roca matriz con los microgeles y, a su vez, mejorar la relación de movilidad con la ayuda del polímero que los transporta, incrementando así el factor de recobro.

En forma paralela a la selección de la formulación óptima se construyó un modelo de simulación numérica, que permitió predecir el comportamiento del piloto bajo la inyección de GDC. Esta fase incluyó un análisis de sensibilidad para la identificación de las variables que tienen mayor impacto sobre la eficiencia del proceso, tomando como base los datos obtenidos en el laboratorio para el modelamiento fluido / fluido y fluido / roca, los cuales

son una parte fundamental para representar el comportamiento del GDC en el yacimiento.

Con el modelamiento numérico *full field model* se corroboró que esta tecnología es la más eficiente para el campo, desde el punto de vista técnico-económico, puesto que con ella se obtienen factores de recobro incrementales de alrededor del 5%, con tiempos de respuesta inicial que oscilan entre 6 y 9 meses. Finalmente, inició la ejecución del piloto en junio del año 2011; los indicadores operacionales, como calidad de agua de inyección, generación eléctrica, paradas no programadas, etcétera, mejoraron constantemente, logrando la inyección continua a la fecha de 437.000 barriles de GDC sin mayores inconvenientes operacionales ni de seguridad, higiene o ambiente; y a la fecha se ha obtenido un incremento del factor del recobro de 1% en el primer año de tratamiento.

Ensayos experimentales

La selección de la formulación GDC óptima se realizó con pruebas estáticas y dinámicas a nivel de laboratorio fluido/fluido y fluido/roca. A continuación se describen los procedimientos principales que se implementaron después de un control de calidad de los productos químicos:

Pruebas Fluido/Fluido: Se desarrollaron ensayos de tiempo de gelificación y viscosidades dinámicas versus tiempo de maduración del gel para diferentes concen-

¿Cuán consistente puede esperarse que sea la producción de estos pozos de shale?

Las rocas heterogéneas nunca producirán resultados homogéneos.

En los pozos con recursos no convencionales, los registros de producción indican que un 40% de los grupos de disparos no contribuye a la producción. La experiencia adquirida en más de 20 000 pozos de todas las extensiones productivas de shale activas en el mundo nos ha enseñado que la identificación y la estimulación de las zonas correctas requiere mediciones precisas, un entorno de colaboración, aplicaciones de computación analíticas y tecnologías de estimulación innovadoras. Permítanos ayudarlo a convertir mayor comprensión en mejor producción.

slb.com/shale

Schlumberger



traciones de polímero y entrecruzador. Los resultados de estas pruebas permitieron seleccionar la formulación GDC con mejores características en consistencia y compatibilidad con las propiedades del yacimiento.

Ensayos de tiempo de gelificación: También conocidos como pruebas de Velocidad de Flujo del Gel, se realizan en el equipo de TGU, que consta de un tubo, un empaquetamiento que está compuesto por cinco tamices de 100 mesh (N. de la R: la escala mesh es la cantidad de orificios que tiene una unidad de superficie), ubicados en la parte inferior del cuerpo cilíndrico, y un sistema para controlar la presión a la cual se hace fluir la solución de trabajo. Estas pruebas permiten analizar la consistencia del GDC después de 24 horas, una o dos semanas y un mes después de la preparación, para unas condiciones específicas.

La prueba consiste en aplicar presión al líquido para forzarlo a pasar a través del arreglo de mallas; de este ensayo se obtienen y grafican los datos de velocidad de flujo del gel versus presión, y la intersección entre las dos curvas determina la presión de transición. Esta presión es proporcional a la fuerza del gel y se utiliza para calificar la formación de los microgeles. Aquellos geles cuya presión de transición sea mayor a cinco psi son considerados como geles capaces de desviar el flujo del fluido de inyección para mejorar la eficiencia de barrido.

Los resultados del TGU observados a lo largo del tiempo para los GDC preparados a partir de poliacrilamidas

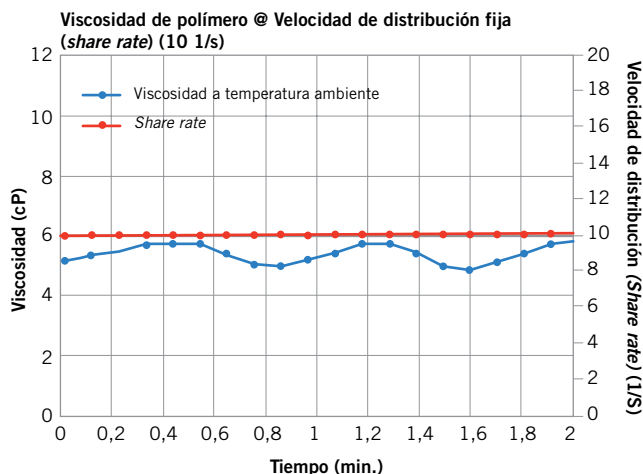


Figura 3. Reología Polímero a 600 ppm.

parcialmente hidrolizadas y citrato de aluminio en agua sintética del campo a temperatura ambiente, indican formación de microgeles estables en concentraciones comprendidas entre 400 ppm y 600 ppm y en relaciones polímero/entrecruzador 20:1 - 60:1, con presiones de transición que oscilan entre 6.9 y 8.6 psi. Los resultados del TGU a condiciones de yacimiento y a las mismas concentraciones y relaciones polímero-entrecruzador, también en salmuera, indican también formación de microgeles, pero con la diferencia de que estos geles son ligera-

NORPATAGONICA

LUPATECH

Somos líderes en la provisión de servicios, productos químicos, revestimientos anticorrosivos e insumos para todas las industrias, en especial la de Oil & Gas.







- Secados de gasoductos • Pruebas de hermeticidad y resistencia • Limpieza industrial • Limpiezas mecánicas y/o químicas •
- Bombes de alta y baja presión • Dosificación de productos químicos en yacimientos y plantas •
- Operación de plantas (petróleo, gas y agua) • Transporte de sustancias peligrosas.

LUPATECH FIBERWARE revestimiento de cañerías:

El sistema Fiberware consiste en la colocación de una camisa (liner) de PEAD o ERFV cementado dentro del tubing, con lo que se logran evitar los espacios libres en el anular. La continuidad del revestimiento entre tubo y tubo se garantiza mediante anillos de barrera de corrosión (CBR), especialmente diseñados, evitando así todo contacto del fluido con el metal y son terminados herméticamente en ambos extremos (Pin y Cupla).

**Ruta 7 – Parque industrial Neuquén – Neuquén (8300) – Argentina – Tel.: + 54 (299) 4413033 – 4413052
norpatagonica@lupatech.com / www.norpatagonica.com**

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



mente más débiles que los geles evaluados a temperatura ambiente; la presión de transición varía de 5.3 a 5.9 psi.

De acuerdo a los resultados, se puede afirmar que los GDC preparados en salmuera sintética del campo son estables y generan una presión de transición superior a 5 psi, suficiente para desviar el flujo del fluido de inyección para mejorar la eficiencia de barrido volumétrica; por lo tanto, los GDC preparados son buenos candidatos para su implementación en yacimiento.

Pruebas Reológicas para los GDC (preparados).

Posterior a la preparación de los GDC, se realizaron pruebas reológicas para evaluar el comportamiento de la viscosidad de estos geles en comparación con una solución de polímero de 600 ppm a *share rate* constante de $10s^{-1}$. Las curvas reológicas (figura 3 y figura 4) evidencian un claro incremento de la viscosidad de los GDC versus la solución de polímero, debido a diferentes variables experimentales, dentro de las cuales se puede nombrar el aumento de la concentración del polímero en las soluciones de GDC, el tiempo de “maduración” del GDC y la temperatura de la solución, la cual simula la temperatura de yacimiento.

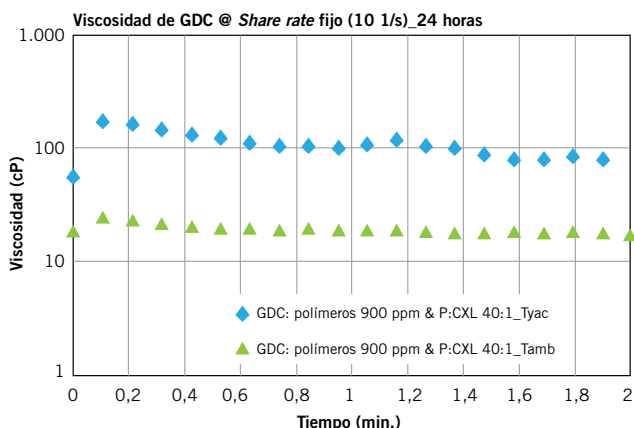


Figura 4. Reología GDC a 600 ppm.

Ensayos de Compatibilidad Fluido - Fluido. Se llevaron a cabo ensayos de compatibilidad de los fluidos involucrados en la inyección de GDC del piloto (agua de inyección, producción y crudo) para evaluar la compatibilidad del agua de inyección disponible. Los resultados obtenidos indican que no hay presencia de sólidos y la solubilidad es buena, en presencia del inhibidor de corrosión al 0.05% y el biocida al 0.1% en la solubilidad de las soluciones también es satisfactoria (condiciones normales de tratamiento).

Por otra parte, para concentraciones de inhibidor de corrosión de 0.5% y biocida al 1% (10 veces más concentrados) en las soluciones de los geles, la solubilidad es deficiente. Se observa presencia de sólidos y una alta turbidez en las soluciones. Sin embargo, concentraciones tan altas de inhibidor de corrosión y biocida solo serían posibles en casos extremos de baches aplicados desde la batería del campo.

La compatibilidad de las soluciones GDC (400 a 600 ppm) con una relación (20:1) polímero-entrecruzador frente al crudo del yacimiento no presenta una buena se-

paración de fases; por consiguiente, no se puede apreciar una interface bien definida, indicando la formación de una emulsión. Por el contrario, las soluciones GDC (400 a 600 ppm) con una relación (40:1) polímero-entrecruzador frente al crudo del yacimiento mostró una interfase bien definida e indicio de que no habrá formación de ningún tipo de emulsión. Con los resultados anteriormente expuestos se decide seleccionar como solución óptima los GDC preparados a concentración entre 400 y 600 ppm y relación polímero-entrecruzador de 40:1.

Pruebas Roca-Fluido. Una vez formulado el fluido se procedió a iniciar con las pruebas preliminares de desplazamiento, las cuales tienen como objetivo determinar el Factor de Resistencia (FR) y el Factor de Resistencia Residual (FRR) de la solución de GDC.

Prueba Estática Adsorción. Uno de los factores relevantes para el modelamiento y evaluación de este tipo de proceso es la adsorción, la cual es un indicativo cuantitativo de la cantidad de polímero que puede quedar adsorbida y/o retenida por la roca durante la inyección, por los diferentes mecanismos, principalmente adsorción, entrapamiento mecánico y/o retención hidrodinámica, como se observa en la figura 5.

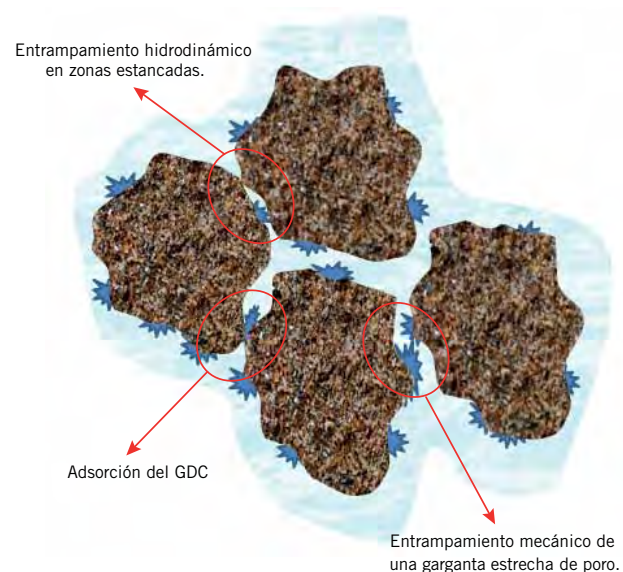


Figura 5. Mecanismos de Retención Geles de Dispersión Coloidal.

Para el desarrollo de esta prueba se tomaron cinco gramos de material sólido de roca del pozo inyector a profundidades de interés. Los resultados de la prueba se presentan en la tabla 1.


Muestra	Masa roca (gr)	Total solución (gr.)	Masa solución	Concentración residual (ppm)	Ads (MG/G)
6408-1	5,05	25,07	20,02	6,66	0,014
6408-2	5,02	25,34	20,32	7,14	0,012
6499-1	5,02	25,13	20,11	5,18	0,020
6499-2	5,02	25,10	20,08	4,91	0,021

Tabla 1. Resultados Adsorción Estática.



KAMET[®]
CALZADO de SEGURIDAD

www.kamet.com.ar

producto argentino 



El Símbolo S de la Secretaría de Comercio indica que los productos que lo llevan cumplen con las normas vigentes de fabricación y comercialización para los Elementos de Protección Personal (E.P.P.), según lo exigela Resolución N° 896/99. El Sello IRAM de Conformidad con Norma certifica el cumplimiento de la exigencia de la Norma IRAM 3.610 vigente para Calzado de Seguridad.



SISTEMA DE GESTION DE LA CALIDAD
ISO 9001: 2008 certificado por IRAM
en Diciembre de 2009.
R.I. 9000-555

Security Supply S.A.
Yatay N° 781 - B1822DXP
Valentín Alsina
Buenos Aires / Argentina
www.kamet.com.ar
info@securitysupply.com.ar
(+5411) 4208-1697

Pruebas Dinámicas. Inicialmente se realiza un diseño de las pruebas experimentales en muestras consolidadas y no consolidadas, posteriormente se procede al desarrollo de los experimentos, donde se establecen las condiciones específicas y mejores formulaciones de sistemas GDC para una aplicación dada, y mediante desplazamientos en *Coreflooding* (berea sintética, longitud 1 ft) y *Slim Tube* (arena ottawa mesh 80/100, longitud de 20 in y 40 ft) se genera el análisis del comportamiento del sistema GDC. Su objetivo fue evaluar el mecanismo de desplazamiento, determinar factor de resistencia (FR), factor de resistencia residual (FRR), eficiencia de desplazamiento y verificar retención del polímero en *Slim Tube* y *Coreflooding* para alimentar el modelo de simulación numérica.

En los diferentes ensayos la solución GDC fue pasada a través de filtros de 45 y 20 micras para retirar el polímero que no se hidrolizó completamente. Después de pasar las soluciones por el filtro de 20 micras no se observaron grumos. La figura 6 presenta un ejemplo del procedimiento realizado en un *coreflooding*, donde se realizó medición de la permeabilidad absoluta a la salmuera de yacimiento; posteriormente se realizó inyección de polímero (se inyectaron 5 volúmenes porosos de GDC madurado a caudal de 1.0 cm³/min, recolectando los efluentes cada 0.56 volúmenes porosos inyectados, obteniendo un aumento en la presión de inyección en 450 psi en promedio) y finalmente, se realizó la inyección de salmuera sintética equivalente al agua de yacimiento hasta obtener estabilidad y así calcular FR y FRR (tabla 2).

En los desplazamientos de *coreflooding* se realizó la medición de diferencial de presión en dos puntos de la muestra y en los desplazamientos de *slim tube* se realizó la medición de diferencial de presión en cinco puntos de la muestra.

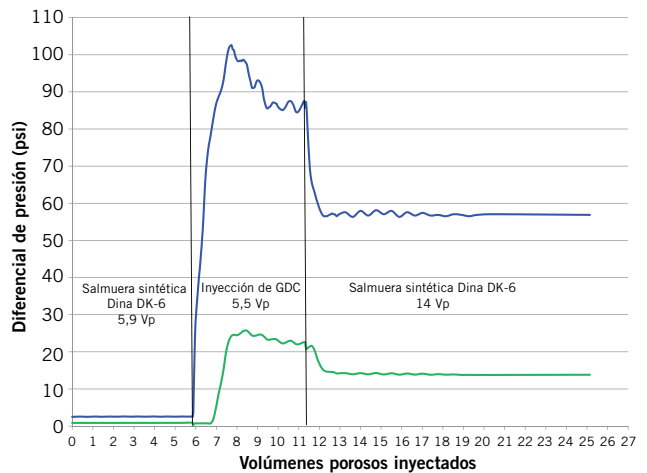


Figura 6. Diferencial de presión durante los desplazamientos GDC.

Cálculos FR y FRR

Punto de medición (cm)	30,8	13,8
Factor de Resistencia (FR)	33,0	22,0
Factor de Resistencia Residual (FRR)	12,0	16,0

Tabla 2. Cálculos de FR y FRR después de inyectar el polímero.

Plantas Industriales

Neuquén: Tel.: +54 0299 445-7000 / email: info@zoxisa.com.ar
 Comodoro Rivadavia: Tel.: +54 0297 406-0004 / e-mail: regionsur@zoxisa.com.ar
 www.zoxisa.com.ar



Revestimiento interno y externo de tubulares | Centralizadores Inyectados | Señalización



“Nuestro propósito es proteger y prolongar la vida útil de las cañerías e instalaciones con el objeto de optimizar su rentabilidad en la operación”

Revestimiento Interior ZAP-10 / ZFBE en cañerías para pozos de producción e inyección (tubing / casing)

Revestimiento exterior ZPE80 en tubing para pozos de producción e inyección

Revestimiento interior ZAP-10 en barras de perforación nuevas y usadas

Recuperación de tubing: Revestimiento interior y/o exterior PEAD ZPE80 en tubing usados para empleo de líneas de conducción

Revestimiento interior ZAP-10 y/o exterior ZPE80 en cañería nueva o usada para líneas de conducción

Revestimiento interior ZFBE en cañerías y accesorios de superficie (Preamados de Plantas, PIAS, PTC, Baterías)

Revestimiento ZFBE y/o centralizado ZK-32 en varillas de bombeo nuevas y usadas.

Fabricación de Señalización Industrial e Imagen Corporativa



Sistema de Gestión de Calidad Certificado desde Enero del 2002



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 10798

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

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

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(011) 5952-0597 - Bahía Blanca

(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia

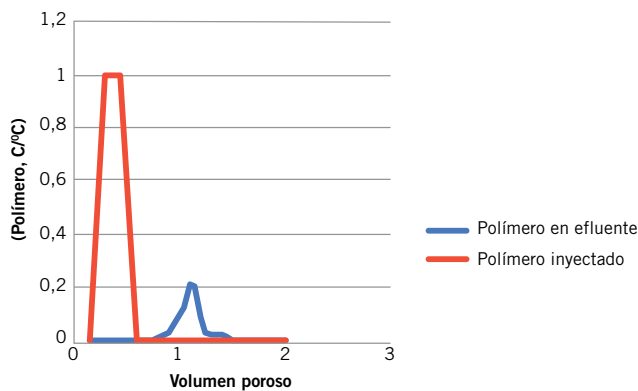


Figura 7. Adsorción/retención dinámica durante los desplazamientos GDC.

En todos los ensayos se realizó medición de la concentración del polímero inyectado y la concentración de los efluentes para inferir la adsorción/retención dinámica del proceso. La figura 7 presenta el resultado de la medición, donde se observa que la mayor cantidad de polímero inyectado es adsorbido/retenido por el medio poroso.

Finalmente, se realizó inyección de trazadores con 0.2 VP de cloruro de amonio (NH_4Cl al 3%), y se analizó el comportamiento del trazador inyectado para determinar la dispersión del medio. La figura 8 presenta el resultado de una medición donde se observa un cambio importante en el medio poroso.

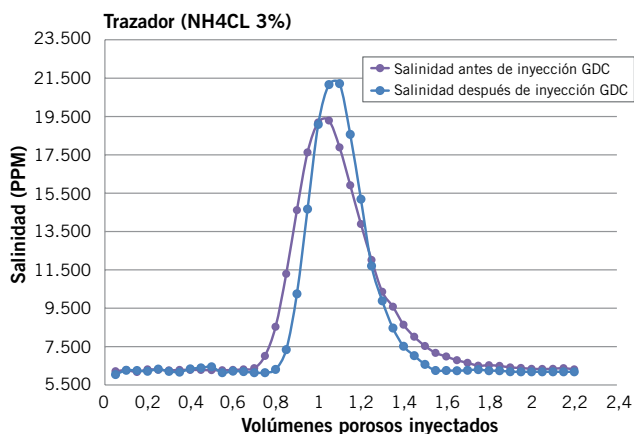


Figura 8. Salinidad antes y después de la inyección del GDC.

Modelación numérica

Posteriormente a la selección de la formulación óptima, se realizó la construcción de un modelo numérico que permitió predecir el comportamiento del piloto bajo la inyección de GDC. Esta fase incluyó análisis de sensibilidad con las variables que tienen mayor impacto sobre la eficiencia del proceso, tomando como base los datos obtenidos en el laboratorio para el modelamiento, los cuales son una parte fundamental para representar el comportamiento del proceso en el yacimiento.

Modelamiento del proceso inyección GDC. La simulación numérica fue desarrollada usando simulador comercial. El modelo numérico fue construido bajo una formulación completamente implícita, dadas las condiciones del yacimiento del campo Dina Cretáceo, el cual es

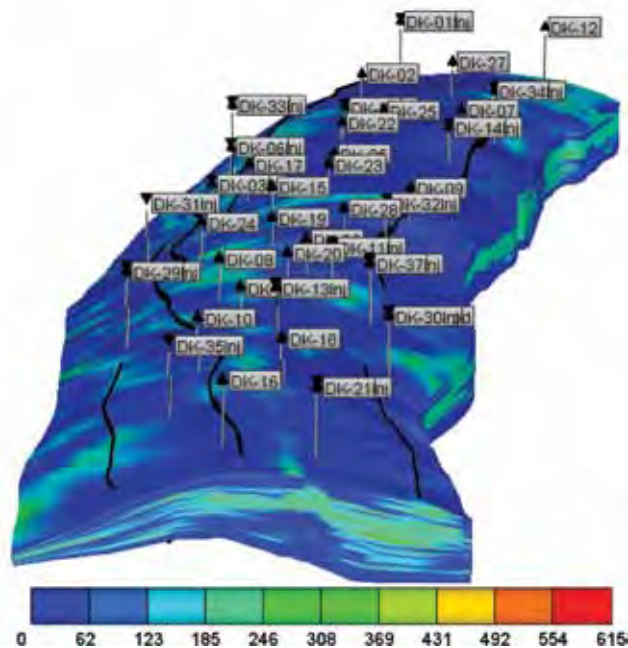


Figura 9. Permeabilidad (mD).

un yacimiento subsaturado, de aceite negro de 23.7 °API. Cuenta con un grid tipo *Corner Point* y un modelo geostadístico para las distribuciones de las propiedades petrofísicas. Las fases presentes son petróleo, agua y gas. El modelo está dividido en diferentes regiones: una región PVT, seis regiones de saturación, las cuales se encuentran caracterizadas con una curva de permeabilidad relativa para cada unidad de flujo, una región de equilibrio y ocho sectores, cada una de las cuales presenta un grupo de propiedades específicas con el fin de garantizar la mejor representación del yacimiento (figura 9).

El modelo cuenta con un total de 37 pozos, de los cuales se encuentran 13 productores y 11 inyectores activos. La temperatura del yacimiento es 152 °F. El sector piloto se denominó DK-03 y cuenta con un pozo inyector y 3 productores. El volumen de tratamiento a inyectar representa el 5% del volumen poroso del sector a concentración 400 ppm, relación polímero entrecruzador 40:1 y tasa de inyección de 1.000 a 1.500 Bbl/d. Actualmente la malla presenta un refinamiento de 2 x 3 en dirección i, j, en las cuales se encuentran ubicados los pozos pertenecientes al piloto DK-03; dicho refinamiento equivale a 13.230 celdas para un total de 83.230 celdas.

El refinamiento fue construido con el objetivo de representar con mayor exactitud el comportamiento del frente de desplazamiento del fluido entre el pozo inyector y los productores del piloto DK-03. El proceso de inyección de GDC se simula a partir de mayo de 2011, a tasa de 1.000 Bbl/día y concentración de 400 ppm; posterior al año de inyección del gel se continúa con la inyección de agua a tasa de 2.500 Bbl/día, para hacer finalmente predicción del proceso hasta mayo de 2021 (10 años).

El modelamiento de la viscosidad del GDC se realizó con dos metodologías. En la primera, la viscosidad en la cara del pozo inyector es cercana a la viscosidad del agua, y en el resto de yacimiento es de 30 cP de acuerdo

a la concentración del GDC y su naturaleza de fluido viscoelástico. En la segunda, se integraron y desarrollaron estrategias de simulación numérica que combinan esquemas de inyección de dos o más componentes (reactivos) que generan el GDC (producto), incorporando cinética de gelificación y el ajuste numérico de los ensayos de laboratorio obtenidos en las fases previas.

Como resultado al tratamiento, se espera un incremento en la presión de inyección, incluso usando la misma tasa de inyección de agua que se inyectaba antes del tratamiento (debido al mejoramiento de la eficiencia volumétrica), lo cual en la mayoría de los casos es indicativo de la divergencia generada en el proceso de desplazamiento. Finalmente, el banco de petróleo que va a ser desplazado por la redistribución de la inyección de agua, se verá reflejado con mayor impacto en los pozos productores que han sido confinados, presentando un aumento en la producción de petróleo. La figura 10 presenta el FRR generado por la inyección de GDC y la ubicación de los pozos pertenecientes al piloto para la inyección del tratamiento (distancia promedio de 1.000 ft entre el pozo inyector y los productores).

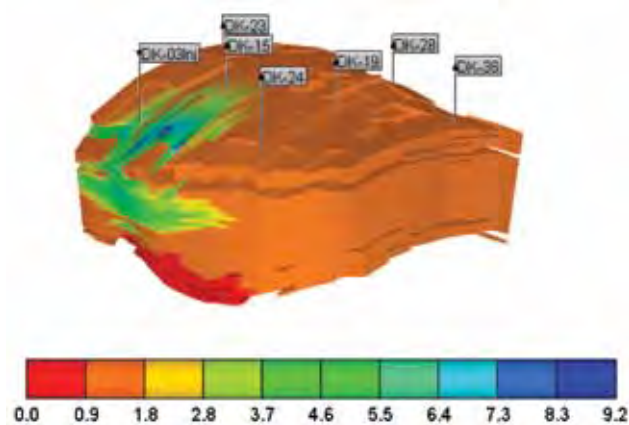


Figura 10. Sector Piloto DK-3.

Análisis de Sensibilidad para un proceso inyección GDC: Dentro del análisis realizado al modelo se tuvieron en cuenta las variables principales que inciden

en la cantidad de petróleo recuperable. Sin embargo, otras variables como la BHP traen, junto con su disminución, un incremento en las tasas de producción de petróleo, teniendo en cuenta las restricciones operacionales reales de los pozos y el comportamiento del proceso de inyección de GDC.

Las variables seleccionadas para realizar el análisis de sensibilidad son producto de la evaluación de los resultados experimentales y del trabajo realizado durante el modelamiento numérico, de lo cual se pudo deducir que los parámetros claves que mayor impacto tienen sobre el comportamiento de la producción con el tratamiento son principalmente: la adsorción máxima, el factor de resistencia residual, el volumen poroso accesible y la tasa de inyección. El comportamiento de la tasa de inyección indica que a una mayor tasa de inyección se obtendrán mayores tasas de recuperación de petróleo (figura 11).

El comportamiento de la adsorción indica que a una mayor proporción de adsorción se obtendrán menores tasas de recuperación de petróleo. Este comportamiento se atribuye a que el GDC está siendo en gran parte retenido por la superficie de la roca y no alcanza a moverse dentro del yacimiento para obtener un frente de barrido más homogéneo para el desplazamiento del crudo (figura 12).

Con el volumen de poro accesible se pudo observar

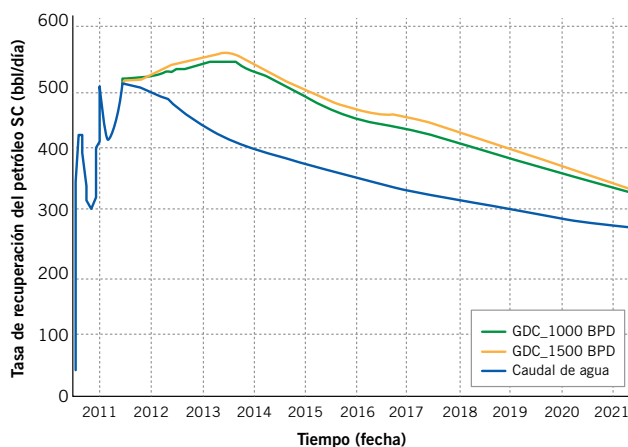


Figura 11. Sensibilidad Tasa de Inyección.

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



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

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

Teléfono
(54-11) 5352-7777

Fax
(54-11) 5256-6319

website
www.vyp.com.ar

email
info@vyp.com.ar

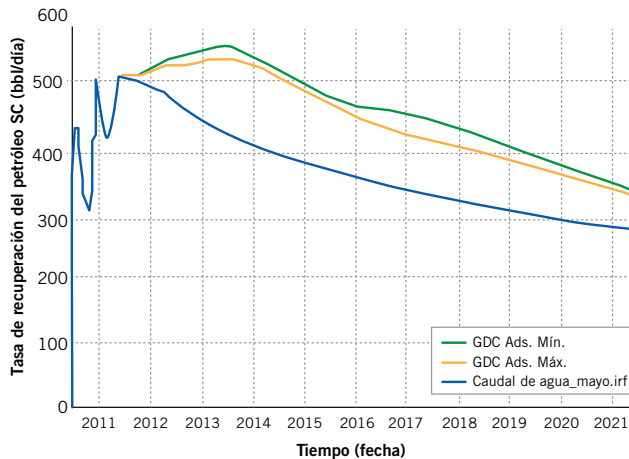


Figura 12. Sensibilidad Adsorción GDC.

que la disminución de este parámetro originó en los pozos que se encuentran cerca del pozo inyector DK-03 tiempos de respuestas más cortos, con un aumento significativo en la tasa de recuperación de petróleo; la respuesta a esta sensibilidad está gobernada bajo la ley de Darcy, principalmente por la longitud y el diferencial de presión, ya que el GDC se desplaza hacia las zonas en donde se encuentran mayores diferenciales de presiones y altas permeabilidades.

En cuanto al comportamiento del factor de resistencia residual, se ha podido observar que el incremento de este valor está directamente relacionado con el aumento de la tasa de recuperación de petróleo; sin embargo, dicho incremento es inversamente proporcional al tiempo de respuesta del proceso de inyección, como se observa en la figura 13, por lo cual, es recomendable realizar las pruebas de laboratorio necesarias que permitan establecer los rangos más reales posibles del factor de resistencia residual de la roca, para modelar en forma más precisa el proceso de inyección de GDC.

El factor de resistencia residual se modeló entre un rango de 1.5 a 10, donde con un alto FRR se obtienen incrementales de petróleo más altos pero con tiempos de respuestas mayores; esto se debe a que la inyección de GDC ocasiona cambios en la relación de la movilidad del

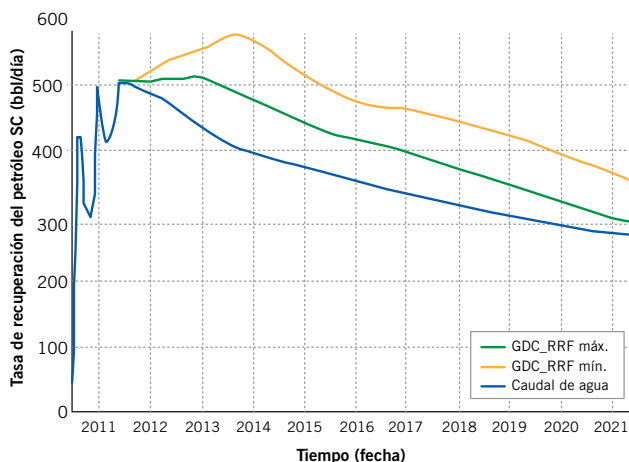


Figura 13. Sensibilidad Factor de Resistencia Residual (FRR).

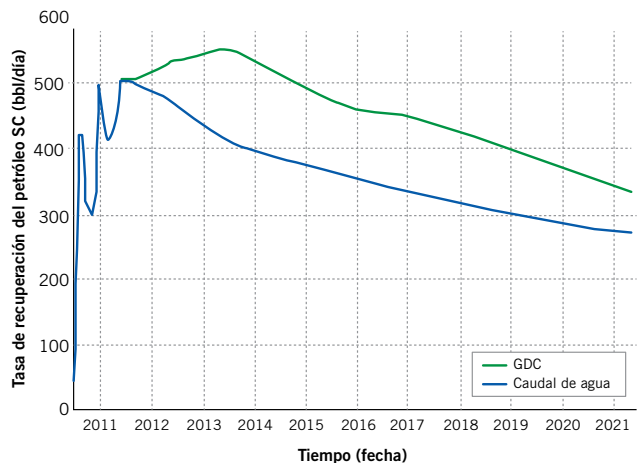


Figura 14. Resultados Modelamiento numérico piloto DK-3.

agua antes y después de la inyección de los geles de polímero, por el incremento de la viscosidad del agua atribuida al alto peso molecular del polímero y la reacción con el entrecruzador, que ayuda a mejorar el frente de desplazamiento y la eficiencia de barrido volumétrica.

Los resultados de sensibilidad indican que entre menor sea la adsorción y mayor sea el factor de resistencia residual mayor será la eficiencia del proceso para garantizar un perfil de desplazamiento más homogéneo, que permita barrer aquellas zonas de baja permeabilidad que inicialmente no lograron ser alcanzadas con el proceso de inyección de agua convencional, lo cual se constituye en un incremento de la eficiencia de barrido volumétrico y por tanto del factor de recobro.

Resultados de Modelación numérica: los resultados del piloto DK-03 de inyección de geles de dispersión coloidal del Campo Dina Cretáceo con corte a mayo de 2021 indican un incremento de 5.35% del factor de recobro, equivalente a un volumen de producción incremental de petróleo de 350,000 Bbl (figura 14), y una disminución en el corte de agua del 1% equivalente a 440,000 Bbl (figura 15).

Finalmente, con el modelamiento numérico y un análisis financiero se corroboró que esta tecnología es la más

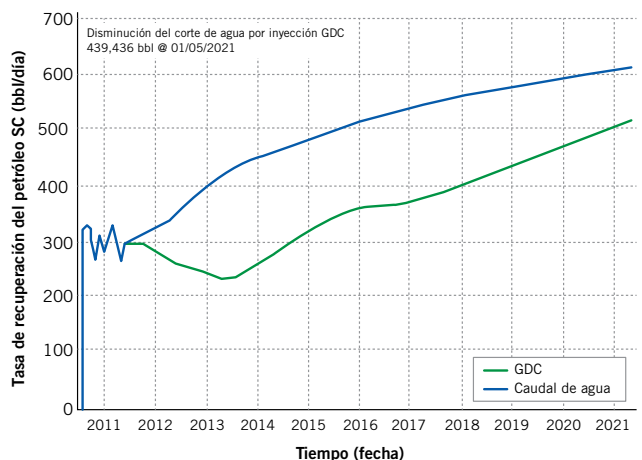
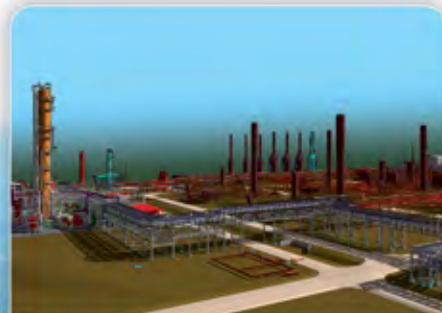


Figura 15. Corte de agua piloto GDC DK-03.

CONSTRUIMOS CON TECNOLOGÍA PARA GENERAR VALOR



LOS GRANDES DESAFÍOS SON NUESTRA META

Ingeniería y Construcción para el Mercado Global de la Energía.

- Ejecución de proyectos en Latinoamérica, Europa y Medio Oriente.
- Más de 100 plantas construidas y actualmente en operación.
- Especialización en plantas modulares.
- Ingeniería, Compras, Construcción y Puesta en Marcha completamente integradas.



factible para el campo, puesto que con ella se obtienen factores de recobro incrementales de alrededor del 5.35% con tiempos de respuesta que oscilan entre 6 y 9 meses y baja inversión, lo cual lo define como un proceso técnica y económicamente viable.

Ejecución del piloto en campo

El 9 de junio de 2011 se inició la inyección de GDC; primer piloto de Recobro Mejorado *CEOR* de ECOPETROL S.A., a una tasa de inyección de 1.500 BPD, concentración de 400 ppm y relación polímero-entrecruzador 40:1 en el pozo DK-3.

La ejecución en campo se está llevando a cabo por parte de una empresa especializada en la aplicación de esta tecnología. La tabla 3 presenta el diseño inicial del proceso.

Diseño inyección piloto DK-03 (5% vp)

# Etapa	Vol. [Bbls]	Conc. Polímero [ppm]	% Vol. del tratamiento
1	120,000	400	30
2	180,000	550	45
3	100,000	650	25
Total	400,000		100

Tabla 3. Diseño inicial inyección GDC piloto DK-03.

Durante la ejecución del piloto de inyección de GDC se han modificado parámetros operacionales para el control del límite de presión y la eficiencia del proceso. Si bien es cierto que se cuenta con un estudio experimental y numérico para la implementación de esta tecnología (que brinda un panorama del posible comportamiento del yacimiento con la inyección), también lo es que es un proceso en el que influyen gran cantidad de variables estáticas y dinámicas. Por lo anterior, se puede afirmar que el diseño de esta clase de procesos se debe variar durante la ejecución, dependiendo del comportamiento del mismo.

Como se observa en la figura 16, los cambios operacionales que se han realizado durante el desarrollo del proyecto se resumen principalmente en la disminución de la tasa de inyección de GDC, variación en la relación polímero-entrecruzador y tratamientos de hipoclorito para evitar taponamiento de la cara de la formación en el pozo inyector y mantenerse por debajo del límite ope-

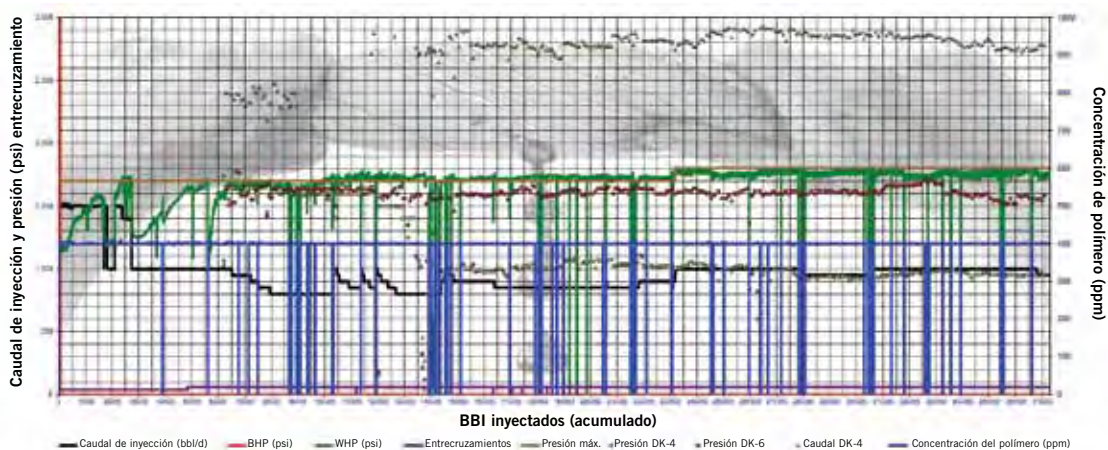


Figura 16. Proceso inyección GDC piloto DK-03.

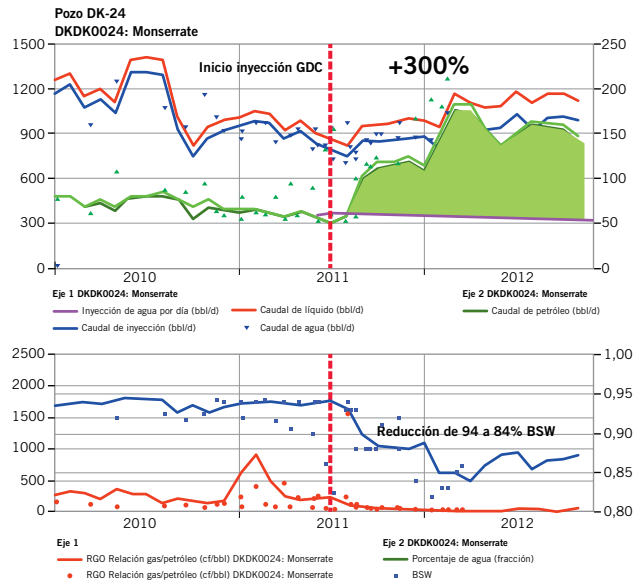


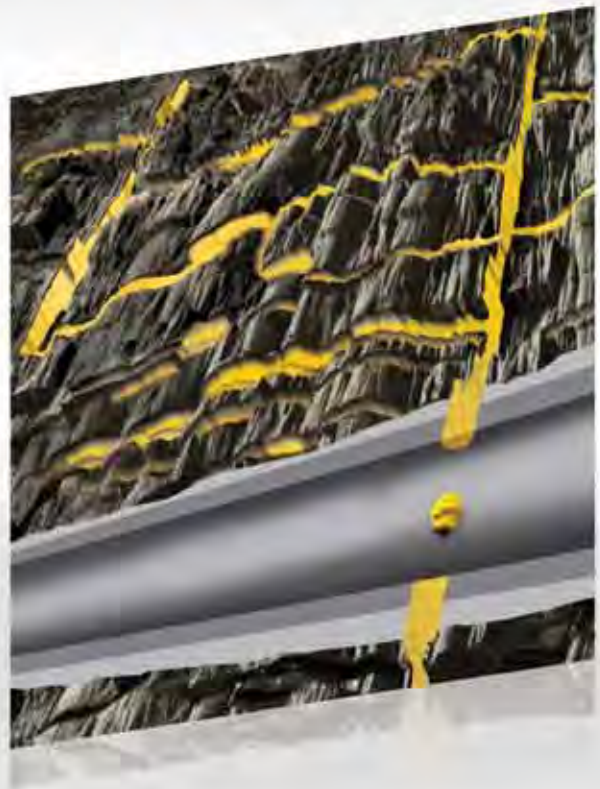
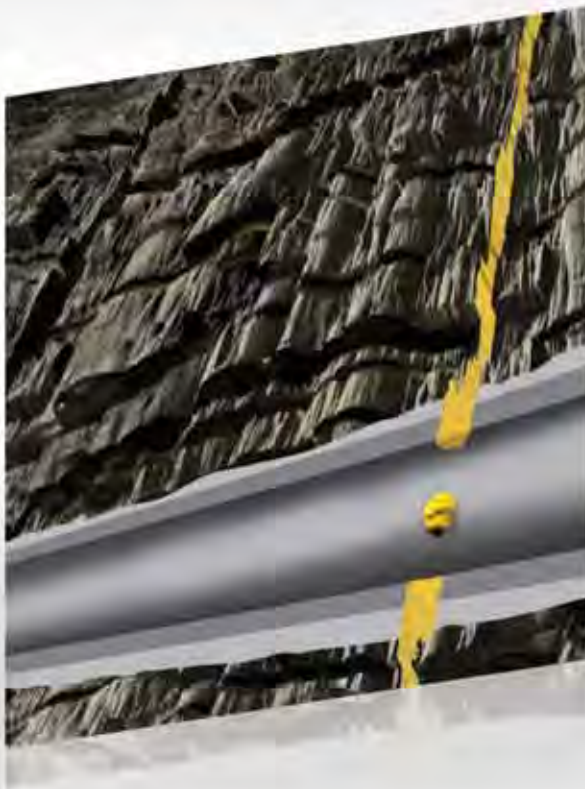
Figura 17. Resultados de producción obtenidos en el piloto DK-3.

racional de presión. Después de inyectar 60,000 Bbl de GDC, se realizó mejoramiento de la calidad del agua de inyección, el contenido de grasas y aceites bajó de 150 ppm a 5 ppm generando estabilidad del proceso.

Resultados

El objetivo principal de la infraestructura instalada en el sur del país es incrementar en un 5% el factor de recobro del área intervenida, de acuerdo con los resultados de la fase piloto que ha generado aumentos de producción en un 300% y disminución del corte de agua en un 10%. La figura 17 presenta la curva base y la curva incremental obtenida de uno de los pozos influenciados por el proceso.

A la fecha se han inyectado 436.000 Bbl de GDC y se han producido 43,000 Bbl de petróleo incremental de los 350,000 esperados (incremento de 5.35% del factor de recobro). Debido a los buenos resultados se tomó la decisión de inyectar un 5% adicional del volumen poroso en el sector piloto DK-3; adicionalmente se diseñó la expansión del proceso en los pozos DK-4, DK-6 y DK-32 de este



Observando uno y otro, no hay duda cuál será el mejor productor.

Siendo el único servicio de su tipo, la estimulación AccessFrac™ de Halliburton entrega de forma confiable un volumen empaquetado maximizado en la fractura para mejorar la productividad a largo plazo. Para ello, el servicio AccessFrac provee un acceso completo a las complejas redes de fractura en formaciones no convencionales – incrementando significativamente el contacto con el reservorio. En efecto, una mejor distribución del agente de sostén puede reducir el volumen requerido e incrementar eficiencia. Adicionalmente, la conductividad efectiva a medida del servicio AccessFrac –posible debido a la tecnología única de bombeo y divergencia – permite flujos máximos de petróleo y gas al pozo.

¿Cuál es su desafío de estimulación?

Para soluciones, visite halliburton.com/AccessFrac

Solving challenges.™

HALLIBURTON

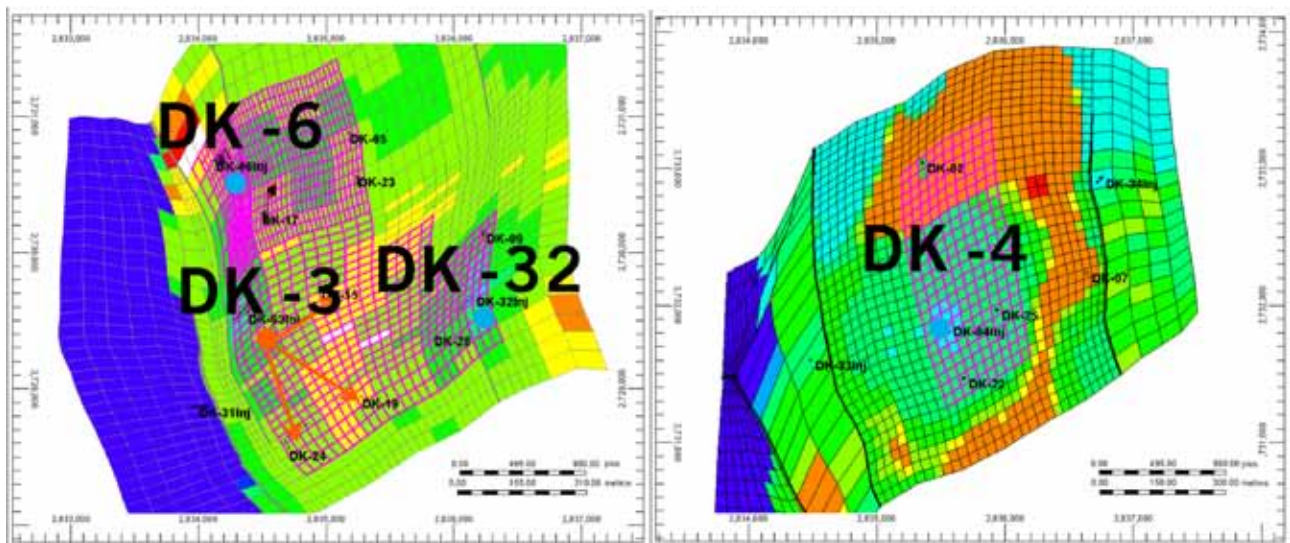


Figura 18. Diseño de expansión GDC.

campo (figura 18) y también en otros campos del país.

A partir de los resultados de producción obtenidos, utilizando los costos totales y un análisis financiero, se evidencian los beneficios económicos del piloto ejecutado. En términos de valor presente neto y de eficiencia de la inversión los valores resultantes son de 4.35 millones de dólares estadounidenses y 2.9 respectivamente (4.6 dólares por barril incremental de petróleo). La iniciativa le brinda a Colombia nuevas herramientas para la búsqueda, selección, adaptación, desarrollo y aplicación de tecnologías EOR.

Conclusiones

La factibilidad técnica de un proceso de inyección GDC se debe realizar incorporando ensayos de laboratorio que incluyan pruebas de compatibilidad fluido- fluido y roca- fluido en condiciones similares a las del yacimiento. Desarrollar un análisis completo de las propiedades estáticas y dinámicas del proceso de inyección GDC contribuye a disminuir la incertidumbre asociada durante la implementación del proceso en campo.

Desde el punto de vista de simulación numérica, la implementación de procesos de inyección GDC es una solución técnica y económicamente viable en campos sometidos a proceso de inyección de agua con alto grado de heterogeneidad, saturaciones de petróleo considerables y altos cortes de agua.

La función principal de un proceso de inyección GDC es mejorar la eficiencia de barrido volumétrica al bloquear las gargantas de poro acuatizadas en la roca matriz con los microgeles y, a su vez, mejorar la relación de movilidad con la ayuda del polímero que los transporta.

Basados en las condiciones actuales en el Campo Dina Cretáceo, se identificó, diseño (ensayos de laboratorio y simulación numérica) y se ejecuta actualmente el primer proceso EOR mediante inyección de GDC de Ecopetrol S.A., con el objetivo de mejorar la eficiencia de barrido volumétrica debido a la adsorción en el medio poroso y al mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento, producto de una disminución en la relación de movilidad causada por polímero que transporta los microgeles. ■

Agradecimientos

Los autores agradecen a Ecopetrol S.A. por permitir la publicación de estos resultados y por su generoso apoyo durante todo el proyecto, especialmente a la Gerencia de Yacimientos (GDY), Superintendencia Huila – Tolima (SOH) y al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Se expresa también gratitud a la Compañía Tiorco, por el acompañamiento, seguimiento y soporte en el diseño y ejecución en campo.

Bibliografía

- Smith, J.E. et al., "Laboratory Studies of In-Depth Colloidal Dispersion Gel Technology for Daqing Oil Field". SPE 62610. 2000.
- Sandoval, J.R., et al., "Dina Cretáceos Field Chemical EOR: From Screening to Pilot Design", SPE-139200-MS. 2010.
- Castro R., et al., Ecopetrol S.A. UIS "Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (GDC) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica". 2011.
- Smith, J.E., "The Transition Pressure: A Quick Method for Quantifying Polyacrylamide Gel Strength". SPE-18739. 1989.
- Spildo, K., "Propagation of Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Laboratory Corefloods" SPE 129927. 2010.
- Denney, D. et al., "Nanosized particle for EOR" SPE 129933. 2010.
- Diaz, D. et al., "Colloidal Dispersion Gels improve oil recovery in a heterogeneous Argentina Waterflood". SPE 113320. 2008.
- Norman, C. et al., "Condiciones técnicas para el Diseño de los Proyectos de polímero y Microgeles". Notas Técnicas Tiorco, 2007.
- Ranganathan, R. et al., "An experimental study of the In situ Gelation Behavior of a Polyacrylamide/Aluminum Citrate Colloidal Dispersion Gel in a Porous Medium and its aggregate growth during gelation reaction" (SPE 37220-MS 1997)
- Seright, R.S., "Propagation of an Aluminum-Citrate-HPAM Colloidal-Dispersion Gel Through Berea Sandstone", second annual report (DOE/BC/14880-10), 1995.
- Walsh, M.P., et al., "Chemical Interactions of Aluminum-Citrate Solutions with Formation Minerals." SPE- 11799. 1983.



Yo elijo Skanska

Mariano Patrono, Supervisor de taller

Como más de 6.000 personas que todos los días trabajamos en 70 obras y servicios en el país.

SKANSKA

www.skanska.com



Terminación y producción de yacimientos de arenas no consolidadas de la Formación Centenario

Por *Ing. Mariano Montiveros, Ing. Lucas Echavarría, Ing. Damián Fernandez, Ing. Marcelo Saez e Ing. Rocío Ortiz Best* (Pluspetrol S.A.)

El objetivo de este trabajo es exponer las técnicas de terminación y producción utilizadas en pozos productores e inyectores, en yacimientos de arenas no consolidadas en su fase inicial.

Básicamente, la técnica de terminación, ensayo y estimulación de pozos consiste en la generación de pequeñas cavernas radiales o huecos de gusano (*wormholes*) en la zona cercana al pozo, para favorecer el aporte del reservorio. Se trata de punzar y ensayar hasta alcanzar los parámetros preestablecidos. De acuerdo con el tipo de arena y tipo de petróleo que se espera, se trabaja en la elección de las cargas y cañones, ya sea para favorecer el diámetro o la penetración.

Se busca con ello lograr una recuperación o producción controlada de arena de formación mediante los diferentes ensayos, para facilitar la “entrada” de fluidos al pozo, y obtener en principio altos porcentajes de arena hasta lograr una estabilización en torno a un porcentaje manejable por el sistema de extracción.

De acuerdo con datos propios e históricos de la anterior operadora, ese tiempo de terminación puede variar entre cuatro y seis días en promedio por pozo.

El método de producción corresponde a *CHOPS* (por la sigla de "producción de petróleo pesado en frío con arena", expresada en inglés: *cold heavy oil production with sand*). Se utilizan como sistema de extracción, mayoritariamente bombas PCP y un piloto reciente de bombas mecánicas del tipo *lubri plunger* y bombas Charge PCP.

En lo que respecta a pozos inyectoros, se busca el mismo efecto, pero en sentido inverso. Es decir, generar esas pequeñas cavernas mediante ensayo, para luego favorecer la inyección de agua.

Como conclusiones de estas técnicas, se ha llegado a que la producción de arena en estas áreas es un componente necesario. Genera estimulación que incrementa la productividad, dadas la viscosidad del crudo y la baja presión de reservorio. Se planteó que el sistema de extracción artificial por cavidades progresivas (PCP) es el indicado para este tipo de explotaciones. Con esta técnica han sido terminados los actuales 480 pozos productores y 260 pozos inyectoros, en un lapso de 6 años, alcanzando un pico máximo de producción de 5.000 m³/d de petróleo.

Comienzo de los trabajos

Los yacimientos El Corcobo Norte y sus aledaños, Jagüel Casa de Piedra, Cerro Huanul Sur, Puesto Pinto, El Renegado y Gobernador Ayala Este, se encuentran en las áreas CNQ-7/A, CNQ-7 y Gobernador Ayala III, ubicadas al norte del Río Colorado, en las provincias de Mendoza y La Pampa.

La compañía Petro Andina Resources Ltd. inició la operación en estas áreas en el año 2004, adquiriendo el 50% de los bloques exploratorios en el margen NE de la cuenca Neuquina. Se conformó un grupo societario con Repsol-YPF en el área CNQ-7/A y con Repsol-YPF y Petrosbras en el bloque CNQ-7. En el 2007 obtuvo la operación de Gobernador Ayala III en sociedad con Enarsa y Raiser. En el año 2009 Petro Andina Resources Ltd vendió sus activos en Argentina a Pluspetrol S.A., la actual operadora.

La exploración en estas áreas comenzó en 1964, y fue el pozo Jagüel Casa de Piedra (JCP).x-3, perforado por YPF en 1984, el primero en evidenciar la presencia de petróleos pesados en condiciones de subpresión y en reservorios no consolidados, proclives a producir arena. La magra producción resultante y la escasa dimensión de la acumulación definida por 3 pozos de avanzada (JCP.a-4, a.5 improductivos, y a.6 el que ensayó petróleo y agua) llevaron a que esta región de borde de cuenca quedara fuera del interés exploratorio.

El hallazgo de petróleo del pozo JCP.x-3, circunscripto a un pequeño cierre estructural, fue la base de una intensa campaña de exploración iniciada por Petro Andina Resources Ltd. en el 2004, que tomó la ventaja de que los objetivos son someros (~650 mbbp), obteniendo la primera etapa exploratoria resultados económicos. En este lapso se descubrieron trampas estratigráficas que superan los 550 MMBs de petróleo original *in situ* (POIS).

Los principales reservorios en el área son areniscas no

consolidadas de la Formación Centenario, con un 60% de las reservas en el Miembro Inferior y el resto en el Miembro Superior. Los reservorios de mejor calidad, tanto del Miembro Superior como Inferior, corresponden a depósitos de canales fluviales de planicie costera; la profundidad promedio de los reservorios es 600 m. La porosidad promedio es 30% y la permeabilidad varía entre 0.5 y 4 Darcy, siendo el promedio 1 Darcy.

El espesor útil promedio es 8 m, y el mayor espesor es de 18 m. El petróleo tiene una gravedad API de 19° y viscosidad *in situ* entre 160 y 270 cP, si bien han sido hallados petróleos pesados de varios rangos. La presión original de reservorio es de 30 kg/cm² (subhidrostática) a una profundidad promedio de 650 m.

Desarrollo del área

La estrategia de trabajo empleada desde el inicio de la explotación surgió a partir del estudio de las etapas de exploración y desarrollo de campos análogos del oeste de Canadá. Se tomó la decisión de probar, en un período menor a 3 años, aquellas tecnologías que habían demostrado ser exitosas comercialmente. De esta manera, además de las técnicas *CHOPS* e inyección de agua, que se describirán en detalle más adelante, se realizó un piloto de inyección continua de vapor, cuatro pilotos de inyección cíclica de vapor y un piloto de perforación horizontal, los cuales se ejecutaron en paralelo a la etapa de delineación, pero fueron desestimados para la etapa de desarrollo.

La ubicación geográfica de estos yacimientos, como se mencionó líneas arriba, es al norte del Río Colorado, abarcando parte del sur de la provincia de Mendoza (Departamento Malargüe) y el este de la provincia de La Pampa (Departamento Puelén). En la figura 1 puede verificarse tal ubicación.

Las características del petróleo antes mencionadas, sumadas a la baja presión del reservorio y relativamente altos caudales de producción (50 m³/d de líquido en promedio), resultaron al comienzo en fuertes declinaciones de producción, por lo que a fines del año 2005 se implementó el primer piloto de inyección de agua para mantenimiento de presión en el yacimiento JCP.

La decisión de realizar este piloto se apoyó en estudios de petrofísica, que mostraban una roca fuertemente mo-
jable al agua mediante la determinación de propiedades petrofísicas realizadas en una corona obtenida en el pozo

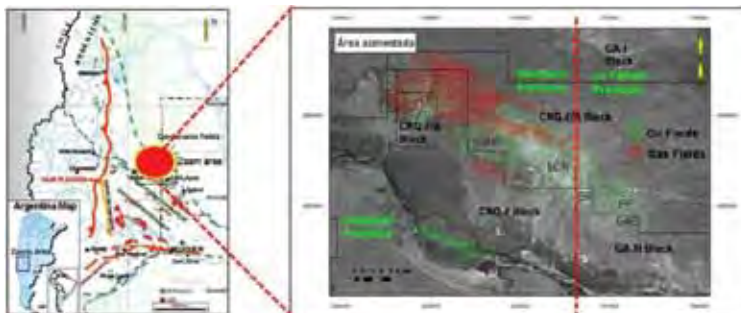


Figura 1. Recuperación secundaria.

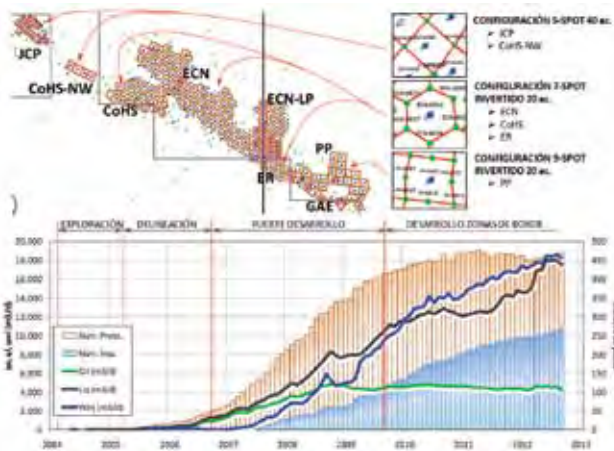


Figura 2. Historia de producción de toda el área. Configuraciones de pozos empleadas para recuperación secundaria.

JCP.x-7, única disponible en aquel momento. Esta característica, que luego fue confirmada en otros 19 pozos coroneados, permitió calcular Relaciones de Movilidades (M) cercanas a 2.5 al momento de la irrupción del frente de agua, lo que resulta en muy buenas respuestas a la inyección, en las que pueden identificarse las etapas típicas de respuesta a la recuperación secundaria (Baker, 1997).

Mediante la combinación de las técnicas *CHOPS* e inyección de agua se han logrado Factores de Recuperación mayores al 20% en las zonas más maduras en solo 6 años de producción. La configuración de pozos empleada es mayormente 7 spot invertido con un espaciamiento de 20 ac. Los yacimientos ECN, ER y CoHS están desarrollados casi exclusivamente con esta configuración, mientras que el yacimiento JCP utiliza un esquema 5-spot a 40 ac, y en el yacimiento PP actualmente se usa 9-spot invertido, pero se está migrando hacia un arreglo Line Drive, con los inyectores ubicados en el eje de los canales arenosos.

La figura 2 ejemplifica estas configuraciones y muestra además la historia de producción de todos los yacimientos en estudio en conjunto. La producción en noviembre de 2012 fue de 4,215 m³/d de petróleo con 470 pozos productores activos. La inyección ascendió a 18,600 m³/d distribuida en 269 pozos inyectores.

Metodología *CHOPS*

La técnica de *CHOPS* (Cold Heavy Oil Production with Sand) consiste en la producción de fluidos del reservorio con parte del mismo. O sea que la producción de líquidos en este caso viene acompañada de arena de formación. Esta arena no forma parte de la "matriz" del reservorio sino de material

Llevamos 37 años trabajando para satisfacer las demandas más exigentes de la industria del petróleo y el gas.

Ingeniero Luis Huergo 3020
Zona Oeste Parque Industrial Neuquén
(8300) Neuquén / Patagonia Argentina
Tel.: + 54 299 441 3115 Rotativas
administracion@nicastrojose.com.ar
www.nicastrojose.com.ar

TORNARÍA EL CÓNDOR
de José Nicastro

>> Trabajo en equipo.

Porque trabajar en equipo es parte de nuestra filosofía, comprometiendonos unos con otros para alcanzar los objetivos. **Eso nos da seguridad. Y también nos permite darla.**

Equipos de Perforación y Workover .



**NABORS
INTERNATIONAL ARGENTINA S.R.L.**

parcialmente adherido a ella, que se desprende y viaja por las nuevas gargantas porales que se van abriendo. La producción de esta arena genera gargantas o cavidades en el reservorio de mayor tamaño que las originales, las que dan lugar a la aparición de los mencionados “huecos de gusano” o *wormholes*. Estas gargantas de mayor tamaño son las responsables de que los pozos puedan producir.

Al irse creando estos huecos de gusano a medida que avanza la producción, se genera una estimulación constante del reservorio, al principio en la zona cercana al pozo y luego, con el avance de la producción, en zonas un poco más retiradas del mismo.

A continuación se describirán las técnicas que se llevan adelante para la estimulación en la zona cercana del pozo, estimulación que se alcanza casi en un 80% solo en la terminación.

Estimulación de la zona cercana del pozo - Terminación

Básicamente, la terminación está compuesta por dos etapas principales, tales como el punzado y el ensayo.

Punzado

Para la operación de punzado de la zona de interés, en primer lugar se lleva a cabo una preparación del pozo. Se efectúa un intercambio del fluido de perforación remanente en el pozo por agua tratada con cloruro de potasio, en una cantidad del 2%. Esto se realiza para no provocar más daño a la zona de interés que el inducido durante la perforación del pozo.

Al ser reservorios subpresurizados, al punzar, necesariamente el fluido del pozo invadirá el reservorio. Es por esta razón que se busca que ese fluido sea lo menos nocivo posible. Una vez que en el pozo hay fluido limpio se lleva adelante la tarea del punzado. Los cañones que se utilizan, tanto para pozos entubados con tubería revestidora de 7 pulgadas (177.8 mm de diámetro exterior) como de 5,5 pulgadas (139.5 mm de diámetro exterior), son cañones de 4 pulgadas (101.6 mm) y las cargas son de 32 gramos con una distribución de 4 tiros por pie (13.3 tiros por metro). Esta distribución de cargas da una fase de tiros de 90 grados. En ciertas ocasiones se utilizó una fase de 60 grados y cargas de 39 gramos, sin observar resultados significativamente diferentes.

Para casos especiales de punzados en zonas aun más someras que los grupos de la Formación Centenario, precisamente del Grupo Neuquén, se han utilizado cargas del tipo “Big Hole” a una densidad de tiros tres veces mayor, con resultados aceptables. Estas cargas poseen una menor penetración, pero de un diámetro 50% mayor.

Ensayos; progresión y elementos

Con el pozo punzado en sus zonas de interés se procede a la tarea del ensayo. Durante este se efectúa la estimulación de la zona punzada, tan solo con la producción de fluidos del reservorio. Es decir, se provoca la mayor producción de arena de la fase temprana del pozo.

Pozos productores

Para pozos productores, de acuerdo a ensayos de “prueba y error”, y luego de correlacionar los resultados con datos de coronas, prestaciones del sistema de extracción y costo del equipo de torre, se llegó a que el tiempo de ensayo óptimo del pozo radica en torno a las 36 horas. Sin embargo, es necesario lograr una estabilidad en el porcentaje de producción de arena. En un principio, se planteó un porcentaje del 1% de producción de arena durante 6 horas consecutivas, habiendo cumplido las 36 horas establecidas. Este requisito, a veces, extendía los ensayos en el tiempo y no permitía una optimización del recurso dado por el equipo de torre. Entonces, se probó aumentando este porcentaje estabilizado al 2%. Con este antecedente, se propuso ir un poco más allá, y este porcentaje se aumentó al 3%; y se obtuvo una reducción de aproximadamente 1.5 días de tiempo de equipo de torre (ver figura 3).

Aun con este último porcentaje de arena en las horas finales del ensayo no se han verificado aprisionamientos de la bomba de cavidades progresivas (Bomba PCP), por lo que se adoptó esto último como criterio final hasta el momento.

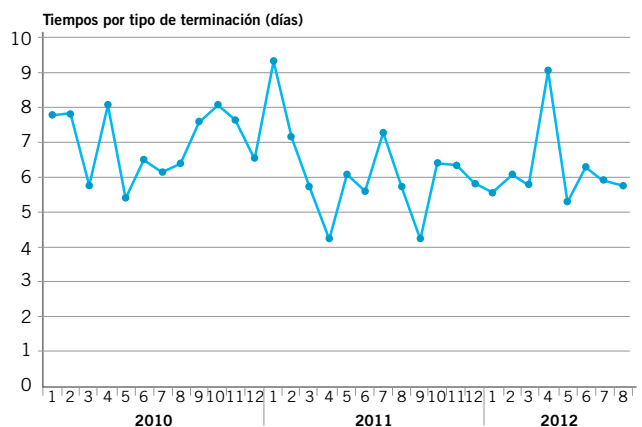


Figura 3. Tiempos de terminación.

En cuanto a la progresión del ensayo, en zonas en donde se presume que no se ha tenido una respuesta de recuperación secundaria, se ensaya sin restricciones de

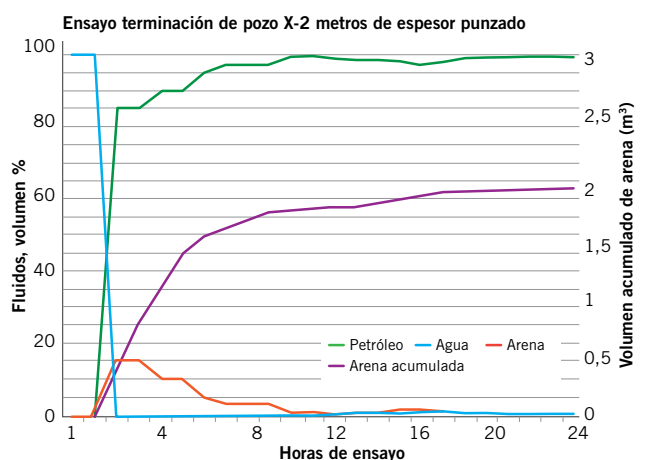


Figura 4. Progresión de ensayo.



EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA S.E

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



caudal. En cambio, en zona bajo afectación de recuperación secundaria, se busca establecer un caudal máximo recomendado, aun en el ensayo, para prevenir un aporte excesivo de arena que pueda dar lugar a la formación de una línea preferencial de flujo, provocando una ineficiencia en el barrido de los fluidos del reservorio.

En caso de que el pozo quede sin aporte de fluidos, se detiene el ensayo y se inyecta por el espacio anular un volumen equivalente a la capacidad del pozo más 10 m³ de agua, al máximo caudal, sin superar los 45 kg/cm² (44.1 kPa) de presión en boca de pozo. Con este bombeo de agua se busca generar un disturbio en la cara de la formación, de forma de “destapar” la misma, removiendo la acumulación de arena y, de esta manera, restablecer la producción.

Se puede verificar en la figura 4 una progresión de un ensayo de un pozo tipo de las áreas en estudio.

Pozos inyectoros

Para pozos inyectoros de agua para recuperación secundaria, la fase de estimulación temprana cuenta con una importancia aun mayor que en los productores, puesto que será la única vez en la que el reservorio tendrá líneas de flujo hacia el pozo. Es por ello que el tiempo de ensayo en este caso es de 48 horas.



Figura 5. Porcentajes de fluidos.



Figura 6 y 7. Tamaño de grano y morfología de arena.

POTENCIAMOS LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS – EN CUALQUIER PARTE DEL MUNDO

Wärtsilä ofrece soluciones de energía, productos y servicios en todas las fases del proceso de exploración, producción, transporte y refinación de petróleo y de gas, tanto on-shore como off-shore. Actualmente participamos en la producción de más de 5 millones de barriles por día, más del 6% de la producción mundial de petróleo. Sea cual sea su necesidad, le brindamos la máxima eficiencia, flexibilidad en el uso de combustibles y soluciones alineadas con el cuidado del medio ambiente. Lea más en www.wartsila.com

ENERGY ENVIRONMENT ECONOMY

WÄRTSILÄ

Wärtsilä Argentina S.A. Tronador 963 CABA-
Tel. (011) 4555 1331 info.argentina@wartsila.com

El punto de vista argentino en materia de energía

Investigar, explorar, desarrollar, proveer...
Creada en 2004 por una iniciativa
del Gobierno Nacional, ENARSA
es una empresa dedicada a producir y entregar
energía sustentable a todos los argentinos.
Una compañía que recupera nuestra iniciativa,
nuestras capacidades y nuestros sueños.
Una compañía que le pone energía
a nuestras ganas de crecer.

ENARSA. Energía que se vive todos los días.
www.enarsa.com.ar

EN AR SA

Energía Argentina S.A.



Ministerio de
**Planificación Federal,
Inversión Pública y Servicios**
Presidencia de la Nación



Tanto para pozos productores como para inyectores, pero principalmente en los segundos, se busca producir alrededor de 1.5 m³ de arena por metro lineal punzado. Eso, hasta el momento, garantiza una inyectividad aceptable con las instalaciones de superficie existentes.

De una manera gráfica, en las figuras 5, 6 y 7 se pueden observar cualitativamente los fluidos de producción y las arenas producidas.

Elementos de ensayo

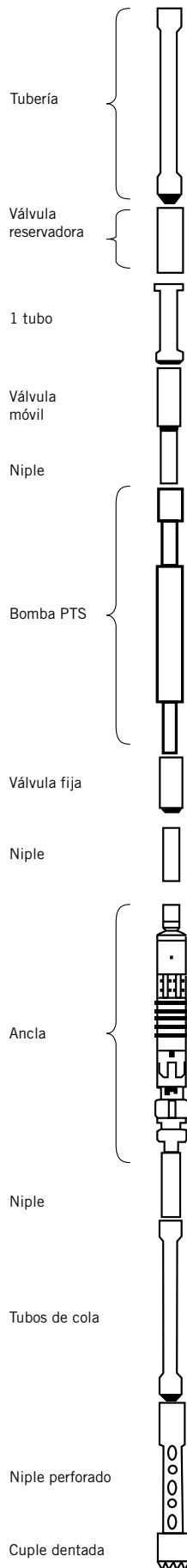
Dadas las características de los fluidos de reservorio, con el agregado de la arena de formación, se necesitan elementos más robustos y de mayor durabilidad que la conocida “copa pistón”. Por ello, para el ensayo se utiliza una bomba PTS (por la sigla en inglés de *pump to surface*). Básicamente, este equipo de ensayo cuenta con una válvula fija solidaria al barril de la bomba y, al mismo tiempo, a un ancla y una válvula móvil solidaria al vástago hueco de la bomba. El vástago es de sección cuadrada o hexagonal, para permitir transmitir torque y poder efectuar la maniobra de fijación del ancla solidaria al barril.

En la figura 8 puede verse el orden de estos y de todos los demás elementos que en su conjunto forman la Bomba de Ensayo.

El modo de accionamiento de este dispositivo es de forma reciprocante, directamente con la tubería. Esta se engancha al aparejo del equipo, lo que le entrega el movimiento reciprocante mencionado. En el extremo superior de la tubería se coloca una válvula con un manguete flexible, a través del cual se deriva a pileta la producción del ensayo para su control.

La duración de la bomba está limitada por la vida útil de las válvulas, tanto fija como móvil, y por los empaques del vástago hueco. Con la evolución del diseño se ha llegado a una duración de alrededor de las 200 horas, aunque por recomendaciones del fabricante y por la experiencia recolectada, se les efectúa mantenimiento preventivo cumplidas las 160 a 180 horas.

Figura 8. Configuración Bomba PTS.



Sistemas de extracción; técnicas de producción

El 100% de la zona de desarrollo se encuentra electrificada, por lo que para este tipo de explotaciones la estabilidad eléctrica es una gran ventaja. Como sistema de extracción, en el 90% de los pozos productores se utiliza la bomba PCP.

Debido a la baja presión de reservorio, en el desarrollo temprano de estas áreas se buscó instalar en cada pozo un sensor de presión y temperatura en fondo. Continuando el desarrollo y con la expansión de la inyección de agua secundaria, se optó por instalaciones con sensores en algunos pozos y sin sensor en otros, en los que el nivel se registra periódicamente con ecómetro.

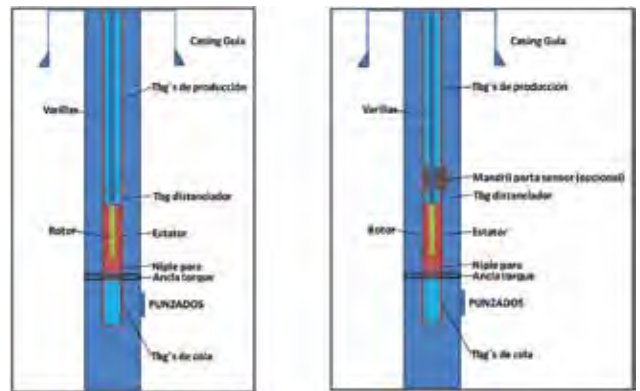


Figura 9. PCP convencional (izq.) y PCP con sensor de fondo (der.).

En la figura 9 se pueden observar las instalaciones de fondo de las PCP convencionales y las PCP con sensor de fondo. En la actualidad se está estudiando la composición óptima del elastómero de la bomba, puesto que es la última variable que queda por explorar luego de haber estudiado la altura de elevación de la bomba, interferencia del rotor y eficiencia de bombeo basado en la frecuencia de rotación.

En aproximadamente el 5% de los pozos restantes, aquellos en donde la producción de arena es mayor a la manejable con el sistema PCP convencional, se cuenta con una aplicación alternativa que se denomina aplicación PCP con bomba de carga (“Charge PCP”).

Esta aplicación consiste en una instalación de dos bombas PCP en serie. La bomba inferior, denominada bomba de carga, posee una capacidad volumétrica aproximadamente 3 veces la de la bomba principal, ubicada por encima de la bomba de carga. Entre medio de ellas existe un niple ranurado por donde escapará el excedente del fluido bombeado por la bomba de carga. Ese excedente tiene como función mantener en agitación permanente el fluido en el fondo del pozo, evitando la deposición de la arena en él contenida.

Adicionalmente, el rotor de la bomba de carga es de “Tipo Paddle”, lo que significa un aplastamiento de la punta del rotor en forma de “paletas”, para favorecer aún más la agitación en el fondo del pozo y para romper potenciales terrones de arena que pueden llegar a formarse.

En la figura 10 se observa esquemáticamente una instalación del tipo charge PCP con sensor de fondo.

UNA MISIÓN CUMPLIDA ES UN NUEVO COMIENZO

EXPERTOS EN REFINERIAS Y PLANTAS PETROQUIMICAS CON 450 PLANTAS DESARROLLADAS

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

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

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

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

@Techint_Eng_Con
www.techint-ingenieria.com



TECHINT
Ingeniería y Construcción

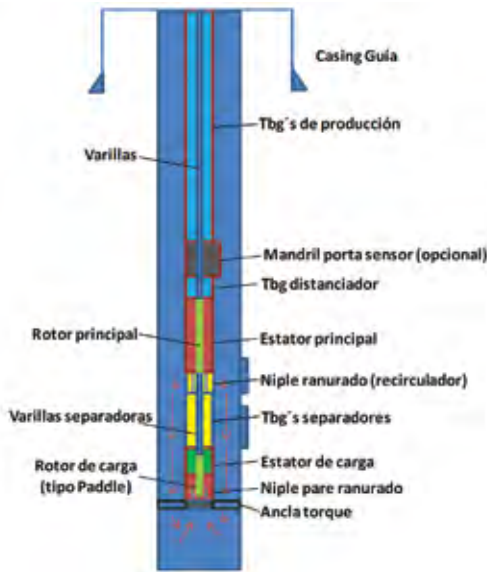


Figura 10. Charge PCP con sensor de fondo.

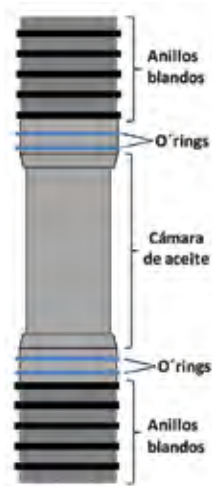


Figura 11. Pistón lubricado.

En el 5% restante de los pozos se ha aplicado con éxito el sistema de Bombeo Mecánico, con la salvedad de que la bomba de profundidad es del tipo pistón lubricado, con agregado de anillos blandos inferiores y superiores para protección del pistón. Esta aplicación solo se da en aquellos pozos en donde el aporte de la formación no resulta constante; es decir, si bien el sistema de extracción está en marcha todo el tiempo se presume que el aporte es intermitente. Allí se han probado diferentes tipos de configuraciones PCP, y se ha observado la misma falla en todos los casos,

elastómero vulcanizado, falla que se observa cuando la bomba trabaja sin fluido. En cambio, la bomba mecánica puede trabajar sin fluido un tiempo prudencial sin registrarse daños de consideración, más aún siendo el régimen de baja frecuencia (menos de seis golpes por minuto) y la carrera alta (entre ciento treinta y ciento sesenta y ocho pulgadas).

En la figura 11 puede observarse el detalle del pistón lubricado.

Finalmente, en los casos en los que siguen presentándose problemas de aprisionamientos por exceso de arena, en función de la severidad del problema y de la importancia del pozo, se afecta un camión bombeador para efectuar bombeos periódicos programados de agua por el espacio anular. Esta técnica ha resultado efectiva, puesto que con un simple bombeo de agua se han evitado desde la parada del pozo hasta la intervención del mismo.

Conclusiones

En el yacimiento El Corcobo Norte y alrededores la producción de arena es un componente necesario. Genera estimulación que incrementa notablemente la productividad, dadas la viscosidad del crudo y la baja presión de reservorio.

Para manejar la producción de arena se emplea bombeo PCP como sistema principal. Se continúan probando y desarrollando otros sistemas de extracción alternativos para aplicación en casos especiales.

Desde el inicio del desarrollo, se han completado con esta técnica más de 500 productores y 250 inyectores, lográndose un pico de 4.900 m³/d luego del cuarto año de producción.

Actualmente, la producción del campo se encuentra en una meseta, en torno a los 4.400 m³/d desde hace 2 años, lograda a través de un exhaustivo monitoreo de la recuperación secundaria, lo que ha permitido sobreponerse a las condiciones adversas de movilidad.

Agradecimientos

Este trabajo está dedicado a todas las personas que desarrollan tareas en las Áreas El Corcobo Norte, Cerro Huanul Sur, Jagüel Casa de Piedra, El Renegado, Gobernador Ayala Este y Puesto Pinto. Sin su constante apoyo, esmero, dedicación y buen humor, hubiera resultado imposible de realizar.

Referencias

Exploración y desarrollo del tren de petróleo pesado del Río Colorado, Margen Nororiental de la Cuenca Neuquina, Argentina; VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos; Autores: Martín Cevallos, Diego Vaamonde, Manuela Rivero, Christian Rojas, Hyung Joo Kim, Tania Galarza, Pablo Legarreta; Petroandina Resources Limited.

ALQUILER, OPERACION, MANTENIMIENTO, VENTA

FRAC STACK 7"-15.000 PSI

FRAC STACK 5"-15.000 PSI

API 6A ULTIMA EDICION - TRIM "EE" - GARANTIZANDO SU MAYOR VIDA UTIL



Inyección de geles en el Yacimiento El Tordillo

Desde los pilotos hasta la masificación

Por *Ing. Federico Menconi, Ing. Fabián Giaccaglia, Ing. Jorge Ramirez e Ing. Carlos Berto* (Tecpetrol)

En este trabajo se describe la búsqueda de alternativas de recuperación asistida en un yacimiento que ha alcanzado la madurez en la aplicación de tratamientos de *conformance*; y la adaptación a condiciones de incertidumbre creciente.

La inyección de geles se ha convertido en una de las herramientas más útiles en el Yacimiento El Tordillo, al momento de intentar superar o minimizar el efecto de la heterogeneidad del reservorio durante la inyección de agua: es esta una de las más grandes dificultades que se presentan en los proyectos de recuperación secundaria.

El Yacimiento El Tordillo se ubica en el flanco Norte de la cuenca del Golfo San Jorge (GSJ), y cuenta con una extensión de 117 Km², de los cuales cerca del 80% de su área perforada está cubierta con proyectos de recuperación secundaria. En la actualidad, se cuenta con 21 proyectos, con más de 250 pozos inyectoros que inyectan alrededor de 38 Mm³/d de agua de manera selectiva en las tres formaciones productivas de la zona (Formación (Fm) El Trébol, Fm. Comodoro Rivadavia y Fm. Mina El Carmen), desde los 1.300 hasta los 3.000 m aproximadamente.

Desde el año 2005 hasta la actualidad se han realizado 72 tratamientos con geles en 59 pozos inyectoros. Se han utilizado tres tipos de tratamiento: Bulk Gel (BG), Micro Gel (MG) o Geles de Dispersión Coloidal (GDC) y Uno



Gel (UG). El presente trabajo describe la situación de un yacimiento que ha alcanzado la madurez en la aplicación de tratamientos de *conformance* en inyectores someros (temperatura de reservorio menor a 90 °C).

En efecto, se describe aquí cómo se fue incrementando la dificultad para la selección de mallas candidatas (esquema de cómo se va a extender la recuperación secundaria), la evolución de los resultados y el acompañamiento necesario en el campo y en el laboratorio para adaptarse a condiciones de incertidumbre creciente.

También se muestra cómo se fueron buscando distintas áreas de oportunidad para poder extrapolar el concepto de *conformance* (tipo de gel formado con tres ingredientes) hacia pozos de alta temperatura, y cómo así también el planteo de un portfolio de alternativas de EOR (*Enhanced Oil Recovery*) para el corto plazo.

Un yacimiento maduro

Fue descubierto en 1932 por YPF S.A. El Tordillo es un yacimiento maduro con cerca de 80 años en producción.

Se encuentra situado en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge en la provincia de Chubut, a 35 km en línea recta hacia el oeste de Comodoro Rivadavia. En 1991 Tecpetrol asumió las operaciones del yacimiento. Hasta la fecha se han perforado más de 1.450 pozos.

La inyección de agua en el área comenzó a principios de la década de 1980, en la zona del proyecto Tordillo Sur, en la Fm. El Trébol (aprox. 1.200 metros de profundidad). Esta zona fue seleccionada posteriormente para la puesta en marcha del proyecto piloto en el año 2005. Debido a los buenos resultados, la inyección se fue extendiendo tanto areal como verticalmente, hacia las Fm. Comodoro y Mina el Carmen: el 90% de los pozos productores tienen producción asociada a la inyección de agua.

En estos 80 años lleva una producción total de petróleo 2.700 m³/d y un corte de agua del 93%. En la actualidad, hay implementados 21 proyectos de recuperación secundaria (figura 1), los cuales aportan el 52% de la producción inyectando 38.000 m³/d.

La historia de inyección de agua en El Tordillo muestra una rápida irrupción del agua de inyección en algunos productores, debido a que las formaciones tienen una alta heterogeneidad tanto areal como vertical, con un coeficiente de Dykstra-Parson [1] alrededor de 0,8, lo que ocasiona baja recuperación de petróleo.

Por ese motivo, y buscando una manera de mejorar el factor de recuperación, en el 2005 se desarrolló e implementó el primer proyecto piloto de geles en la Fm. Comodoro Rivadavia.

La inyección de geles es una técnica que tiene como objetivo bloquear zonas o canales de alta permeabilidad, con la finalidad de que el agua luego pueda barrer zonas con mayor saturación de petróleo; por lo tanto, aumenta la resistencia al flujo de agua en zonas donde se han producido canalizaciones naturales debido a las altas variaciones de permeabilidad, generando un aumento en la eficiencia de barrido volumétrica. Un gel no es más que una mezcla de polímero (poliacrilamida parcialmente hidrolizada), un agente entrecruzador (acetato de cromo o citrato de aluminio) y agua.

Las características necesarias para la aplicación de estas tecnologías son las siguientes:

- ✓ Densidad del petróleo > 15 °API
- ✓ Índice de Dykstra Parsons > 0,60
- ✓ Saturación de petróleo móvil.
- ✓ Permeabilidad media > 10 md².
- ✓ Temperatura de reservorio < 90 °C.

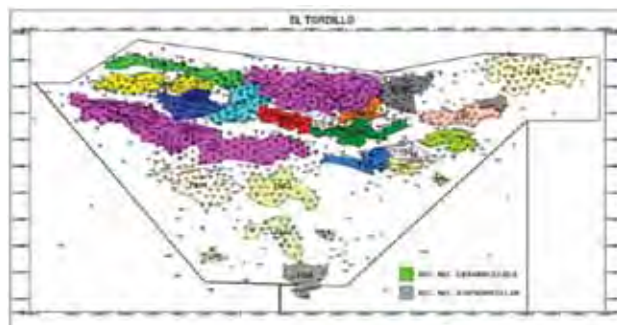


Figura 1. Los 21 proyectos de recuperación secundaria.

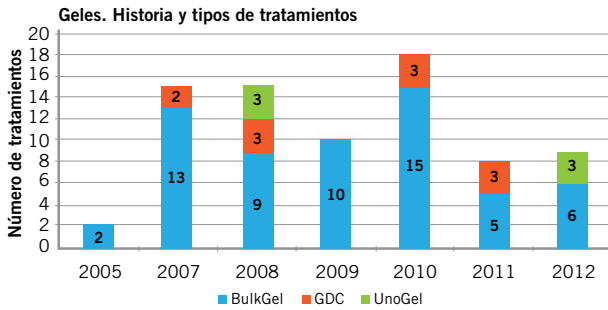


Figura 2. Tipos y cantidad de tratamientos de geles realizados en el Yacimiento El Tordillo.

✓ Calidad de agua de inyección con sólidos totales en suspensión menor a 100 ppm [2].

En la figura 2 se muestran los tipos y cantidad de tratamientos que se han realizado en El Tordillo y, en la figura 3, se puede apreciar el incremental de producción asociado a estos tratamientos.

Proyectos piloto de Bulk Gel, GDC y UnoGel: descripción y resultados

En noviembre de 2005 fue implementado el primer proyecto piloto de Bulk Gel, cuyo objetivo consistía en sellar las zonas de alta permeabilidad cercanas al pozo con alta saturación de agua, aumentando la eficiencia de barrido y, por ende, el factor de recobro.

Para ello, se seleccionaron dos mallas con un *pattern* "seven spots" invertido (figura 4), en el cual gran parte de los pozos productores indicaban claras evidencias de canalizaciones en las curvas Relación Agua Petróleo (RAP) vs Petróleo Acumulado (NP) (figura 5), donde se puede observar un incremento abrupto en el corte de agua, en la relación agua petróleo y en la presión de fondo fluyente de los pozos productores.

Previamente, se realizaron estudios de laboratorio a coronas para poder caracterizar el reservorio correspon-

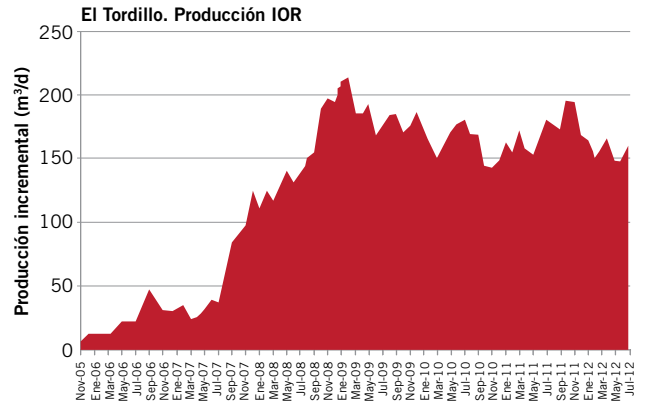


Figura 3. Producción Incremental IOR [m³/d] del Yacimiento El Tordillo.

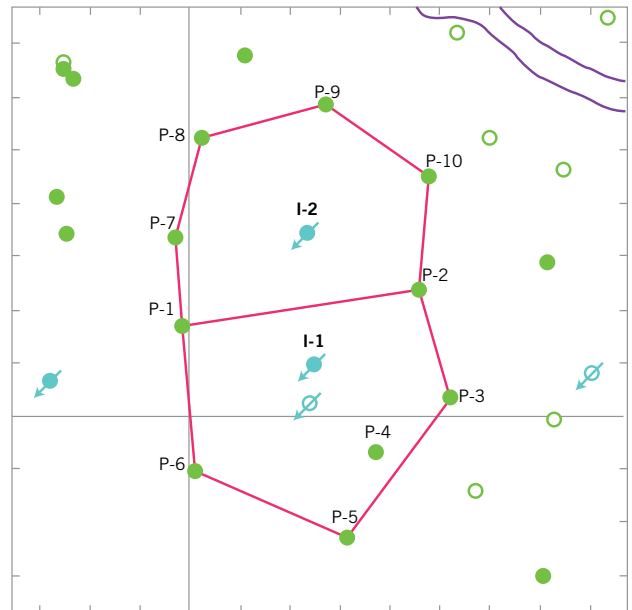


Figura 4. Malla de los pilotos de BG y GDC.

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.

¿LE DIJERON QUE **NO** PRODUCIRÍA ARENA?



Obtenga la ayuda de un experto cuando aparezcan sólidos en la producción. Mejor aún, planifique cómo manejar los problemas de los productos de refinación y arenas en su diseño original. Para obtener asesoramiento sobre sólidos, contáctenos en: msw@nov.com.

www.nov.com/GestiónDeLasArenas



Tecnologías de Producción de NOV MSW.
La calidad en la que ha confiado por años.

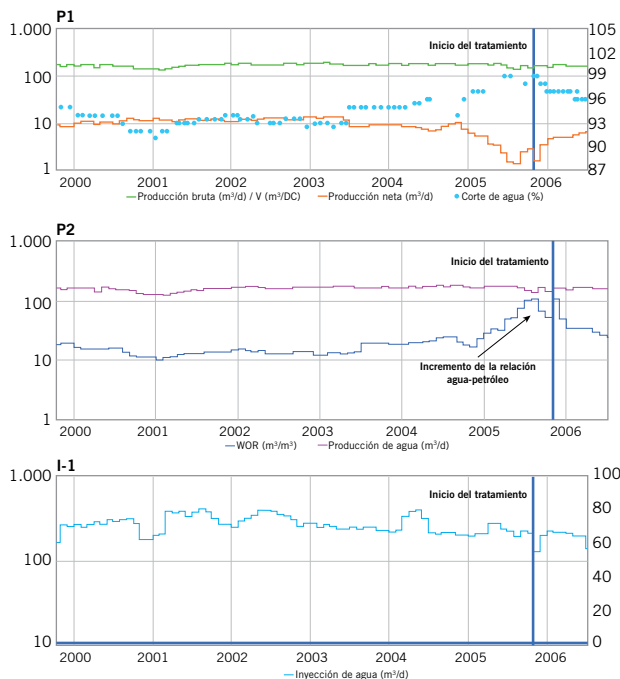


Figura 5. Aquí puede observarse que a fines del 2004 se incrementa la relación agua-petróleo, y que tras el tratamiento de BG, la relación disminuye.

diente a la Formación Comodoro Rivadavia. Del estudio se pudo determinar el alto grado de heterogeneidad vertical con un coeficiente Dysktra-Parson de 0,8 (figura 6).

A su vez, durante las fases de diseño con las muestras del agua de inyección, se evaluó la mejor combinación de polímero y entrecruzador que garantizaran una buena performance en condiciones de reservorio. Es de vital importancia remarcar que los estudios de laboratorio pueden realizarse con agua sintética, pero luego deben corroborarse los resultados con el agua con la cual se implementará el piloto, ya que de esto puede depender el éxito o fracaso del proyecto.

Para confirmar la existencia de canalizaciones entre el pozo inyector y productor se realizaron trazadores químicos. A su vez, esta información permitió facilitar el dimensionamiento del volumen de tratamiento.

Una vez finalizados los estudios de laboratorio, se prosiguió con la inyección desde boca de pozo (*bullheading*) de ambos tratamientos. Para ello, previamente se pesca-

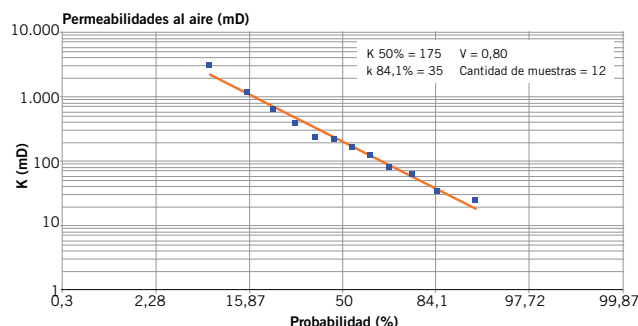


Figura 6. Variación de Permeabilidad Dykstra-Parson.

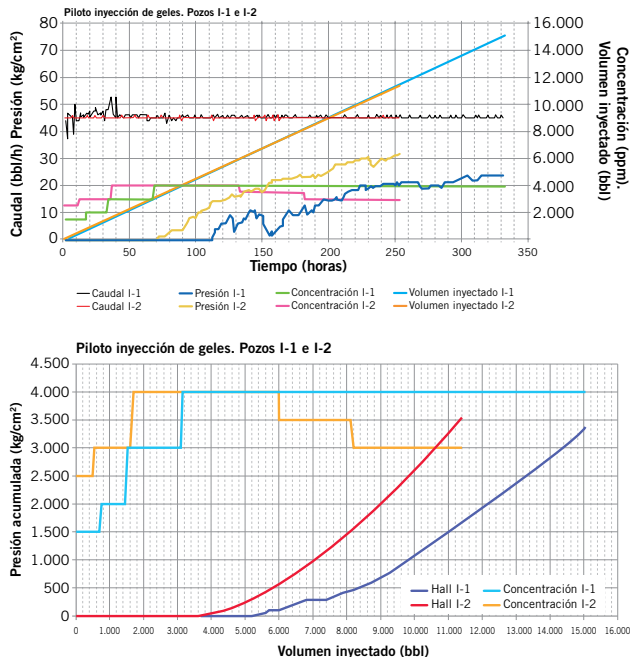


Figura 7. Curvas del Piloto de BG.

ron todas las válvulas de todos los mandriles de ambos inyectoros.

Se inyectaron de forma exitosa unos 15.000 barriles de gel en el inyector #1 y unos 11.000 barriles en el inyector #2, a un caudal de 1.000 bls/d, hasta alcanzar una concentración máxima de 4.000 ppm (figura 7).

Durante el tratamiento se tomaban muestras en los pozos productores asociados para verificar si el gel irrumpía; solamente en uno de los diez pozos productores de ambas mallas se verificó la presencia de gel; se decidió dejar parado el productor hasta la finalización del tratamiento.

Una vez finalizado el tratamiento, se realizaron controles y se tomaron muestras semanales a los pozos para verificar respuesta. En algunos pozos, a los 30 días ya se evidenciaba una clara respuesta del BG, con el consiguiente incremento de petróleo y disminución de la producción de agua.

En julio de 2006 se implementó el proyecto piloto de MG o GDC en los pozos inyectoros del piloto de BG. Son geles formados con baja concentración de polímero (menor que BG y UG) que ofrecen una alta resistencia al flujo, penetran profundamente en la formación y son adsorbidos por la roca, variando fuertemente su permeabilidad. Al igual que los BG, permiten mejorar significativamente los resultados de los proyectos de inyección de agua en reservorios heterogéneos y su principal uso es para modificar la variación de permeabilidad en profundidad, y mejorar así la eficiencia de barrido. Otra diferencia significativa con el BG es el volumen inyectado, en los tratamientos MG se puede llegar a inyectar 5%-25% del volumen poral.

Asimismo, como en el caso anterior, se realizaron diferentes pruebas de laboratorio donde se evaluó el polímero y el entrecruzador que mejor desempeño tendrían para

LUFKIN

Expect More

Más **SISTEMAS**
Más **SERVICIOS**
Más **OFICINAS**



Las unidades de bombeo con legendaria calidad y fiabilidad, han sido la reputación de Lufkin por más de 100 años. En esa misma tradición, Lufkin ahora ofrece más sistemas de extracción artificial, más servicios de soporte y más oficinas para brindar servicios alrededor del mundo.

Estas soluciones de ingeniería, atendidas por nuestro experimentado staff, entregan una óptima producción a sus pozos de petróleo y gas.

Ahora más Servicios y Sistemas para reunir sus requisitos:

- Automatización
- Unidades de Bombeo
- Unidades de Bombeo Hidráulicas
- Bombas de Profundidad
- Bomba de Cavidad Progresiva
- Optimización del Producto
- Monitoreo de Pozos
- SCADA
- Plunger Lift
- Bombeo Neumático
- Productos de Completación de Pozos
- Mantenimiento y Reparación
- Capacitación

Escanee aquí para más información del producto



The Energy Flows Through Us®

LUFKIN.COM

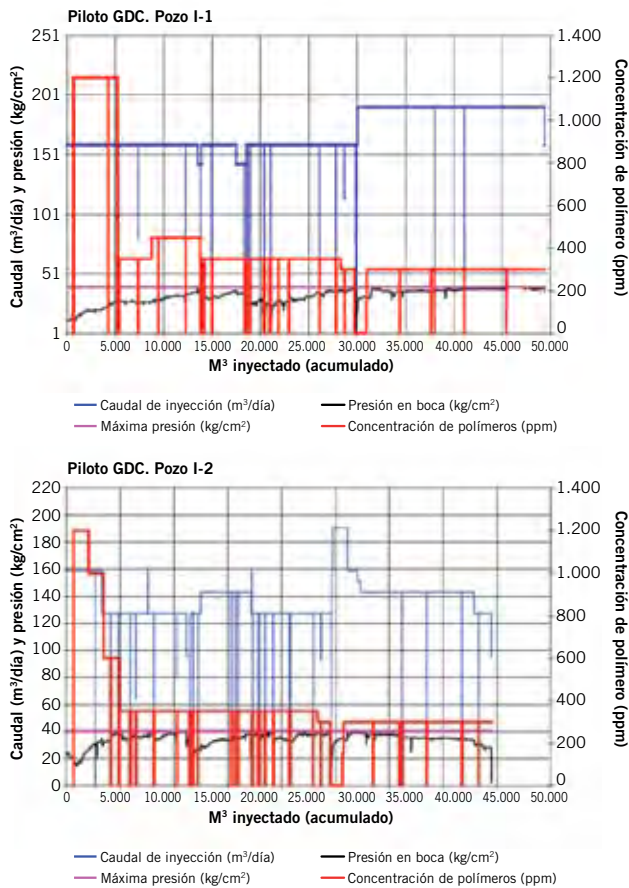


Figura 8. Curvas del Piloto de GDC.

las condiciones de reservorio y la calidad de agua del yacimiento. Las pruebas se realizaron para concentraciones de polímero de 300 a 1.800 ppm y relaciones de entrecruzador de 20:1 a 40:1.

La inyección del piloto se llevó a cabo durante 10 meses, logrando inyectar simultáneamente entre 40 y 50 Mm³

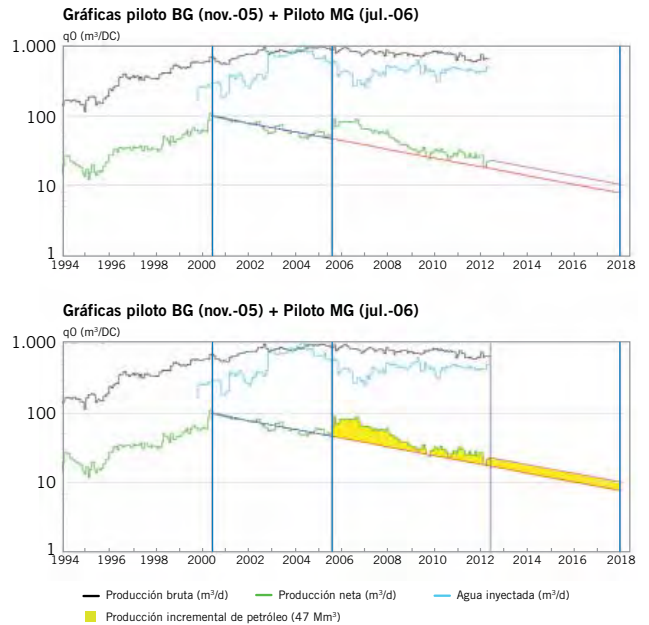


Figura 9. El cálculo del incremental de Producción del Piloto de BG y GDC es de unos 47 Mm³.

del producto en cada pozo inyector, aproximadamente un 6% del VP (figura 8). Luego del tratamiento, los pozos no perdieron inyección; sin embargo, los productores asociados redujeron considerablemente el corte de agua.

En la figura 9 se pueden apreciar los resultados de ambos pilotos; como era de esperar, la respuesta de BG fue casi inmediata. El incremental de producción, luego de ambos tratamientos, se estima en 47 Mm³ de petróleo.

En junio de 2008, en la búsqueda de nuevos retos, se implementó el primer piloto de UG, en el cual se utilizó el polímero del BG y un entrecruzador orgánico bajo la licencia de Unocal, resistente a las altas temperaturas, que permite extender el tratamiento verticalmente a zonas más profundas con temperaturas de hasta 149 °C.

El tratamiento fue realizado en tres pozos desde los

Petroconsult

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

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

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

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

Elimine cualquier amenaza contra su seguridad y eficiencia



Soluciones para la seguridad de grandes espacios

Hoy más que nunca, la eficiencia energética y seguridad son esenciales para su éxito.

La respuesta: soluciones probadas y certificadas de Schneider Electric

Nada es tan importante como asegurar la continuidad de su producción y garantizar la seguridad de la operación. Por ello, le ofrecemos soluciones óptimas para el manejo de la energía en espacios grandes; todas en cumplimiento de la norma IEC61850. Nuestras soluciones le garantizan una evolución eléctrica segura y funciones de mantenimiento — desde modelos para redes eléctricas avanzadas y de alta disponibilidad, hasta redes de recuperación inmediata, con funciones integradas para desconexión. Además, con el software de simulación en línea, usted podrá tomar decisiones críticas cuando lo necesite, y no un momento después.

Gestión energética eficiente para una mayor producción

Con los últimos avances en automatización, seguridad y tecnologías de la información, nuestros sistemas han sido especialmente diseñados para grandes espacios, e incluyen características de registro de tiempo (time stamping), programación de salidas digitales, envío de datos OPG, ATS, y gestión de potencia avanzada. Otras características, son la redundancia al 100% del PDCS para la calidad de la energía y su potencia, monitoreo total de los parámetros eléctricos, reducción de la penalización por carga a 0, garantía de continuidad en el servicio, mayor eficiencia en la productividad, disminución de paros indeseados, e incremento en la vida útil de sus equipos.

Seguridad para su personal y equipos

Con tanto en juego, proteger a su gente y activos es una tarea complicada. Por ello, le ofrecemos una solución de seguridad integral abierta, que va desde la videovigilancia hasta el control de los accesos. Con la detección de intrusión, el CCTV de alto desempeño, ingeniería de punta a punta, y estudios fehacientes de seguridad, usted obtendrá visibilidad total y sabrá, en todo momento, quién hace qué en su planta.



Ponga a su disposición nuestra experiencia en la industria para trabajar en la seguridad y eficiencia de su planta.

Soluciones para el manejo de la energía.

Ahorre dinero — garantizando la continuidad del servicio a sus clientes, y minimice los costos asociados a cualquier paro de la planta.

Disminuya riesgos — desde costos por pérdida de información, hasta aquellos por la pérdida de vidas, dependiendo de la situación.

Maximice su capital de inversión — proporcionando información necesaria para la construcción de la infraestructura adecuada (sin sobre-dimensionamiento).

Soluciones de seguridad para grandes espacios

Siéntase seguro — con la familia de sistemas para videovigilancia ExSite a prueba de explosiones. Incluye un Paquete Óptico Integrado (IOP) con cámara de enfoque automático y lentes modulares con funciones de programación y visión nocturna.

Relájese — es confiable y seguro. El reconocido sistema Modicon Hot Standby no requiere de ningún código de programación específico, y cuenta con funciones IP para el intercambio automático; para una conexión continua con SCADA.

Make the most of your energy™



Aprenda más acerca de nuestras soluciones de seguridad!
¡Descargue GRATIS la brochure "Ofreciendo la mejor calidad de imagen del mercado de video" y participe por el SORTEO de iPad Mini!

Visite www.SReply.com Código 14955H

Schneider
Electric

2.300 a 2.800 m (Base Fm. Comodoro a Tope Mina El Carmen), donde se inyectaron aproximadamente 15.000 barriles de gel por pozo.

Al igual que todos los tratamientos realizados hasta ese momento, se retiraron todas las válvulas de los mandriles, con lo cual la inyección del producto solo fue en las zonas con mayor permeabilidad.

Desarrollo de Bulk Gel, GDC y geles de alta temperatura

Debido a los alentadores resultados de los proyectos pilotos de BG y MG, se comenzó con el proceso de desarrollo y masificación de los tratamientos. A la fecha, hemos realizado 60 tratamientos de Bulk Gel, 11 GDC y 6 UG. La metodología de aplicación ha sufrido variaciones significativas, principalmente debido a lecciones aprendidas luego de siete años de experiencia.

Como primer paso en el desarrollo de la tecnología, los BG se extendieron a otras zonas del yacimiento, las cuales poseen características petrofísicas similares; asimismo, las temperaturas de reservorio debían estar por debajo de la temperatura de degradación del polímero, con lo cual solo podía ser aplicado en los proyectos someros del yacimiento.

Otro factor importante a considerar previo a los tratamientos es la calidad de agua de inyección; esta debe tener las mismas características que la utilizada en ensayos de laboratorio, para garantizar el éxito del tratamiento.

Mientras aumentaba el número de tratamientos realizados, comenzó a acrecentarse la dificultad en la selección de las mallas candidatas, ya que las canalizaciones más evidentes se habían seleccionado previamente. Por ello, fue necesario adoptar medidas para optimizar las etapas de selección, diseño y ejecución del tratamiento. Los principales cambios realizados en la etapa de preselección surgieron a medida que se intentaba identificar la existencia de canalizaciones en pozos productores mediante los gráficos de diagnóstico: producción de líquido/petróleo/agua vs tiempo, relación agua-petróleo vs tiempo, relación agua-petróleo vs petróleo acumulado.

Es decir, no se lograba asociar fácilmente si el incremento del corte de agua de los pozos era producto de la canalización de los pozos. Desde el punto de vista de la preselección, se realizó una revisión general de todos los inyectores donde se descartaron pozos: con baja inyectividad (menos de 100 m³/d), con problemas de integridad en la instalación selectiva, etcétera. Una vez realizada la preselección, se procedió con la inyección de trazadores y el análisis de las curvas diagnósticas, lo cual resultó en la selección final de los candidatos.

En las figuras 10 y 11 puede apreciarse la diferencia entre la complejidad de la selección de pozos de las etapas iniciales y la actualidad; para el primer caso la canalización es clara; sin embargo, en el segundo caso no lo es, pero a pesar de esto ambos tratamientos desarrollaron buena respuesta.

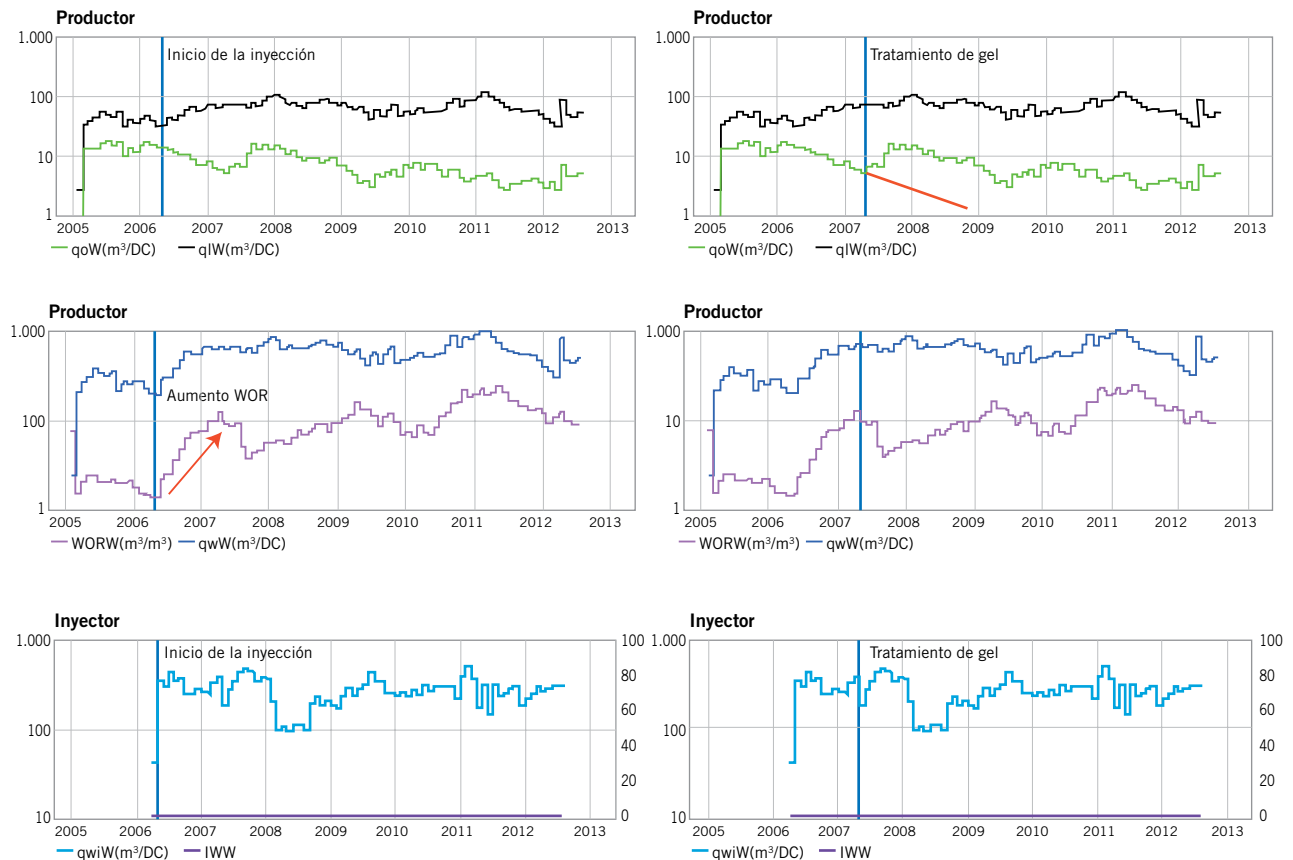


Figura 10. Primeros candidatos a tratar: cuando se inicia la inyección, se aprecia un rápido incremento de la producción de agua y de la relación agua-petróleo.

Comprehensive EOR Reservoir Management

TIORCO provides a full complement of services, products and solutions for both onshore and offshore enhanced oil recovery projects. Our comprehensive EOR reservoir management program ensures that all phases of an EOR project are managed to reduce risk and maximize production.

EOR Products and Implementation

Conformance and Sweep Improvement Technologies and Residual Oil Recovery



EOR Technologies Laboratory

QA / QC Testing and Monitoring Programs for Field Projects



Reservoir Engineering and Numerical Simulation

Design and Optimization for Effective Field Implementation



Onshore and Offshore Facilities

Custom Polymer, A/SP, WAG, and CO₂ Injection Plants



For more information visit our website at
www.tiorco.com

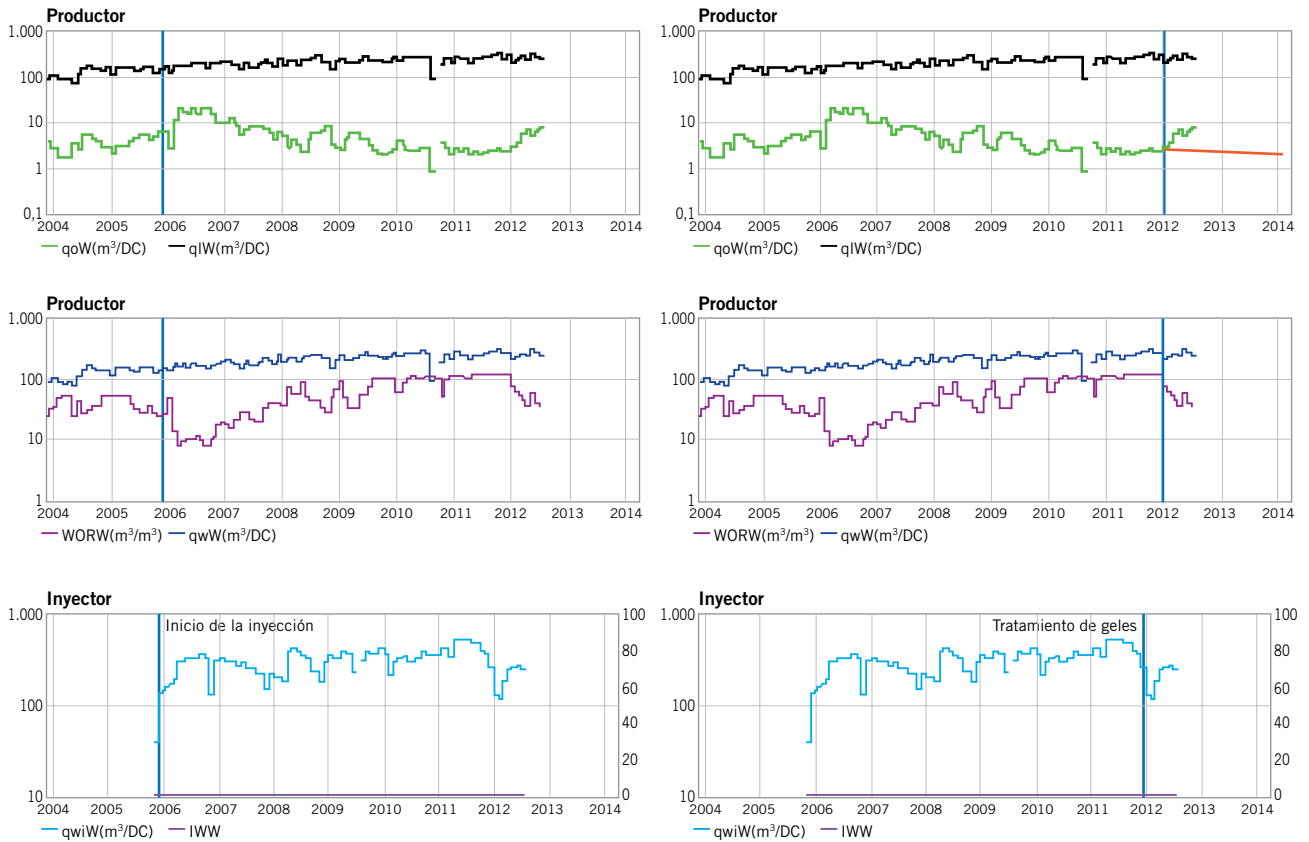


Figura 11. Candidatos actuales a tratar: la canalización no es evidente debido a que el aumento de la relación agua-petróleo es gradual.

El diseño de los caudales, volúmenes y concentraciones dependerá exclusivamente del tipo de tratamiento. En el caso de los BG se puede apreciar que a mayor volumen de gel mayor producción incremental (figura 12).

Respecto del caudal de inyección del tratamiento, se debe tener precaución de no sobrepasar la presión de fractura del pozo.

En lo referente a la concentración del polímero, sugerimos: para muy altos valores de permeabilidad utilizar gel de alta carga polimérica y baja relación polímero/entrecruzador. En casos de valores de permeabilidad moderados, se debería bajar la concentración del polímero, y la penetración dentro del reservorio se regula incrementando la relación de polímero/entrecruzador y viceversa.

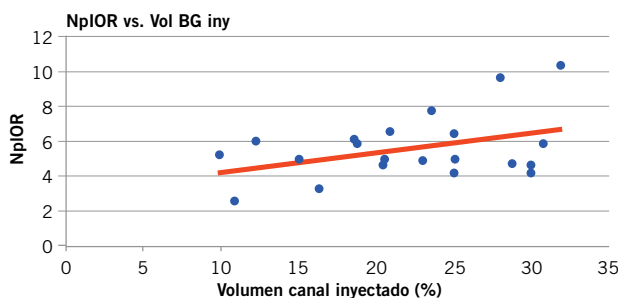


Figura 12. A medida que incrementa el volumen del canal inyectado, aumenta la producción incremental de petróleo.

Lecciones aprendidas, mejoras en la inyección

Una metodología que se ha considerado conveniente modificar es la de la selectividad durante la inyección de los tratamientos. En efecto, cuando se comenzó con la inyección de geles previo al tratamiento, se recuperaban todas las válvulas de los mandriles, lo que ocasionaba que el perfil de inyección original en la malla se perdiera y la admisión estaba gobernada principalmente por el reservorio. La mayor parte del producto ingresaba en la capa de mayor permeabilidad y se dejaba de inyectar en el resto del pozo; este es un punto importante especialmente en los tratamientos prolongados, donde por meses se pierde la inyección en capas significativas del proyecto. Mediante los perfiles de tránsito, podía llegar a estimarse el volumen de gel inyectado en cada reservorio.

En la actualidad, durante cada etapa de tratamiento se realizan movimientos de válvulas, con lo cual logramos controlar los volúmenes inyectados en cada intervalo. Por este motivo, hoy se está evaluando la posibilidad de retratamiento en algunos pozos inyectoras, que tienen capas con potencial y que en su momento no recibieron el tratamiento.

Al mismo tiempo, en el caso de GDC se han realizado estudios de laboratorio, de forma tal de evaluar los esfuerzos de corte durante todas las etapas de inyección, desde que el gel es bombeado en superficie hasta que atraviesa los punzados. Los resultados de estos estudios han demostrado que es posible realizar la inyección del producto a

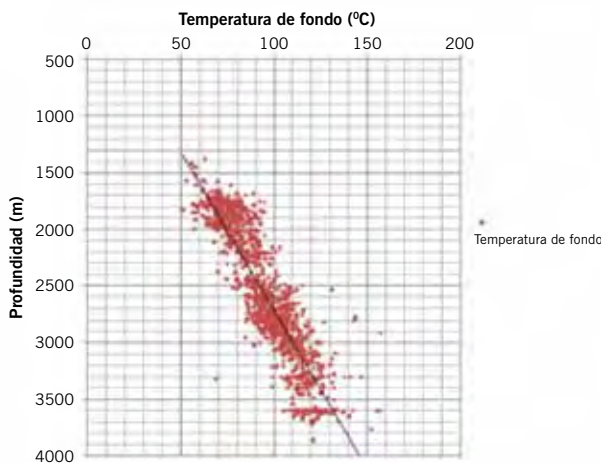


Figura 13. Con el tratamiento de BG y GDC solo podemos tratar reservorios con una profundidad menor a los 2.200 m.

través de las válvulas reguladoras de caudal.

Previo a la ejecución del tratamiento se ha adoptado con buenos resultados la necesidad de realizar una limpieza química al pozo inyector, la cual permite eliminar productos orgánicos e inorgánicos, y evita que durante la inyección del gel se produzca el taponamiento de la formación.

A medida que se llevaron a cabo los tratamientos, se detectó la necesidad de investigar sobre nuevas tecnologías que permitiesen la inyección en zonas más profundas, debido a que ya habían sido tratados la mayor parte de los candidatos someros, y la profundidad máxima a la cual podíamos inyectar el polímero no podría exceder los 2.200 m (figura 13), o el intervalo productivo red del tope de la Fm. Comodoro Rivadavia (figura 14).

Adicionalmente, hemos detectado una disminución en las respuestas post-tratamientos, principalmente a causa de que los inyectores tienen menor cantidad de productores asociados, mayor cantidad de volúmenes porales inyectados (menor So) y bajos caudales de inyección por arenas, que ocasionan que luego del tratamiento el pozo quede con baja admisión. Esto se puede observar en la figura 15, donde se muestra la evolución por campaña de los últimos tres años:

Durante el año 2011 se continuó con el estudio de procedimientos que nos permitan extender el tratamiento de *conformance* a zonas de alta temperatura (base de la Fm. Comodoro Rivadavia y la Fm. Mina El Carmen), ya que los primeros resultados de los tratamientos a altas temperaturas no fueron totalmente satisfactorios. Por lo tanto, conjuntamente con la compañía de servicios (Nalco), en sus laboratorios de Estados Unidos se realizó la evaluación de diferentes tipos de polímeros y entrecruzadores a diferentes concentraciones y relaciones de polímero/entrecruzador.

A su vez, los mismos se evaluaron con agua dulce y agua de la Fm. Mina El Carmen.

Se evaluaron cuatro tipos diferentes de geles para alta temperatura:

- Gel N° 1
- Gel N° 2

Formación	Int. Prod.	Secundaria	Arena
El Trébol	Purple	E4	7
		E3	5
		E2	9
		E1	12
Comodoro Rivadavia	Red	Cr-29	9
		Cr-28	5
		Cr-27	5
		Cr-26	5
		Cr-25	6
		Cr-24	5
	Garnet	Cr-23	4
		Cr-22	4
		Cr-21	5
		Cr-20	5
	Blue	Cr-19	5
		Cr-18	4
		Cr-17	2
		Cr-16	2
		Cr-15	3
		Cr-14	3
		Cr-13	4
		Cr-12	4
		Cr-11	3
		Cr-10	4
Cr-9		4	
Cr-8		4	
Cr-7		5	
Junior		Cr-6	3
	Cr5	5	
	Cr-4	3	
	Cr-3	5	
Mina El Carmen	Brown	Cr-2	4
		Mc-99	4
		Mc-98	4
		Mc-97	6
	Green	Mc-96	3
		Mc-95	6
	Pink	Mc-94	3
		Mc-93	3
		Mc-92	4
		Mc-91	4
		Mc-90	4
		Mc-89	5
		Mc-88	4
		Mc-87	7
Mc-86		5	
Mc-85		5	
Mc-84	5		
Mc-83	5		
Mc-82	5		
Mc-81	5		
Mc-80	5		

Figura 14. Formaciones e intervalos productivos para el Yacimiento El Tordillo.

- Gel N° 3
- Gel N° 4

Las concentraciones y relaciones de entrecruzador analizadas:

- Concentraciones de polímeros: 3.000 ppm; 6.000 ppm; y 9.000 ppm
- Relaciones polímero/entrecruzador: 10:1, 20:1, 40:1 y 80:1

Para los estudios se utilizaron cuatro *slim tubes* de 20" empacados con arena (volumen poral: 10 ml), a los cuales inicialmente se les realizó un desplazamiento con agua de formación a un caudal de 0,5 ml/min para eliminar el aire y determinar la permeabilidad.

Luego, se colocaron dentro de un horno a una temperatura de 125 °C y se inyectó agua de formación a 0,5 ml/min a un diferencial de presión de 100 psi. La caída de presión a este caudal y temperatura se fijaron como base para calcular el *residual factor* (RF) y el *residual resistance factor* (RRF). A continuación se le inyectaron siete volúmenes porales de gel a temperatura ambiente, y se recolectaron las muestras del gel luego de atravesar los *slim tubes* para analizar las variaciones de viscosidad (figura 16) y, posteriormente, los *slim tubes* fueron colocados dentro del horno a 125 °C por un lapso de 12 días.

Una vez cumplido el tiempo mencionado, se procedió a volver a inyectar agua de formación a 125 °C a un caudal de 0,5 ml/min y un diferencial de presión de 100 psi para calcular los RRF luego del tratamiento. Este proceso se fue repitiendo por varias semanas con el objetivo de evaluar la degradación del gel.

De los ensayos se pudo determinar la performance de los geles durante el tratamiento; con las pruebas realiza-

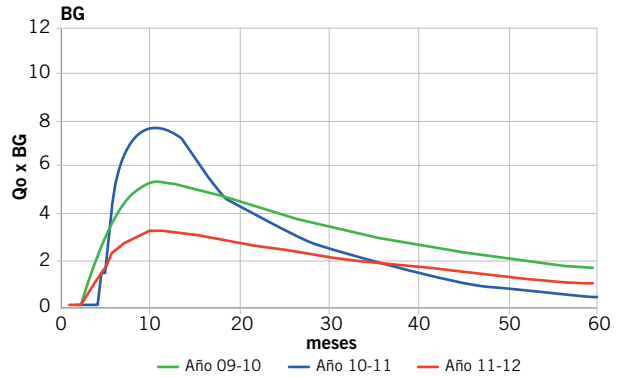


Figura 15. A medida que transcurren las campañas de tratamiento de BG, se ve una disminución en la producción acumulada.

das en los meses posteriores se logró determinar la estabilidad del gel. Asimismo, el gel con mejor desempeño fue el Gel N° 3, debido a que fue el que generó mayor RF/RRF sin producir taponamiento del *slim tube*, como en el caso del Unogel (tabla 1).

Cañño	Sistema de Gel	Relación RF/RRF después de 12 días de envejecimiento a 125 °C	Relación RF/RRF después de 30 días de envejecimiento a 125 °C	Relación RF/RRF después de 60 días de envejecimiento a 125 °C
1	Gel N°1	>670	>670	>670
2	Gel N°2	>500	41 (2 PV)	3,5 (4 PV)
3	Gel N°3	>640	80 (2 PV)	10,0 (4 PV)
4	Gel N°4	150	10 (4,5 PV)	2,2 (6,5 PV)

Tabla 1. Lo resultados de los ensayos arrojan que el gel con mayor RF/RRF luego de 120 días es el Gel N° 3.

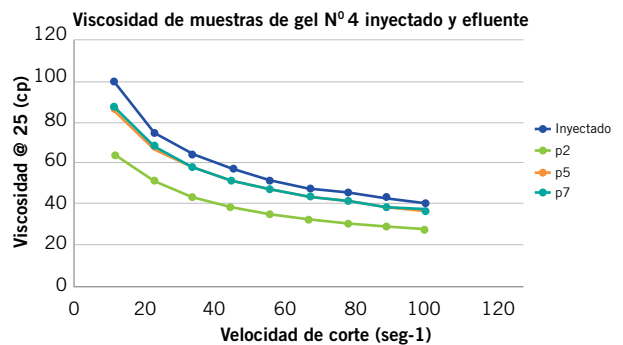
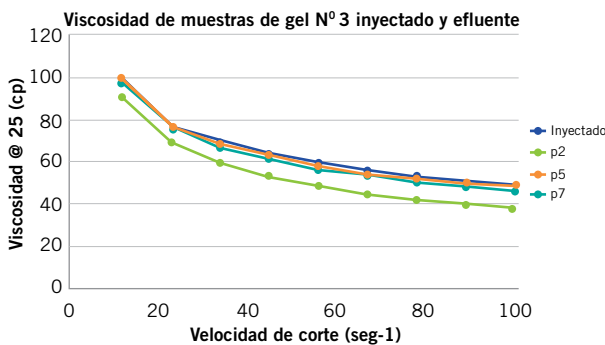
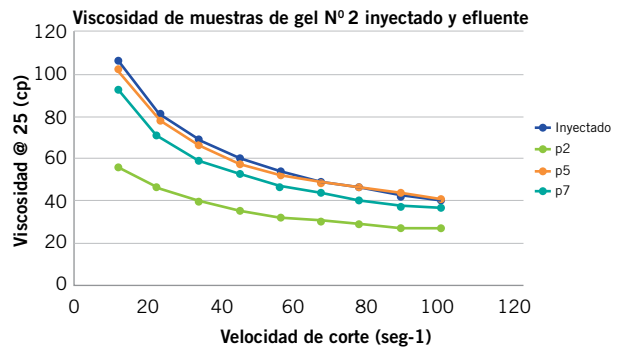
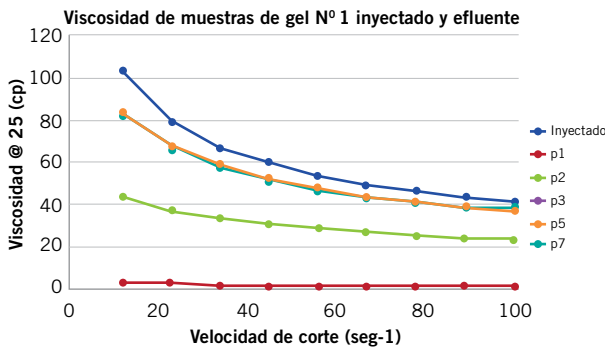


Figura 16. Viscosidad vs. velocidad de corte de los efluentes (@25 °C) P1 a P7.

En los primeros meses del 2012 realizamos tres tratamientos de alta temperatura en la base de la Fm. Comodoro Rivadavia (2.300 m) y Tope de la Fm. Mina El Carmen (2.600 m) con los productos seleccionados de los ensayos anteriormente descritos. Se inyectó un promedio de 18.000 lbs de polímero por pozo; en determinadas arenas alcanzamos una concentración máxima de 7.000 ppm.

Hasta el momento, debido al escaso tiempo trascurrido desde el tratamiento, no podemos confirmar con certeza los resultados de los geles para alta temperatura, ya que solo la menor parte de los productores asociados han manifestado un incremento de la producción de petróleo.

Conclusiones

- 1) Para el desarrollo de los pilotos es importante realizar una evaluación exhaustiva de:
 - a. La calidad y composición del agua de inyección.
 - b. Los estudios de coronas para determinar las propiedades petrofísicas del reservorio.
- 2) Luego de los 60 tratamientos de BG realizados, han quedado demostrados los resultados favorables de este tipo de tratamiento en los pozos inyectoros someros para el Yacimiento El Tordillo, donde se ha obtenido un incremental de entre el 1,0-1,4% OOIP.
- 3) Los 11 tratamientos combinados de BG+GDC han evidenciado una producción incremental de petróleo equivalente al 3,0-3.5% OOIP.
- 4) En función de la respuesta del piloto de geles de alta temperatura, se podría llegar a ampliar el portfolio de tratamientos.
- 5) Los cambios más significativos en la aplicación de los tratamientos son:
 - a. La realización de trazadores ópticos/químicos facilitó la identificación de las canalizaciones y el dimensionamiento de los volúmenes de tratamiento.
 - b. Para la inyección de BG se optó por realizar el tratamiento en forma selectiva, lo que supone un mayor control del volumen de tratamiento por reservorio y la posibilidad de retratamientos en algunos pozos inyectoros.
 - c. La posibilidad de realizar la inyección de GDC con las válvulas reguladoras de caudal permitiría controlar las admisiones y mejorar la respuesta de la malla.

Bibliografía

- [1] E. Muruaga, M. Flores, C. Norman, J. Romero, 2008: *"Combining Bulk Gels and Colloidal Dispersion Gels for Improved Volumetric Sweep Efficiency in a Mature Waterflood"*, paper SPE 113334 presentado en SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, USA, April 19-23, 2008.
- [2] Tiorco Inc. 2007: *"How to Improve Oil Recovery in Mature Waterfloods Using Gels"*, presentado en International Conference on Production Optimization, 2007.

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



Recuperación de pozos canalizados en reservorio no consolidado, mediante la reconstitución de la matriz porosa y el empleo de modificadores de permeabilidad relativa

Por **Gustavo Kruse** (Halliburton) e **Ing. Hernán Paponi, Ing. Raúl Puliti e Ing. Andrés Cremonini** (Pluspetrol)

Este trabajo describe los tratamientos aplicados para remediar la canalización que se produce entre pozos inyectores y productores, con el fin de evitar la acuatización de estos últimos.

En las concesiones Jagüel Casa de Piedra, CNQ7A, CNQ7 y GAIH, situadas en las provincias de Mendoza y La Pampa, se produce petróleo de 18°API y viscosidad de 250 cp de la Formación Centenario a 600 m de profundidad. El reservorio es una arenisca no consolidada de alta permeabilidad.

El sistema de producción de estos yacimientos es el denominado *CHOPS* (*cold heavy oil production with sand*), que permite la producción de fluido con arena de formación, generando de esta manera los llamados *wormholes*, que son canales que van extendiéndose dentro del reservorio y facilitando cada vez más el flujo hacia el pozo.

Ante la existencia de un proyecto de recuperación secundaria, se detectaron fuertes conexiones dinámicas entre ciertos pozos inyectoros y productores, lo que provocó la acuatización total de estos últimos.

Para remediar este fenómeno, se implementaron tratamientos con el objetivo de “restaurar” la matriz porosa en la cercanía del pozo. Estos tratamientos consistieron en el bombeo de agente de sostén recubierto con dos tipos de resinas específicas, cuyas funciones son evitar la devolución del mismo cuando el pozo se pone nuevamente en producción, minimizar la producción de finos y/o arena de formación y consolidar la arena de formación en la cercanía del pozo.

Los tres pozos tratados mostraron una caída de la alta productividad de fluido que es propia de los pozos “canalizados”. Se observó una paulatina reducción del corte de agua desde 100% hasta 70-85%, recuperando parcialmente la producción de petróleo.

Introducción

El área operada por Pluspetrol abarca las concesiones Jagüel Casa de Piedra y CNQ7 (en Mendoza) y CNQ7A y GAIH (en La Pampa). La formación productiva se divide en el miembro Centenario Superior (yacimientos Jagüel Casa de Piedra y Cerro Huanul Sur) y Centenario Inferior (yacimientos El Corcobo Norte, El Renegado y Puesto Pinto). Las propiedades petrofísicas de ambos miembros son muy similares. El reservorio es una arenisca no consolidada, de un espesor neto máximo de 17 m a 600 m de profundidad, dividida en capas con separación de 2 o 3 metros o amalgamadas. La permeabilidad varía entre 0,5 y 4 Darcies y la porosidad entre 27 y 33%. El petróleo es de 18 °API y tiene una viscosidad in situ de 160 – 270 cp.

El yacimiento comenzó su desarrollo en el año 2005. A mediados del 2012 cuenta con 450 productores y 250 inyectoros. La mayoría del campo se desarrolló con un arreglo 7-spot invertido con un distanciamiento de 280 m. Debido a la alta mojabilidad al agua de la roca reservorio y a la baja presión inicial del reservorio (30 kg/cm²), se observa buena respuesta de secundaria, estimándose un factor de recuperación final del 24-27%, mientras que por recuperación primaria se estima entre 8 y 10%.

El mecanismo de producción es el mencionado *CHOPS*. Los pozos están terminados sin ninguna restricción para la producción de arena. Por el contrario, durante los ensayos de terminación de productores e inyectoros se extraen volúmenes de arena de aproximadamente 1 m³ por cada metro de espesor punzado, logrando una esti-

mulación del reservorio. Como sistema de extracción se utilizan bombas PCP. En promedio, se extrae un volumen de arena equivalente al 0,1% del líquido producido.

Canalizaciones de pozos productores

El mecanismo de producción provoca el crecimiento de los *wormholes*; los volúmenes de arena producidos alcanzan 200 m³ en 5 años de producción. Esto determina el crecimiento de zonas de permeabilidad infinita en el reservorio. Se estima que cuando estas zonas o canales alcanzan áreas cercanas al inyector, ya acuatizadas, generan una conexión dinámica inyector productor que no son propias de un medio poroso, sino de una cañería. Gracias a la instalación de sensores de presión en fondo, puede identificarse una abrupta subida de la presión dinámica, que se acerca a la presión dinámica del pozo inyector. Por otro lado, estudios de trazadores mostraron tiempos de tránsito entre inyector y productor de solo algunas horas.

Se presenta el ejemplo de canalización del pozo ECN-37. La figura 1 muestra la correlación de capas con el inyector ECN-24, identificado mediante un estudio de trazadores como responsable de la acuatización.

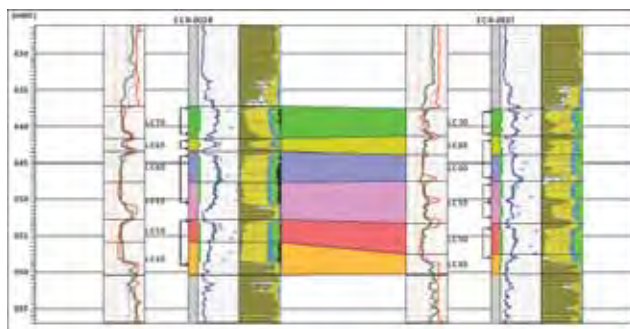


Figura 1. Correlación de capas entre pozos ECN-37 y ECN-24.

La figura 2 muestra los datos de producción e inyección. Se dispone de sensores de fondo permanentes (curva gris). En noviembre de 2009 se observó el crecimiento abrupto del corte de agua en el productor (curva azul). Al mismo tiempo, se incrementa la presión dinámica y la producción de fluido. Al comparar esta presión entre el pozo inyector y el productor se observa muy poca diferencia entre las curvas. En octubre de 2010 se realiza un perfil de tránsito en el pozo ECN-24, dando como resultado una inyección desbalanceada, dado que el 80% del caudal estaba siendo inyectado en las capas LC50 y LC-45.

La canalización quedó comprobada con un estudio de trazadores, en donde se registra un tiempo de tránsito de 2 hs 35' y una acumulación del volumen de trazador inyectado muy abrupto (figura 3).

La producción de arena del pozo ECN-37 en el momento de la canalización se estimó en 50 m³. Mediante un perfil a pozo entubado, pudo comprobarse que las capas LC-55 y LC-50 presentaban comunicación en el pozo productor al generarse una caverna en el reservorio causada por la producción de arena (figura 4). Esto evidencia que la capa LC-50 / LC-45 se encontraba ya en producción (con crecimiento de *wormholes*) desde antes de mayo de 2008, cuando fue punzada. Desde el punto

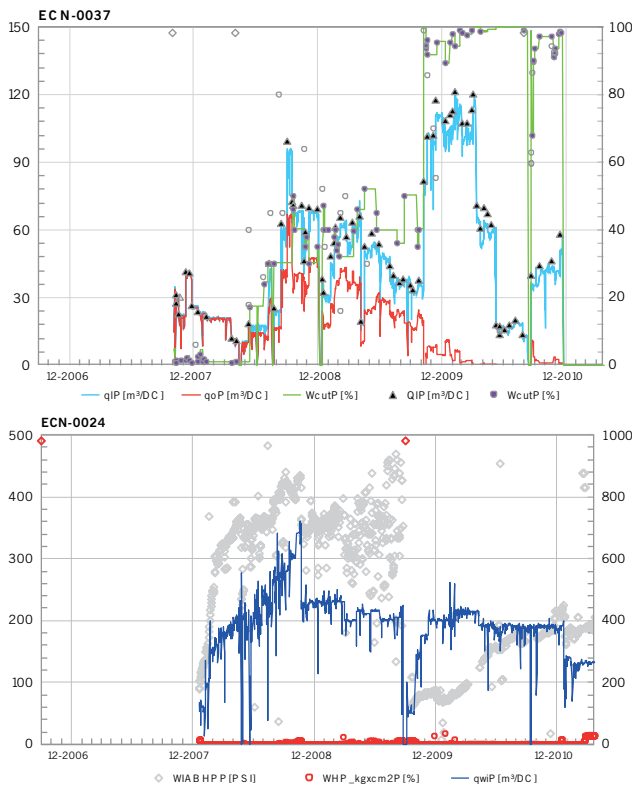


Figura 2. Parámetros de producción pozo ECN-37 y ECN-24.

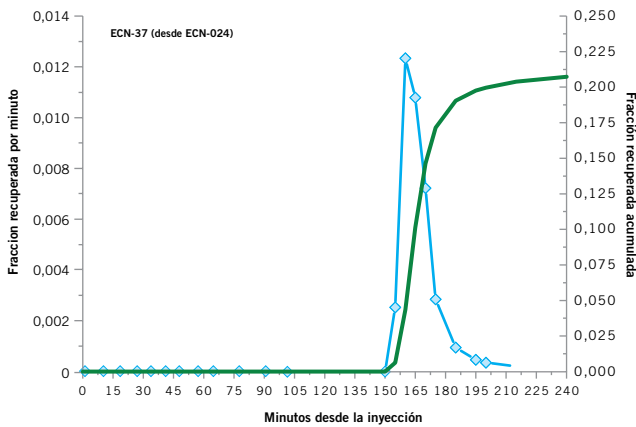
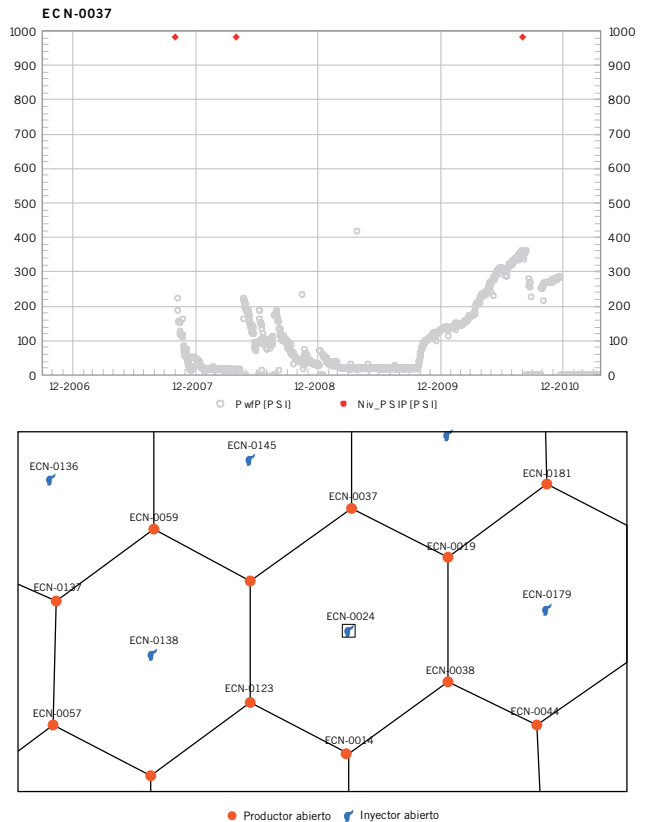


Figura 3. Medición de concentración de trazador en pozo ECN-37, inyectado en el pozo ECN-24.

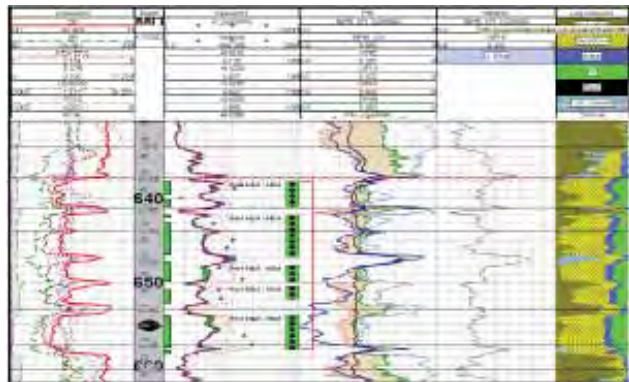


Figura 4. Perfiles eléctricos ECN-37. Perfil Neutrón. Curva azul muestra aumento de porosidad en capas LC-55 y LC-50.

de vista del inyector, dado que este antes fue productor, también presenta una importante producción acumulada de arena, que fue estimada en 32 m³. Se cree que esto favoreció la acuatización del pozo ECN-37.

De los 450 pozos productores existentes en el área, aproximadamente 30 se encuentran cerrados por canalizaciones. No se ha podido encontrar una relación de las canalizaciones con la cantidad de arena producida ni con otros parámetros de producción o inyección. Tampoco es evidente una dirección preferencial de las mismas.

Criterios de selección de pozos

Al momento de seleccionar los pozos para evaluar la nueva tecnología para revertir las canalizaciones, se consideró la posibilidad de realizar tanto tratamientos correctivos como preventivos. Dado que el número de pozos productores es elevado, y la mayor parte de los yacimientos ya se encuentran desarrollados, la viabilidad de los tratamientos preventivos se vio comprometida. Otra desventaja que se consideró es la dificultad en la metodología para evaluar el éxito del tratamiento preventivo, ya que sería complejo poder discernir si un pozo no se canaliza debido al tratamiento preventivo o si simplemente por su naturaleza no iba a canalizarse jamás. Por lo anteriormente mencionado, el piloto de tratamientos se concentró solo en tratamientos correctivos, para lo cual se seleccionaron 3 pozos: ECN-61, ECN-37 y CoHS-1006.

El primer procedimiento fue realizado en el pozo ECN-61 en septiembre del 2011. Este pozo se había canalizado en marzo del mismo año y, si bien no se tenía

Convocatoria al Premio del 22° Congreso Mundial de Energía

u\$s 10.000 dólares al mejor trabajo de cada categoría

El Consejo Mundial de Energía (WEC) realiza el lanzamiento oficial del Premio "Energía del mañana", un concurso que premiará con u\$s 10.000 dólares al mejor trabajo de cada categoría

El premio consta de seis categorías de acuerdo con el lema del Congreso "Asegurando hoy, la energía del mañana". El Comité Organizador de Daegu 2013, alienta a los autores a presentar sus puntos de vista sobre un tema relacionado con cualquiera de las seis áreas de estudio principales del WEC.

- 1.Explorar los Escenarios Mundiales de la Energía.
- 2.Encuesta Mundial de Recursos Energéticos y Tecnologías (SERT).
- 3.Evaluación del Trilema Energético: El equilibrio entre la seguridad energética, la equidad social y el impacto ambiental.
- 4.Mejorar el Acceso a la energía: la conexión de la alimentación, la energía y el agua.
- 5.Promover la Innovación Energética y Desarrollo Urbano.
- 6.Organizar Marcos Globales de Energía con los Gobiernos.

Un concurso que premiará con u\$s10.000 dólares a los trabajos técnicos más desatcados

El proceso de selección constará de dos rondas. La primera, será examinar 150 trabajos preseleccionados antes del 15 de junio. La segunda, analizará los trabajos seleccionados. Los mismos serán presentados a un panel de jueces. Los trabajos ganadores serán anunciados el 15 de julio.

A la espera que más documentos se presenten en respuesta al anuncio del premio, el plazo de presentación ha sido prorrogado hasta el 31 de marzo. Los premios para los trabajos ganadores serán presentados durante el Congreso.

Todos los trabajos deberán ser originales y no deben ser objeto de examen en eventos similares o en revistas. Los trabajos deben ser escritos en inglés y no exceder las 15 páginas.

Adicionalmente, el CACME premiará con una beca (pasaje e inscripción) a los dos mejores trabajos técnicos que sean aprobados por el Comité Organizador del Congreso.

El Congreso de este año, será el segundo en celebrarse en el este de Asia, en 90 años de historia del evento. Se esperan delegados de todo el mundo, incluidos Ministros de Gobierno, Jefes de Estado y líderes de la industria actual y futura de naciones desarrolladas y en desarrollo.

Para mayor información: cacme@cacme.org.ar y www.cacme.org.ar



WORLD ENERGY COUNCIL
CONSEIL MONDIAL DE L'ÉNERGIE
For sustainable energy.

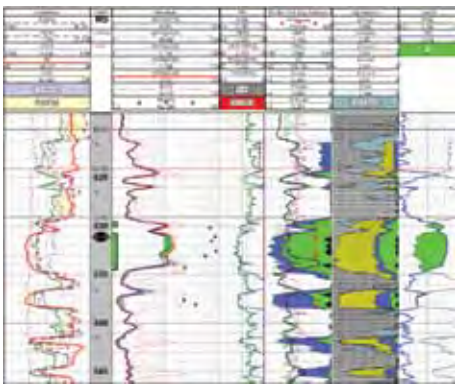


Figura 5. Perfil eléctrico pozo ECN-61.

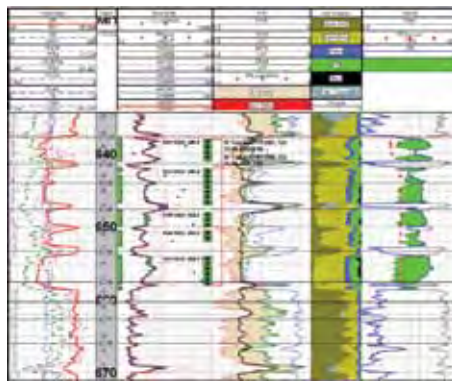


Figura 6. Perfil eléctrico pozo ECN-37.

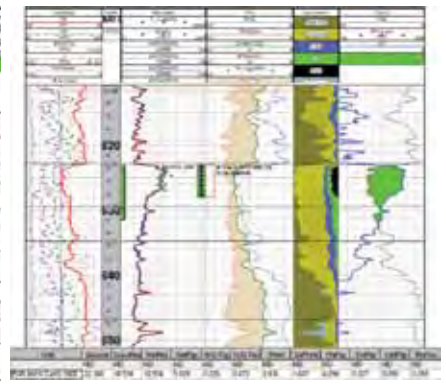


Figura 7. Perfil eléctrico pozo CoHS-1006.

claramente identificado el inyector con el cual estaba conectado, se lo seleccionó por las características de su perfil. Dado que la canalización se intentó reparar desde el productor, la identificación del inyector responsable de la conexión no es un factor crítico para el diseño del tratamiento. La característica principal que presenta este pozo es que tiene solo una arena, la LC-50, con un espesor útil de 4 m (ver figura 5).

A la hora del diseño del tratamiento, esto tiene la ventaja de tener la seguridad de que el 100% del mismo entrará en dicha capa, y se estará tratando la arena canalizada, lo cual permitirá evaluar la eficacia de la tecnología. Por otra parte, al tener poco espesor, *a priori* necesitaría un tratamiento de menor volumen que un pozo de mayor espesor, lo cual implicaría menores costos y riesgos operativos.

El segundo tratamiento fue realizado en el pozo ECN-37 en octubre de 2011. Este pozo, a diferencia del ECN-61, presentaba un importante espesor neto de 15 m, siendo uno de los pozos de mayor espesor en todo el yacimiento (ver figura 6).

La acuatización de este pozo fue estudiada con bastante profundidad; se realizó inyección de trazador en el inyector para caracterizar la canalización, perfil de tránsito para determinar la distribución de inyección e incluso un perfil de neutrón a pozo entubado para caracterizar la alteración de la formación producto de la producción de arena. Estas razones lo convirtieron en un excelente candidato desde el punto de vista del estudio, debido a la gran cantidad de información relevada. Por otro lado, por su importante espesor de arena, la recuperación del pozo presentaba buen potencial de producción y un desafío mayor en el diseño y operación que el tratamiento del pozo ECN-61.

El tercer tratamiento fue llevado a cabo en el pozo CoHS-1006. El límite sur del yacimiento Cerro Huanul Sur, que es parte del conjunto de yacimientos que desarrollaron la Formación Centenario en el área. A diferencia de los anteriores pozos tratados, la acuatización del pozo CoHS-1006 no se debía a una conexión con un inyector sino a la cercanía con el acuífero (ver figura 7).

Este pozo está ubicado en la línea de pozos más cercana al contacto agua petróleo, y se estima que la acuatización fue producto de: a) el crecimiento de los *wormholes* hacia el contacto agua/petróleo, b) conificación del agua en la proximidad del pozo, o c) combinación de las cau-

sas antes mencionadas. La mayoría de los pozos ubicados sobre esta línea presentan el mismo comportamiento, por lo que el tratamiento es extrapolable a otros pozos vecinos. En el diseño se incluyó la inyección de un modificador de permeabilidad relativa al agua en los bombeos de diagnóstico, para disminuir el avance de agua por conificación.

Hipótesis de diseño

La pérdida de producción de un pozo canalizado se intentó corregir mediante tratamientos desde los pozos inyectores aplicando geles sellantes para obturar la canalización y provocar la divergencia del flujo de inyección a fin de mejorar el barrido en el reservorio. Hasta el momento no se encontró una solución efectiva a la canalización de pozos por esta vía. Para detalles, ver [1], al final de este trabajo.

Otra forma de tratar el problema es aplicar modificadores de la permeabilidad relativa (RPM) en los pozos productores. Se trata de polímeros que se adsorben en la formación y disminuyen la permeabilidad al agua, sin sellar definitivamente los poros. En formaciones no consolidadas, la aplicación de este tipo de solución tiene un alto potencial de falla, porque estos pozos no solo producen fluidos (agua y petróleo), sino también sólidos de formación donde podría estar adsorbido el RPM. Por tal razón, la aplicación de RPM debería ser precedida de un tratamiento de resinas líquidas capaces de dar adherencia a sus granos. Como antecedente se tiene la terminación de un pozo de la misma cuenca y formación, pero perteneciente a otra operadora, donde el pozo no fue producido por CHOPS, sino que fue punzado y se aplicaron los tratamientos de consolidación y de control de agua [2].

La solución propuesta para la situación de pozos canalizados, que produjeron ya una importante cantidad de arena de formación, constó de dos pasos:

- a) Reconstitución de la matriz porosa en la vecindad del pozo:
 - Tratamiento de acondicionamiento (TA)
 - Tratamiento de consolidación (TC)
- b) Tratamiento de control de agua.

La reconstitución de la matriz porosa en la vecindad del pozo consiste en rellenar aquellos *wormholes* que

generaron la canalización con "agente de sostén" (arena de fractura), tratado con resinas específicas, que permitan generar un "empaque" altamente conductivo y con suficiente resistencia a la extrusión, una vez que el pozo se ponga nuevamente en producción. El objetivo de este empaque de arena es modificar la permeabilidad del conjunto "formación-canalización" en la vecindad del pozo, reduciendo el elevado índice de productividad y estabilizando la formación adyacente.

De esta manera, se prepara el pozo para el tratamiento de control de agua a base de RPM y se busca mejorar la eficiencia de barrido de la inyección de agua y aumentar la producción de petróleo. Finalizado el tratamiento de reconstitución de matriz porosa (RPM), se programa ensayar por pistoneo el pozo y controlar que no produzca agente de sostén, medir el porcentaje de finos y el corte de agua. Posteriormente, se planea poner el pozo en producción y estimar la permeabilidad resultante para diseñar el tratamiento de control de agua.

Además de la canalización debido al crecimiento de los *wormholes*, existen pozos que muestran problemas de conificación por la cercanía con el contacto agua/petróleo. En este caso, también es necesario combinar el tratamiento de control de agua con la reconstitución de la matriz. Se asume que el agua producida fluye tanto por la conificación como por las canalizaciones, y que el MRP será más efectivo si logra filtrar a través de la zona conificada.

La metodología propuesta puede resumirse entonces en las siguientes etapas:

- Bombeos de diagnóstico con agua tratada y/o gel lineal.
- Tratamiento de acondicionamiento con agente de sostén tratado químicamente con resina líquida aglomerante (RLA). En caso de pozos con conificación de agua, se incluirá en esta etapa el bombeo de RPM para controlar el agua.
- Evaluación del comportamiento de la presión después de cada bombeo de acondicionamiento para determinar si se está en condiciones de realizar los tratamientos de consolidación.
- Tratamiento de consolidación mediante el bombeo de agente de sostén tratado con resina líquida aglomerante (RLA), seguido por agente de sostén tratado con resina líquida consolidante (RLC).
- Evaluación del comportamiento del pozo en producción en cuanto a la productividad y el corte de agua.
- Tratamiento de control de agua (RPM).

Los bombeos de diagnósticos sirven para interpretar las presiones obtenidas. De antemano, se sabe que resulta poco probable la fracturación de la formación, ya que existe una red de *wormholes* de conductividad infinita y que la matriz porosa entre ellos es altamente permeable. Resulta difícil también encontrar presión de cierre y eficiencia de fluido con estos bombeos, pero la presión instantánea es un parámetro de referencia importante, ya que un incremento de la misma es indicador de la reconstitución de la matriz porosa, debido a que el bombeo del mismo encontrará mayor resistencia a ser desplazado por los *wormholes*.



B
BUHLMANN
TUBE SOLUTIONS

Stock en tubos y accesorios, de acero al carbono, acero inoxidable y aleaciones especiales.

Para la industria termoeléctrica, petroquímica y química.

we know how

Power | Chemical | Engineering | Shipyards | Oil & Gas | Projects

www.buhlmann-group.com
Germany | Austria | Finland | France | Great Britain | Italy
Netherlands | Russia | Argentina | China | Singapore | Thailand

BUHLMANN Argentina S.A.
Dardo Rocha 2418, Piso 2, B1640FTH Martínez, Buenos Aires, Argentina
Tel.: +5411 4717-6763, Fax: +5411 4717-5109, argentina@buhlmann-group.com

Programación de la operación

La complejidad secuencial de la operación hace necesario el correcto empleo de tecnologías específicas para controlar la producción del “agente de sostén” y disminuir la producción de agua, favoreciendo la producción de petróleo. Además, la red de canalizaciones existentes y la alta permeabilidad de la formación, no permiten que los tratamientos puedan bombearse a régimen matricial ni de fractura. Por lo tanto, el comportamiento de la presión de tratamiento debe ser interpretado al momento de bombear los tratamientos. Esto último complica la utilización de programas de simulación que permitan predecir el comportamiento de presiones que se debe esperar. Como referencia, un simulador de fractura fue corrido para obtener un posible rango de presión de tratamiento y la “presión neta” modelada para el caso en que se desarrolle una fractura monoplanar de dos alas. Si la “presión neta observada” durante el bombeo resulta menor que la “presión neta” del modelo, debería entenderse que no se está generando geometría alguna. En efecto, la geometría ya es preexistente debido a los *wormholes* por donde fluye el tratamiento bombeado.

A diferencia de una operación de fractura, el agente de sostén o arena, no está sometido a los esfuerzos de confinamiento, dado que se ubica en las canalizaciones existentes en la vecindad del pozo. Cumple una función de “relleno” y, al no estar confinado, corre el riesgo de ser producido. Para evitar esto, se recubre el mismo con una resina líquida consolidante (RLC) en la etapa de consolidación. La colocación del agente de sostén en la proximidad del pozo requiere de bombeos sucesivos, denominados de “acondicionamiento”, dado que su objetivo es formar un banco de arena dentro de la canalización, que ofrezca resistencia a ser desplazado. Una resina líquida aglomerante (RLA) se utiliza para recubrir los granos de arena, brindando cohesión entre los mismos y facilitando la sedimentación y formación del banco de arena dentro de los *wormholes*.

Se busca bombear con el mínimo caudal compatible como para transportar arena a alta concentración y favorecer su decantación dentro de los *wormholes*.

El fluido de los tratamientos de acondicionamiento y/o consolidación es un gel lineal, o bien un gel reticulado con borato de baja carga polimérica (20 o 25 gal/Mgal) y alta concentración de químicos, que faciliten la ruptura del mismo, para promover su ubicación en la vecindad del pozo.

Finalizando, la etapa de control de agua debió ser bombeada a caudal matricial, y la concentración del MPR dependerá de la permeabilidad en la vecindad del pozo y la temperatura de formación. El volumen del tratamiento se define en función de la porosidad de la zona.

Tecnologías aplicadas

Resina Líquida Aglomerante (RLA)

La resina líquida aglomerante es un agente modificador de la superficie del agente de sostén utilizado en las operaciones de fractura. Se la agrega en la base de los tornillos que transportan el agente de sostén desde la

tolva a la batea del equipo de mezclado (*blender*). De esta manera, el mismo queda recubierto por una delgada película adhesiva que incrementa notablemente la fricción intergranular y el caudal de flujo necesario para producir la movilización del empaque de fractura. Esta “cohesión” artificial, provista por la película adhesiva a los granos del agente de sostén, reduce su decantación dentro de la fractura creada, permite una mejor distribución y en particular, logra una mejor distribución vertical.

En la reconstitución de la matriz porosa, donde el agente de sostén se coloca dentro de una geometría ya creada, el empleo de esta resina, en lugar de disminuir la decantación del agente de sostén, lo promoverá una vez finalizado el bombeo, debido a que el *wormhole* tiene mayor ancho que una fractura, hecho que se observó durante la ejecución de las operaciones de los pozos tratados. La arena trabajada con esta resina y decantada en la canalización, proporciona mayor resistencia al flujo por la cohesión entre sus granos; por esta razón se selecciona esta tecnología para los tratamientos de acondicionamientos propuestos.

Otras propiedades, como la mejora de la conductividad del empaque y la disminución de la invasión de finos al mismo, también contribuyeron para seleccionar el empleo de esta resina aglomerante. Pruebas de laboratorio demostraron que para empaques de arena tratados con estas resinas eran hasta 30% más conductivos que aquellos que no estaban tratados [3]. También se comprobó experimentalmente en ensayos de conductividad, que el agente de sostén no tratado, sometido a determinada presión de confinamiento, generaba finos que se movilizaban y disminuían la conductividad del empaque, mientras que con agente de sostén tratado, disminuía la cantidad de finos y estos quedaban adheridos a la película adhesiva sin posibilidad de moverse [4]. En el tratamiento de reconstitución de matriz, donde se “rellenan” los canales para cambiar la conductividad infinita del canal por una conductividad finita pero lo más alta posible, el empaque con mayor conductividad será aquel donde el agente de sostén sea tratado con esta resina.

Finalmente, la aplicación de las resinas aglomerantes no requiere de tiempo de curado, ya que permanecen con ese estado de pegajosidad en condiciones de fondo de pozo. En operaciones de fractura, esto permite realizar la limpieza de la misma en forma inmediata y agresiva. En los tratamientos de reconstitución de matriz, esta propiedad no agrega tiempo de “equipo de terminación” durante las etapas de acondicionamientos en las que se las utiliza [5].

Resina Líquida de Consolidación (RLC)

La resina líquida de consolidación consta de dos componentes: la resina y el agente endurecedor, que se almacenan en contenedores separados. En locación se agrega cada componente en los tornillos de transporte de arena, y por agitación se mezclan con la misma antes de llegar a la batea del mezclador. Luego, la arena tratada en formación necesita de un tiempo de curado, para que la resina endurezca y genere la unión entre granos de arena, que proporcionará resistencia a ser desalojados del empaque una vez que el pozo es puesto nuevamente en producción.

La arena tratada con RLC (ARLC) fue seleccionada para el tratamiento de consolidación por las ventajas que

esta representaba frente a la arena resinada comercial (ARC), que se trata de una resina precurada recubierta de resinas fenólicas. La mayor diferencia entre la ARC y la ARLC consiste en que solo una pequeña fracción del recubrimiento en las ARC es curable, mientras que en las ARLC todo es curable; por consiguiente la unión entre granos puede desarrollar mayor resistencia. Otra ventaja es que la formulación de la resina de consolidación puede ser ajustada al rango de temperatura que se aplicará, existiendo tres clases diferentes para los siguientes rangos: 70-225 °F; 225-350 °F y 350-550 °F.

Otra razón importante que determinó la elección de utilizar ARLC fue que esta solamente cura por temperatura de fondo, mientras que la ARC necesita además de la presión de cierre y, eventualmente, para muy bajas temperaturas de formación, como en este caso, de un activador, para que pueda iniciar su curado. En los tratamientos de reconstitución de matriz porosa, donde no se fractura, sino que se rellenan las canalizaciones, no se tiene esfuerzo de confinamiento o bien este es insignificante, por lo que no se aconsejaría la elección del ARC.

Finalmente, los ensayos de conductividad realizados en laboratorios usando celdas de flujos, demostraron que la conductividad del empaque mejora cuando el agente de sostén se trata con resinas líquidas [5].

Modificador de Permeabilidad Relativa (RPM, por sus siglas en inglés)

Los modificadores de la permeabilidad relativa son sistemas de polímeros solubles al agua que al ingresar a formación son adsorbidos por la misma, desarrollando una capa de polímero hidratado a lo largo del canal poral, que ofrece resistencia al flujo de agua sin reducir la permeabilidad al petróleo (ver figura 8).

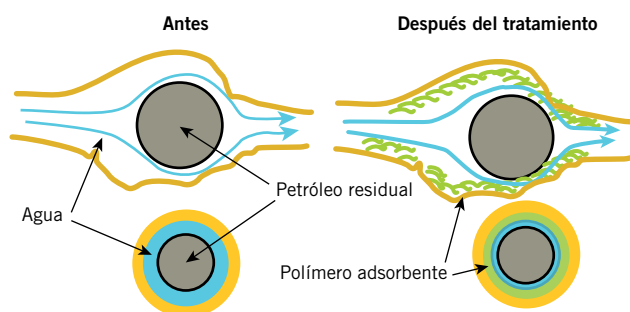


Figura 8. Mecanismo de control de agua de RPM hidrofóbico.

El polímero sellante aplicado a este pozo es un polímero hidrofóbico, base agua. La modificación hidrofóbica mejora las características de adsorción del mismo, lo que reduce aún más la permeabilidad al agua sin modificar sustancialmente el flujo del hidrocarburo. Este polímero modificado permite que la adsorción del mismo continúe aumentando a mayores concentraciones del polímero, o se formen múltiples capas del mismo. Este comportamiento se atribuye a la adsorción asociativa de las cadenas de polímeros previamente adsorbidas.

Operaciones

ECN-61 (pozo canalizado)

El programa preliminar de reconstitución de matriz porosa solamente fue orientativo y sujeto a modificaciones, según el comportamiento de presiones de tratamiento en el pozo. Abajo se muestra dicho programa. Operativamente, se consideró ubicar el *packer* de la instalación de fractura aproximadamente 40 metros por encima de los punzados, para tener la posibilidad de realizar un *squeeze* con arena tratada con LRC en caso de ser necesario.

Bombeo de diagnóstico
600 gal agua tratada @ 8 bpm

Si no se obtienen datos para rediseñar el tratamiento, proceder con los siguientes bombeos:

- Bombeo de diagnóstico II: 1.000 gal agua tratada @ 8 bpm
- Bombeo de diagnóstico III: gel lineal o reticulado, volumen y caudal a determinar

Con gel reticulado y sobredesplazado con gel lineal se continuará con:

- Tratamiento de acondicionamiento I: 10 bolsas arena 16/30 con LRA, concentración máxima 1 ppg
 - Tratamiento de acondicionamiento II: 60 bolsas arena 16/30 con LRA, concentración máxima 2 ppg
- Finalmente con gel reticulado y desplazado con gel lineal
- Tratamiento de consolidación: 495 bolsas arena 16/30 (75 bolsas con RLA y 420 bolsas con LRC).

Los bombeos de diagnósticos fueron tres: el primero con agua tratada y los dos siguientes con gel lineal (ver figura 9). Se decidió no repetir el bombeo con mayor volumen de agua tratada, debido a que la presión instantánea del primer bombeo fue nula. El mismo comportamiento en la presión instantánea se obtuvo en los otros dos bombeos, razón por la cual se continuó con el tratamiento de acondicionamiento previsto por el programa, manteniendo la concentración de 1 ppg e incrementando a 30 bolsas de arena. La presión instantánea nuevamente fue nula y no pudo determinarse la presión de cierre, como ocurrió anteriormente.

Ante este comportamiento severo de admisión, se modificó la etapa de tratamiento de acondicionamiento, incrementándose el número de bolsas y concentración de arena, para conseguir que la arena bombeada en las canalizaciones que están admitiendo decante en la proximidad del pozo y ofrezca resistencia a ser desplazada (figura 10). En la tabla 1 se detallan todas las etapas correspondientes al tratamiento de reconstitución de matriz porosa, donde se agregaron etapas de acondicionamiento, para poder lograr el incremento de presiones instantáneas buscado.

Debe mencionarse que recién en el segundo tratamiento de acondicionamiento logró calcularse la presión de cierre en 1.100 psi. En total 364 bolsas de arena tratada con RLA se bombearon en los tratamientos de acondicionamiento, mientras que en el programa original estaba previsto solamente 75 bolsas. Esta dificultad para generar resistencia al desplazamiento de la arena bombeada en los sucesivos tratamientos de acondicionamiento condujo a rediseñar el tratamiento y solicitar el envío de más agente de sostén, que arribó a locación 17 horas después. En las

Bombeo de diagnóstico

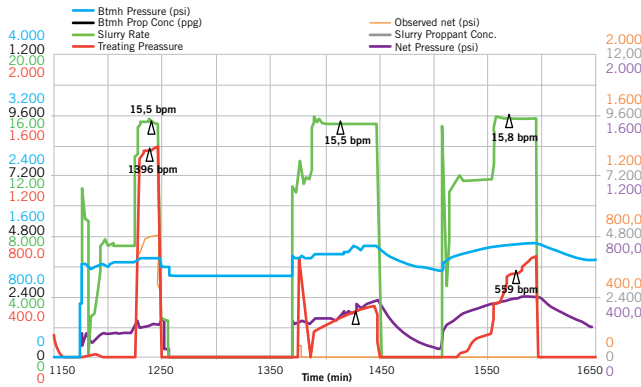


Figura 9. ECN-61 – Bombes de diagnósticos.

Bombes de acondicionamiento 2

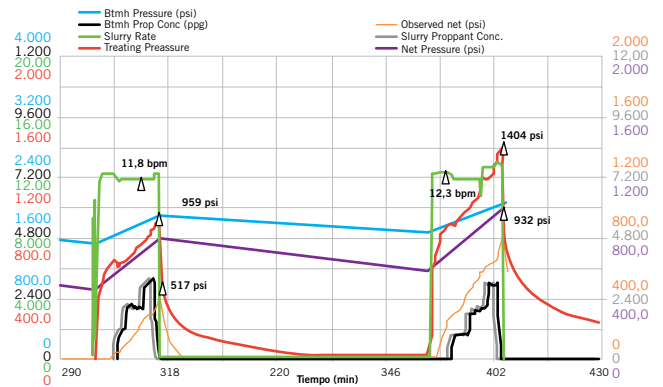


Figura 11. ECN-61 – Tratamiento de acondicionamiento.

Bombeo de acondicionamiento

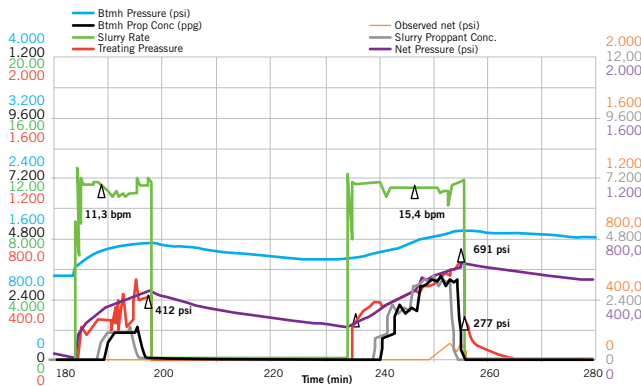


Figura 10. ECN-61 – Bombes de diagnósticos.

Tratamiento de consolidación

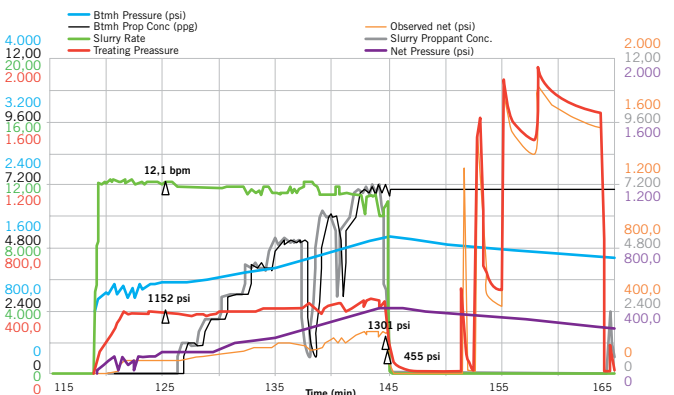


Figura 12. ECN-61 – Tratamiento de consolidación.

figuras 10 y 11 se muestra la gráfica correspondiente a los tratamientos de acondicionamiento.

Antes de comenzar con el tratamiento de consolidación, se realizó un nuevo bombeo de diagnóstico con gel lineal para verificar cual sería el cambio de la presión instantánea luego de que el pozo se mantuviera en reposo, obteniéndose 350 psi, mucho menor que las 930 psi obtenidas en el último tratamiento de acondicionamiento. Además, la presión de superficie durante los tratamientos de acondicionamiento fue de 1.000 psi a 12 bpm, mientras que en este bombeo fue de 500 psi. Se verifica entonces que menor presión instantánea representaría menor resistencia al desplazamiento del agente de sostén.

En el tratamiento de consolidación se alcanzó una concentración de arena de 7 ppg y se bombearon 686 bolsas (39% más de lo previsto originalmente). Se desplazó hasta el packer, ubicado 36 metros por encima del punzado superior y se obtuvo una presión instantánea de 455 psi y una presión promedio de 1.100 psi. Debido a que el incremento de presión instantánea fue tan solo de 105 psi, se procedió a “hesitar” la arena situada en el casing (ver figura 12), hasta una presión máxima de 6.000 psi, para facilitar el ingreso de arena tratada en aquellos punzados que no admitieron arena en el tratamiento de consolidación.

Se dejó curar el tratamiento durante 24 horas y se procedió a limpiar el pozo con “sand pump” pero, al estar

la arena consolidada dentro de la cañería, se decidió utilizar fresa para rotarla y lavar el pozo. Se rotó arena desde 619 a 663 m y durante esta operación se logró circulación parcial. El pozo admitió 15 m³ de agua tratada.

Posteriormente, se ensayó el pozo utilizando una bomba jet hasta un caudal máximo de 3.6 m³/h, recuperando solamente agua y sin vestigios de petróleo. Tampoco se observó producción de sólidos durante el ensayo. Siguiendo con lo programado, se puso el pozo en producción y se controló la evolución del corte de agua durante un período mayor a los dos meses sugeridos en la programación inicial.

En la figura 13 puede observarse que la producción de petróleo fue mejorando los primeros meses posteriores al tratamiento de reconstitución de la matriz porosa, y el corte de agua continuamente disminuyendo desde un 95% inicial hacia un 80%. A mediados de junio del 2012 se tenía una producción bruta de 41 m³, siendo el corte de agua de 76%. Al mes siguiente, se decidió bombear el tratamiento de control de agua a base de MPR, y para el diseño se consideró la permeabilidad calculada a partir del Índice de Productividad del pozo (1.222 mD), para determinar la dosificación del tratamiento.

El volumen del mismo se calculó en función de la porosidad asumida para la matriz reconstituida en la vecindad del pozo. El tratamiento se bombeó a un caudal

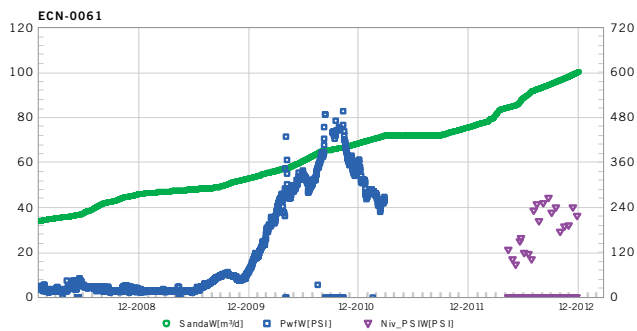
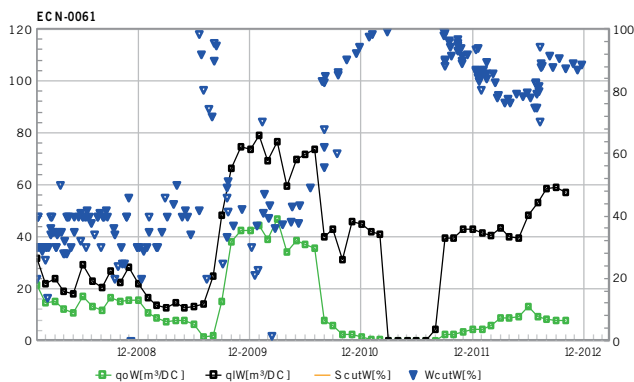


Figura 13. Izq.: Datos de producción ECN-61. Derecha: Datos de producción de arena y presión.

promedio de 4.5 bpm y sin presión, dejando la duda si el mismo fue distribuido matricialmente en la vecindad del pozo.

Realizado el tratamiento, se modificó el régimen de producción, incrementando la bruta de 41 m³/d a 60 m³/d, y con ello se incrementó el corte de agua en un 10%. No se observó un incremento en la producción total de petróleo, y la evaluación del tratamiento de MPR se dificultó debido a que se incrementó el caudal de producción bruta, en lugar de mantener el mismo caudal y observar el efecto del MPR.

ECN-37 (pozo canalizado)

El programa original de reconstitución de la matriz porosa contempló mayor cantidad de arena debido a que se tenía un mayor número de intervalos punzados (12 metros de espesor punzado). Sin embargo, con la experiencia obtenida del pozo anterior, se acordó disponer en locación mayor capacidad de tanques de almacenaje de agua y en lugar de llevar las 668 bolsas de arena, se transportó 1.800 bolsas de arena 16/30. Nuevamente, se contempló la posibilidad de “hesitar” la arena en caso de ser

necesario, y se fijó el packer a 63 m por encima del tope de punzados. Abajo puede verse la propuesta original.

- Bombeo de diagnóstico I: 600 gal agua tratada @ 8 bpm

Si no se obtienen datos para rediseñar el tratamiento, proceder con los siguientes bombeos:

- Bombeo de diagnóstico II: 1.000 gal agua tratada @ 8 bpm
- Bombeo de diagnóstico III: gel lineal o reticulado, volumen y caudal a determinar.

Con gel reticulado y sobredesplazado con gel lineal se continuará con:

- Tratamiento de acondicionamiento I: 20 bolsas arena 16/30 con LRA, concentración máxima 1 ppg
- Tratamiento de acondicionamiento II: 90 bolsas arena 16/30 con LRA, concentración máxima 2 ppg

Finalmente, con gel reticulado y desplazado con gel lineal:

- Tratamiento de consolidación: 558 bolsas arena 16/30 (110 bolsas con RLA, 468 bolsas con RLC).

La experiencia adquirida en la ejecución del trabajo anterior hizo que la propuesta se rediseñara y se incre-

Pozo: ECN-61 (Canalizado)

Punzados: 629.5/633.0 m – Arena producida: 72 m³

Bombeo	Fluido	Volumen (gal)	Desplaz. (gal)	Arena (bolsas)	Conc. (lb/gal)	Caudal Promedio (psi)	Presión Instantánea (psi)
D - 1	Agua tratada	2900				7.5 – 15.5	0
D - 2	Gel Lineal	5000				15.5	0
D - 3	Gel Lineal	5000				15.5	0
A -1	Gel XL – Pad	2000	1400	30 (RLA)	1	15.7	0
	Gel XL	3000					
A - 2	Gel XL –Pad	2000	1000	140 (RLA)	3	11.5	277
	Gel XL	6000					
A - 3	Gel XL –Pad	2000	1000	92 (RLA)	3	11.5	517
	Gel XL	4400					
A - 4	Gel XL –Pad	2000	1000	102 (RLA)	3	11.8 -12.6	932
	Gel XL	5400					
D - 4	Gel Lineal	4000				12 -16	350
RM	Gel XL – Pad	8000	475	601 (RLA) 586 (RLC)	7	12	455
	Gel XL	16350					
Total		68050	4875	1191 (RLA) 586 (RLC)			

Referencias: D (diagnóstico) – A (Acondicionamiento) – RM (Reconstitución de Matriz) – (pad*): volumen de fluido limpio

Tabla 1. Pozo ECN-61.

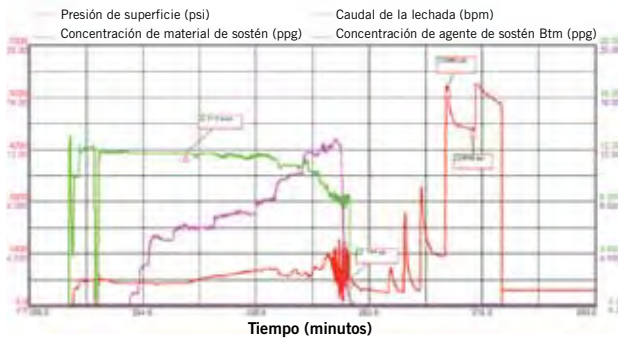


Figura 14. ECN-37 – Tratamiento de consolidación.

mentara la concentración máxima del agente de sostén, tanto en los tratamientos de acondicionamiento como en el de consolidación. Por otro lado, se consideró ejecutar un menor número de bombeo de diagnóstico. A continuación se muestra el esquema de bombeo:

- Bombeo de diagnóstico I: 600 gal agua tratada@ 8 bpm

Si no se obtienen datos para rediseñar el tratamiento, proceder con los siguientes bombeos:

- Bombeo de diagnóstico II: 1.000 gal gel lineal @ caudal a definir
- Bombeo de diagnóstico III: gel reticulado, volumen y caudal a determinar.

Con gel reticulado y sobredesplazado con gel lineal se continuará con:

- Tratamiento de acondicionamiento I: 250 bolsas arena 16/30 con LRA, concentración máxima 5 ppg
- Tratamiento de acondicionamiento II: 200 bolsas arena 16/30 con LRA, concentración máxima 4 ppg
- Tratamiento de acondicionamiento III: 135 bolsas arena 16/30 con LRA, concentración máxima 4 ppg

Finalmente, con gel reticulado y desplazado con gel lineal:

- Tratamiento de consolidación: 910 bolsas arena 16/30 (355 bolsas con RLA, 555 bolsas con LRC)

Hubo tres bombeos de diagnóstico: con agua tratada, con gel lineal y con gel reticulado. En los dos primeros

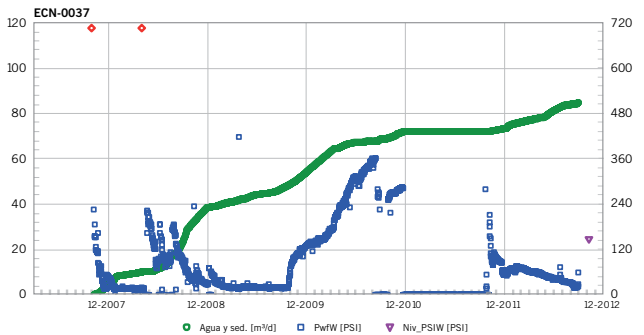
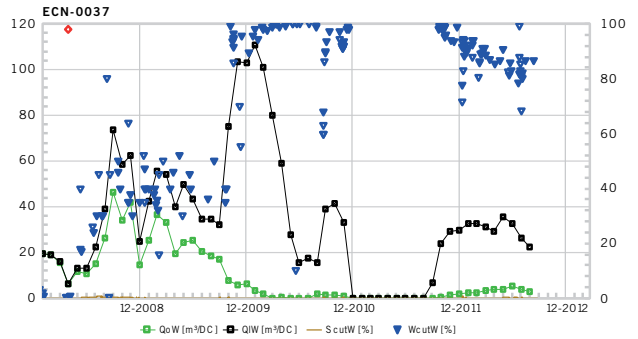


Figura 15. Arriba: Datos de producción ECN-37. Abajo: Datos de producción de arena y presión.

bombeos, el pozo admitió sin presión todo el fluido (ver figura 2) y la presión instantánea fue nula en todos. Esto indicaba que la reconstitución de la matriz porosa sería más dificultosa, y que mayor cantidad de arena debería ser utilizada. Se rediseñó nuevamente en locación el programa, y en lugar de realizar tres bombeos de acondicionamiento con cantidades de arena decreciente, se ejecutaron dos con concentraciones finales más altas que las previstas (ver tabla 2).

Las presiones instantáneas fueron 0 y 400 psi respectivamente. Finalmente, el tratamiento de consolidación también fue modificado, y la concentración máxima de arena bombeada fue de 12 ppg, siendo la presión instantánea de 248 psi. Como la evolución de la presión de superficie fue muy similar a la del pozo ECN-61, se decidió subdesplazar el tratamiento hasta el packer, y luego hesitar la lechada de arena tratada con LRC para lograr

Pozo: ECN-37 (Canalizado)							
Punzados: 638.0/641.0 – 642.0/647.0 – 648.0/650.0 – 650.5/652.5 – 654.0/658.0 m - Arena producida: 72 m ³							
Bombeo	Fluido	Volumen (gal)	Desplaz. (gal)	Arena (bolsas)	Conc. (lb/gal)	Caudal Promedio (bpm)	Instantánea (psi)
D - 1	Agua tratada	1747				5	0
D - 2	Gel Lineal	3109				7.5	0
D - 3	Gel XL	5002	1037				0
A - 1	Gel XL – Pad	2001	1260	240 (RLA)	4.85	7.5	0
	Gel XL	10135					
A - 2	Gel XL – Pad	1131	1093	360 (RLA)	8.60	7.5	400
	Gel XL	7451				SDR	
RM	Gel XL – Pad	5989	560	601 (RLA) 586 (RLC)	12		754
	Gel XL	16908					
	Total	53473	3950	1191 (RLA) 586 (RLC)			

Referencias: D (diagnóstico) – A (Acondicionamiento) – RM (Reconstitución de Matriz) – SDR (Step Down Rate).

Tabla 2. Pozo ECN-67.

Pozo: CoHS-1006 (Conificado)

Punzados: 623.0/628.0 m – Arena producida: 79 m³

Bombeo	Fluido	Volumen (pad*) (gal)	Desplaz. (gal)	Arena (bolsas)	Conc. Max (lb/gal)	Caudal promedio (bpm)	Instantánea (psi)
D - 1	Agua tratada	1300				10	0
D - 2	Gel lineal	1500				12	0
A - 1	MPR	3000	2000	180 (RLA)	5	8	437
	Gel lineal-Pad	2000				14	
	Gel Lineal	6000					
A - 2	MPR	3000	1500	180 (RLA)	5	8	300
	Gel lineal-Pad	2000				14	
	Gel Lineal	6000					
RM	Gel XL – Pad	3000	550	199 (RLA)	9	12	450
	Gel XL	12940	550	462 (LRC)			
	Total	40740	4050	559 (RLA) 462 (LRC)			

Referencias: D (diagnóstico) – A (Acondicionamiento) – RM (Reconstitución de Matriz) – (pad*): volumen de fluido limpio

Tabla 3. Pozo CoHS-1006.

que los punzados que no hayan admitido arena lo hagan al aplicársele mayor presión.

En la figura 14 se muestra el tratamiento de consolidación y hesitación, donde puede apreciarse el incremento de presión hacia el final del ciclo. Se dejó curar el tratamiento durante 24 horas, se limpió el pozo con fresa, rotando arena consolidada desde 583 a 688 m. Durante la limpieza, el pozo circuló normal hasta que se llegó a los punzados; luego comenzó a admitir hasta un total de 60 m³ de agua tratada. Se ensayó con bomba jet hasta un caudal máximo de 3.6 m³/h, recuperando agua tratada y sin vestigio de arena ni de petróleo.

El pozo fue puesto en producción para evaluar el impacto de la reconstitución de la matriz porosa sobre la producción. La figura 15 muestra la producción del pozo antes y después del tratamiento, notándose una mejoría en la producción del petróleo, ya que de 1 m³ que se tenía antes del tratamiento, se pasó a 6 m³ en junio del 2012, con un corte de agua de 85%.

Al mes siguiente, se decidió bombear el tratamiento de control de agua, para cuya dosificación se consideró la permeabilidad calculada a partir del Índice de Productividad del pozo (376 mD). Se bombeó a un caudal de 4.5 bpm y a muy baja presión (25 psi promedio), quedando nuevamente la duda de si se logró una distribución matricial del mismo en la vecindad del pozo.

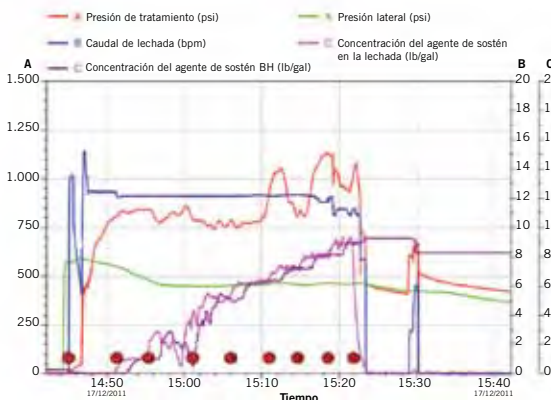


Figura 16. CoHS-1006 – Tratamiento de Consolidación.

Nuevamente, no se observó cambio en el corte de agua después del tratamiento de MPR. A diferencia del pozo ECN-61, aquí se trató de no modificar el régimen de producción para poder comparar resultados, y se notó que el corte de agua se mantuvo igual, sin modificación.

CoHS-1006 (pozo conificado)

La experiencia adquirida en los dos pozos anteriores se tuvo en cuenta al momento de rediseñar el programa de esta operación. Se disminuyó el número de los bombeos de diagnóstico, se redujo a dos los tratamientos de acondicionamiento, empleando gel lineal en lugar de gel reticulado, para promover la decantación de la arena en la vecindad del pozo y favorecer la colocación del tratamiento de consolidación, cuya máxima concentración de agente de sostén será de 9 ppg. En este caso, el programa redise-

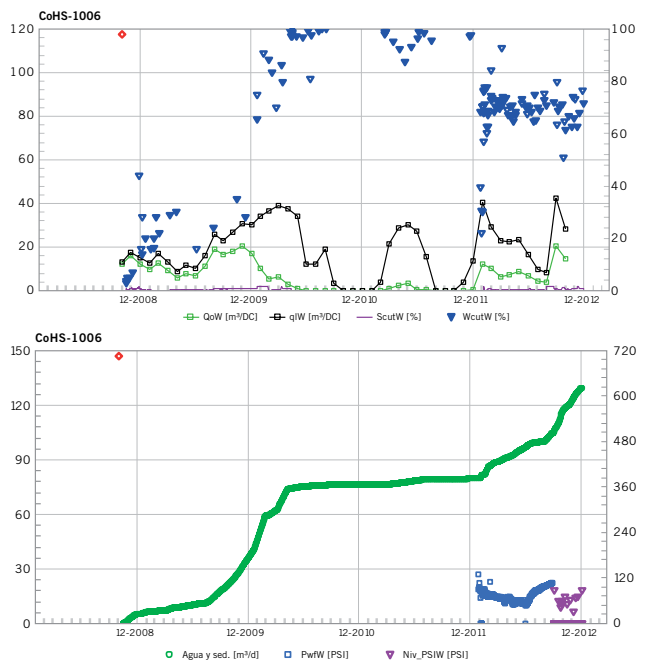


Figura 17. Arriba: Datos de producción CoHS-1006. Abajo: Datos de producción de arena y presión.

ñado fue el que se ejecutó y se muestra a continuación:

- Bombeo de diagnóstico I: 1.000 gal agua tratada @ 8 bpm
- Bombeo de diagnóstico II: 1.000 gal gel lineal @ caudal a definir

Con gel lineal y sobredesplazado con gel lineal se continuará con:

- Tratamiento de acondicionamiento I: 3.000 gal MPR + 180 bolsas arena 16/30 con LRA, 5 ppg
- Tratamiento de acondicionamiento II: 3.000 gal MPR + 180 bolsas arena 16/30 con LRA, 5 ppg

Finalmente, con gel reticulado y desplazado con gel lineal:

- Tratamiento de consolidación: 660 bolsas arena 16/30 (200 bolsas con RLA, 460 bolsas con LRC)

Sin registro de presión en superficie, se ejecutaron dos bombeos de diagnóstico; el primero con agua tratada y el segundo con gel lineal. Inmediatamente y en forma consecutiva se bombearon los tratamientos de acondicionamiento, cada uno de ellos precedidos del tratamiento de control de agua a base de MPR.

La presión promedio en ambos fue aproximadamente de 500 psi y las presiones instantáneas 437 psi para el primero y 300 psi para el segundo, lo que muestra nuevamente un caso severo de canalizaciones y de difícil reconstitución de la matriz porosa. La tabla 3 resume todas las etapas del tratamiento de reconstitución de matriz porosa.

Por último, el tratamiento de consolidación se bombeó a 12 bpm y la presión promedio fue de 750 psi, notándose un incremento abrupto de 300 psi al cambiar la concentración de la arena de 6 a 7 ppg. En ese momento, está ingresando en las canalizaciones la arena tratada con LRC (ver figura 16). Nuevamente, se "subdesplazó" para hesitar, pero en esta operación la admisión del pozo no permitió que se alcanzaran presiones altas como en los anteriores, y solamente se logró incrementar la presión instantánea hasta 550 psi después del *squeeze*.

Nuevamente, se dejó curar el tratamiento durante 24 horas, se lavó arena consolidada desde 633 a 672 m, con fresa, con el pozo circulando parcialmente. Luego se ensayó el pozo mediante *jet-pump*, durante 18 horas hasta un caudal máximo de 2.7 m³/h, recuperando agua tratada y sin sólidos. Luego de ensayar, el tope de arena se encontró en 662 m y se lavó nuevamente hasta 672 m.

El pozo se puso en producción y fue notable la reducción del corte de agua observada luego del tratamiento de reconstitución de matriz porosa (se alcanzó un corte de agua del 65%). Según muestra la figura 17, este fue el pozo de mejor respuesta, alcanzando una producción bruta de 42 m³.

Conclusiones

Se demostró que ha sido posible recuperar los pozos acuatizados mediante un tratamiento novedoso, que consideró la reconstitución de la matriz porosa, mediante el empleo de arena tratada con resinas líquidas aglomerantes y consolidantes y el empleo de modificadores de la permeabilidad relativa.

Fue muy importante evaluar los tratamientos durante el bombeo de los mismos y tener la posibilidad de modificarlo en tiempo real, a medida que se iban confirmando las hipótesis de trabajo. Desde el primer pozo, se trató de comprender el comportamiento de la presión en este tipo de reservorio, donde el bombeo de los tratamientos no se circunscribía ni al flujo matricial ni al de fractura.

Se verificaron las hipótesis por las que la reconstitución de la matriz porosa conduciría a una disminución del excesivo índice de productividad propio de una canalización. El incremento de producción de petróleo posterior al tratamiento fue producto de la divergencia de la inyección de agua en la vecindad del pozo, que mejoró la eficiencia de barrido de la misma.

Desde el punto de vista de producción, los tres pozos mostraron caídas paulatinas del corte de agua y se han recuperado un total de 30 m³/d de petróleo entre los tres (40% de la producción antes de canalizarse). Después de 9 meses de tratamiento el porcentaje de agua sigue bajando desde 100% a 70-80% según el pozo.

No se observó una caída del porcentaje de arena producida.

Luego de la inyección de RPM en los pozos ECN-61 y ECN-37, no se observó una reducción del corte de agua. En ambos pozos, los tratamientos se bombearon a alto caudal y sin presión, lo que hace suponer que los mismos no fueron distribuidos matricialmente y que probablemente un gran volumen del mismo filtró a través de los *wormholes* con matriz reconstituida de mayor conductividad. Entendemos que una posible mejora de estos debería lograrse reconstituyendo la matriz porosa de manera más eficiente en la vecindad del pozo. ■

Referencias

- [1] SPE 150492, *Improving Volumetric Efficiency in an Unconsolidated Sandstone Reservoir with Sequential Injection of polymer Gels*, M. Saez, H. Paponi; Pluspetrol, F. Cabrera, G. Muñoz, J. Romero, C. Norman, Tiorco, presentado en el 18th SPE Improved Oil Recovery Symposium en Tulsa, Oklahoma, USA, 14-18 de abril 2012).
- [2] SPE 106592, *Maximizing Well Productivity Through Water and Sand Management – A Combined Treatment*, Phillip D. Nguyen, Stephen R. Ingram and Mauricio Gutierrez, Halliburton.
- [3] P.D. Nguyen et al: SPE 50002. *A New Approach for Enhancing Fracture Conductivity*, presentado en SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference, en Perth, Australia, 12-14 octubre.
- [4] SPE 132663, *Maintain Well Productivity Through Inhibiting Scale Formation and Controlling Fines Migration*, P.D. Nguyen et al, Halliburton.
- [5] SPE 112461, *Controlling Proppant Flowback to Maintain Fracture Conductivity and Minimize Workovers – Lessons Learned from 1,500 Fracturing Treatments*, Jim M. Trela et al, Halliburton.

iAPG

AOG ARGENTINA
OIL & GAS
EXPO 2013

7 al 10 de octubre / *october 7-10* · La Rural · Buenos Aires · Argentina

Dé un paso al futuro

IX Exposición Internacional del Petróleo y del Gas
IX International Oil & Gas Exhibition

2013

fiH FORO DE LA
INDUSTRIA DE LOS
HIDROCARBUROS
Recursos No Convencionales: un nuevo horizonte energético

Conferencias y mesas redondas integradas por referentes de nuestra industria, y que disertarán sobre:

Visión de las Empresas de Servicio y Proveedoras Locales e Internacionales

Desarrollo de Yacimientos – Casos de Estudio

Medio Ambiente. Impacto económico y social. RRHH

La Exposición

- Tendencias de la industria.
- Nuevas energías y tecnologías.
- Presentación de productos.
- Foros de discusión.
- Rondas de negocios.

Viva 4 días llenos de energía.

Una exposición dinámica y participativa que genera negocios y capacitación

www.aog.com.ar

Organización



Av. Córdoba 632 Piso 11º · C1054AAS Buenos Aires · Argentina
Tel. +54 11 4322 5707 · Fax. +54 11 4322 0916 · aog@uniline.com.ar

Comercialización y
Realización Integral





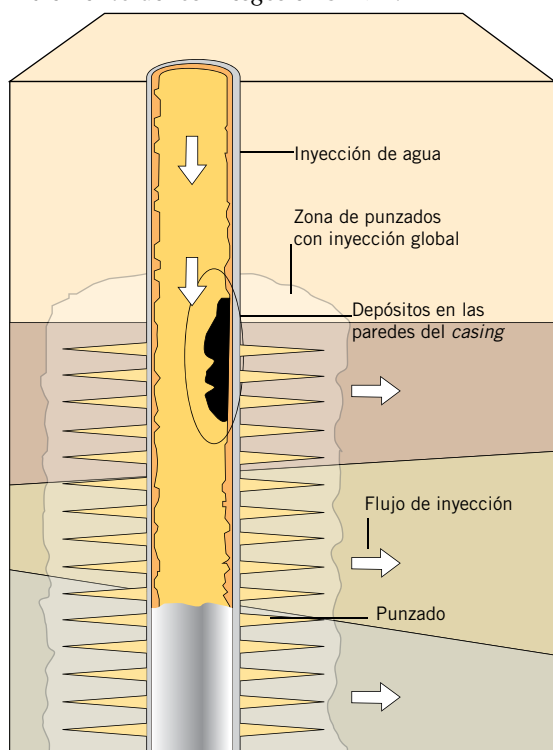
Tecnologías químicas para recuperación o mantenimiento de la inyectividad y de la integridad en sistemas de inyección como estrategia complementaria a *EOR*

Por *Ing. Damián Ruiz Pérez* e *Ing. Javier Ríos* (Nalco Champion, de Ecolab)

El presente trabajo describe las herramientas para la limpieza de líneas de conducción y de sistemas de inyección que deben aplicarse antes de implementar una estrategia de recuperación, con el fin de que esta sea efectiva.

Existen etapas complementarias previas a la implementación de una estrategia de EOR, y una de ellas consiste en asegurar la mayor inyectividad posible. Los fenómenos de corrosión/deposición en los sistemas de inyección de agua salada tienen asociados los siguientes problemas, entre otros:

- Pérdidas de inyección.
- Mermas en la recuperación del crudo asociado.
- Deterioro de la integridad de las instalaciones.
- Problemas de fijación de herramientas y mala distribución de la inyección programada.
- Impedimento del pasaje de herramientas de medición.
- Incremento de los costos relacionados al aumento de la frecuencia de intervenciones de Pulling y WO.
- Incremento en costos derivados de las acidificaciones y limpiezas de pozos inyectoros.
- Ensuciamiento de líneas de conducción y distribuidores.
- Incremento de los Riesgos en SHMA.

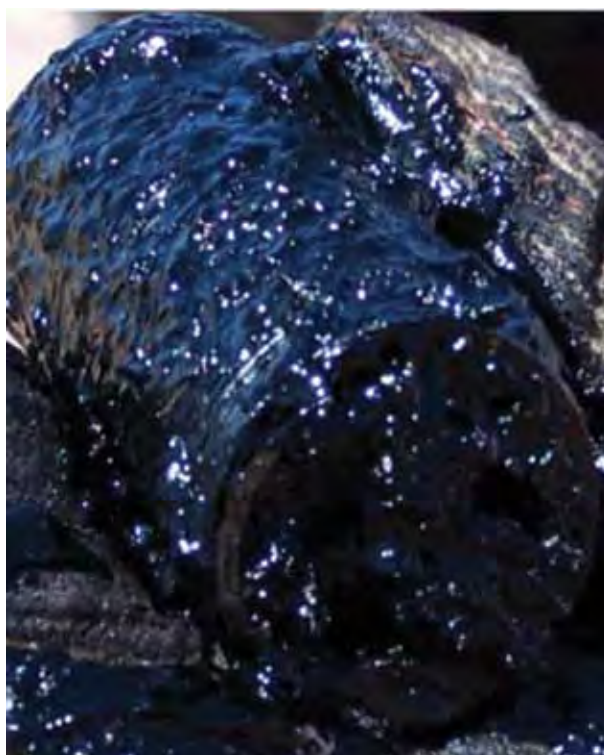


Todos originan pérdidas de producción e incremento de costos operativos a los operadores, y dificultan planificar una estrategia EOR, sin resolverlos previamente. Históricamente se ha utilizado la estimulación ácida con relativo éxito, pero con los siguientes perjuicios colaterales:

- Fallas de integridad de las instalaciones.
- Daño de casings, que impide luego la correcta fijación de las herramientas de selectivización.
- Daños de formación.
- No todos los compuestos taponantes responden al ácido.

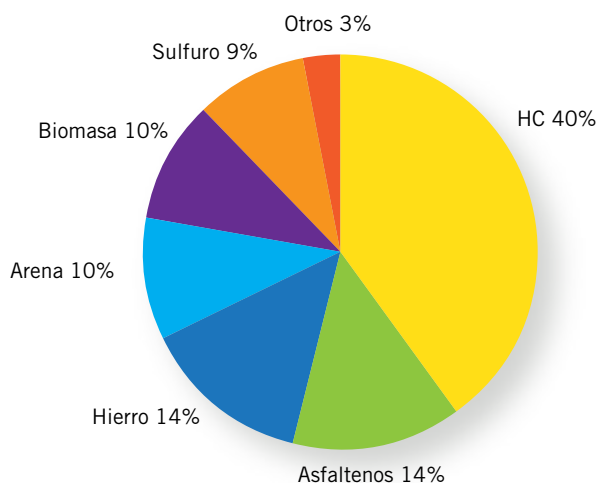
Consecuencias

Schmoo es la denominación comúnmente usada para el compuesto sólido que, si bien es de composición va-



riable, evidencia un aglutinante de naturaleza orgánica y se acumula en las tuberías de crudo y agua de inyección. Este puede adsorber cantidades significativas de inhibidores de corrosión convencionales, proporcionando paradójicamente un medio seguro para el desarrollo de bacterias. El primer paso para definir una estrategia química de limpieza es determinar el tipo de sólidos que se encuentra tapando los pozos y genera los siguientes problemas:

- Reduce el diámetro disminuyendo la capacidad de inyección de agua.
- Favorece el crecimiento bacterial, aumentando la posibilidad de generación de H₂S.
- Incremento de corrosión bajo-depósito.
- Constituye una barrera para inhibidores de corrosión.
- Disminuye la capacidad de inyección.



Con base en la medición de la tensión interfacial petróleo-agua y los ángulos de contacto, se ha desarrollado un inhibidor de corrosión extremadamente efectivo para remover depósitos de esta naturaleza de líneas de conducción y sistemas de inyección. Se ha podido comprobar esta efectividad en estudios dinámicos de remoción de *Schmoo*. Adicionalmente, el producto proporciona excelente protección anticorrosiva.

Los resultados de laboratorio han sido comprobados extensivamente en campo en el mundo y en Argentina. Ha habido remoción y prevención de *Schmoo*, con incrementos directos, rápidos y evidentes de inyectividad y producción asociada, evidenciándose en esta innovadora tecnología química las siguientes características principales.

Inhibidor de corrosión

- Inhibidor de corrosión alta persistencia filmica.
- Limpia y genera una película protectora de inhibidor de corrosión.
- Eficaz para controlar la corrosión en ambientes agresivos y para diferentes mecanismos de corrosión (CO_2 - H_2S - BSR - MIC).
- Mitiga la actividad de bacterias sésiles y la corrosión bajo depósito.

Agente de limpieza

- Permite la remoción de depósitos de origen orgánico y el *biofouling*.
- Remueve los sólidos humectados de aceite.
- Reduce los requerimientos logísticos (volumen y tiempo) de limpiezas convencionales. Previene formación posterior de *Schmoo*. Remueve depósitos de subproductos de corrosión.
- Permite mantener el grado de limpieza de los sistemas.

En particular, en una de las varias pruebas realizadas en el país, se obtuvieron los siguientes resultados en dos pozos inyectoros de la cuenca del Golfo San Jorge.

Metodología: Tratamiento continuo desde satélite.

Producto utilizado: Inhibidor de corrosión / Agente de limpieza.

Parámetros evaluados

- Caudal de inyección.
- Presión en boca de pozo.
- Tendencia de la inyectividad.
- Tasa de corrosión.

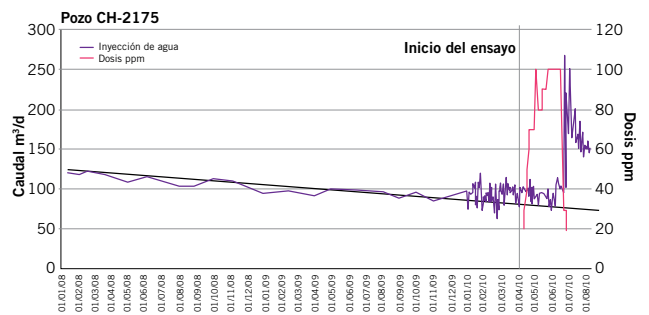
Duración del tratamiento: tres meses.

1) Pozo: CH-2175

Pérdida parcial de admisión por deposición de sólidos en la pared de la cañería y cara de los punzados. Tendencia de inyección sin tratamiento de estimulación: 70 m³/d

- Presión inicial: 66 Kg/cm².
- Presión resultante final: 59,5 Kg/cm² (10% de reducción).
- Caudal de inyección inicial: 84 m³/d.

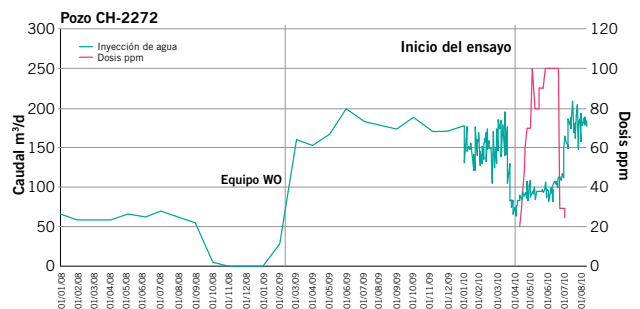
- Caudal de inyección resultante final: 206 m³/d (140% de incremento)



2) Pozo: CH-2272

Pérdida de admisión brusca debido al pasaje de hidrocarburo a las líneas de inyección de agua, causada por una falla operativa en planta. Tendencia de inyección sin tratamiento de estimulación: 20 m³/d.

- Presión inicial: 50 Kg/cm².
- Presión resultante final: 50 Kg/cm².
- Caudal de inyección inicial: 72 m³/d.
- Caudal de inyección resultante final: 150 m³/d (100% de incremento).



Conclusiones

- Muchos problemas de inyectividad son consecuencia de una mala calidad del agua de inyección.
- Los fenómenos de ensuciamiento son comúnmente colatorio de fenómenos combinados de corrosión y deposición.
- El primer paso para diseñar una estrategia efectiva de limpieza y control del ensuciamiento es conocer las características del depósito.
- No siempre las limpiezas ácidas convencionales son efectivas, ya que no todos los compuestos que pueden tapar un pozo son solubles en ácido.
- Existen tecnologías de inhibidores de corrosión multifuncionales que permiten limpiar en forma continua, y mantener la limpieza alcanzada para maximizar la inyectividad, viabilizando así la estrategia EOR y garantizando al mismo momento la integridad de las instalaciones. ■

Nuevos



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Digesto de Legislación de Hidrocarburos

Digesto de Legislación de Gas

versiones on line 

*UNA RECOPIACIÓN COMPLETA Y ORDENADA
DE TODA LA NORMATIVA NACIONAL Y PROVINCIAL
RELATIVA A LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS
Y EL GAS VIGENTE EN NUESTRO PAÍS.*

Búsquedas multicriterio
Normas y actos administrativos nacionales y provinciales compilados
Actualización cotidiana por email de normas publicadas en el Boletín Oficial Nacional y en los provinciales

www.iapg.org.ar - digestos@iapg.org.ar



El Proyecto *EOR* impulsa la recuperación mejorada en la Argentina

Por **Ing. Carlos Berto** (Tecpetrol), **Ing. Daniel Avagnina** (Pan American Energy), **Ing. Diego Palmerio** (YPF), **Lic. Gastón Oriozabala** (Chevron Argentina), **Ing. Raúl Puliti** (Pluspetrol), **Ing. Walter Ariel Romera** (Petrobras Argentina) e **Ing. Fabián Akselrad** (IAPG)

Seis empresas, tres universidades, el Ministerio de Ciencia y el IAPG han formado un consorcio para estudiar y analizar la instrumentación de la recuperación asistida en las cuencas del país.

En el año 2009, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas firmó junto con el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva un acuerdo-marco, con el fin de impulsar el diseño y ejecución de proyectos que ayudaran a poner en valor de nuevos conocimientos y la mejora de la productividad de este sector energético, tan estratégico para el país.

Surgió entonces como alternativa, dentro de un amplio espectro de posibilidades, lo que se denominó como Proyecto de Investigación e Innovación en Recuperación Mejorada de Petróleo (*EOR*, por la sigla del nombre en inglés de *Enhanced Oil Recovery*), focalizado en la inyección de Productos Químicos (*CEOR*, por la sigla en inglés *Chemical EOR*).

Así comenzó a tomar vida un emprendimiento, único hasta ahora en nuestro país, impulsado por seis empresas que dejaron de lado sus intereses particulares para trabajar en forma conjunta, con el fin de desarrollar una plataforma tecnológica que permitirá identificar, seleccionar, diseñar e implementar proyectos de *CEOR* en la Argentina. De esta manera, YPF S.A., *Pan American Energy LLC* Suc. Arg., *Tecpetrol S.A.*, *Pluspetrol S.A.*, *Chevron Arg. S.R.L.* y *Petrobras Argentina S.A.*, manifiestan su objetivo común de mejorar la productividad de los yacimientos del país y de incrementar las reservas de petróleo.

Se forma el consorcio

La coordinación del proyecto quedó en manos de las empresas involucradas, las cuales para poder interactuar formaron una Comisión Técnica integrada por un representante de cada una de ellas, cuya primera tarea fue la



de convocar a todos aquellos grupos de investigación del sistema público que pudieran contribuir con el proyecto, demostrando sus experiencias y antecedentes. Fueron trece los establecimientos que se postularon, y tras ser evaluados, se seleccionaron tres grupos pertenecientes a las facultades de Ingeniería de la Universidad Nacional

del Comahue, de la Universidad de Buenos Aires (UBA) y de la Universidad Nacional de Cuyo (UNC).

Una vez definidas las universidades y empresas participantes, se incorporó al Instituto Argentino del Petróleo y del Gas como ente administrador del proyecto, y se seleccionó un *project manager*. De esta forma, quedó formada la totalidad de los participantes del proyecto y sus respectivas funciones.

Un proyecto estratégico

La recuperación mejorada de petróleo por inyección de productos químicos es un tema estratégico, tanto para las empresas petroleras como para el abastecimiento energético del país. Es por ello que, desde el inicio del proyecto, la filosofía fue que estas seis empresas, junto con las universidades, desarrollaran la plataforma tecnológica necesaria que incluyera la inversión en infraestructura, remodelación de laboratorios, compra de equipamiento y la capacitación de los investigadores. Todo esto es financiado íntegramente por las empresas participantes y se espera que permita que el conocimiento crezca y permanezca en el país.

El proyecto tiene una duración estimada de tres años, y con el fin de aprovechar al máximo la experiencia y conocimiento de cada grupo de trabajo, ha sido dividido en cuatro etapas. Cada equipo de investigadores trabaja en una parte del proyecto de manera sucesiva y coordinada. A su vez, se realiza un intercambio de información y seguimiento de las tareas efectuadas entre los equipos de trabajo durante el transcurso de toda la investigación, con lo cual se busca disminuir los plazos planificados, mejorar los controles y ajustar la transición entre las distintas etapas. Esta metodología les permite a las tres universidades tener una visión completa de todo el proyecto.

Todas las tareas de investigación se efectúan en el Sistema Científico Argentino, involucrando a más de 30 personas, entre investigadores, becarios (grado y posgrado), técnicos e ingenieros.

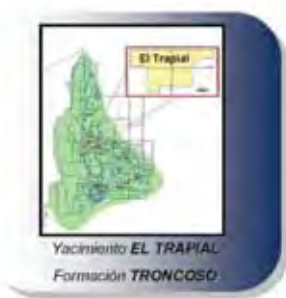
Yacimientos en estudio

Para poder trabajar en la investigación con datos reales y específicos, y ajustar el proyecto a la problemática de nuestro país, se seleccionaron dos reservorios locales. Como criterio de selección se tuvieron en cuenta las cuencas más representativas e importantes del país, con mayor potencial de implementación de proyectos de *CEOR*.





Dr. Arturo Somoza (rector de la Universidad Nacional de Cuyo), Ing. Ernesto López Anadón (presidente del IAPG), Dra Ruth Ladenheim (Secretaria de Planeamiento del Mincyt), Dr. Hugo Sirkin (Secretario de Ciencia y Técnica de la Universidad de Buenos Aires) e Ing. Silvia Aznarez (vicedecana de la Universidad Nacional del Comahue).

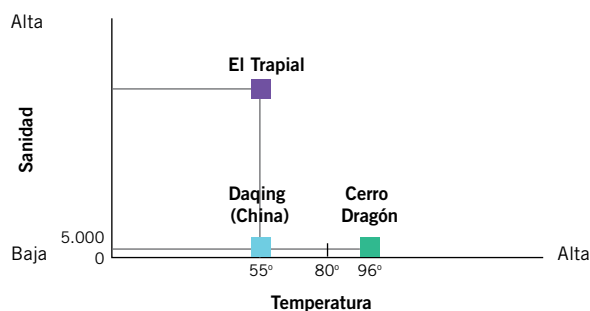


La elección se volcó a dos yacimientos muy importantes de la Argentina: El Trapial (Cuenca Neuquina) y Cerro Dragón Bloque CD IVW (Cuenca del Golfo de San Jorge). En el primer caso, se trata de la Formación Troncoso y, para el segundo, de la Formación Comodoro Rivadavia, ambas con altos valores de Petróleo Original In Situ (OOIP) y una gran extensión sobre cada una de las cuencas.

Nuevos desafíos

En cuanto a los yacimientos que iban a ser incorporados en el estudio, se analizaron los principales de cada cuenca. Así, surgieron como características importantes y que tomaban el cariz de desafiantes para el proyecto, algunas propiedades de los reservorios que sitúan a los procesos CEOR en la Argentina en condiciones extremas respecto de los realizados y registrados como proyectos exitosos alrededor del mundo.

Para los casos observados en la Cuenca Neuquina, se halló como gran particularidad la elevada salinidad del agua de formación. Algo similar ocurrió en la Cuenca del Golfo de San Jorge, solo que en este caso la propiedad que quedó fuera de rango fue la temperatura. Es por esto que los yacimientos seleccionados –El Trapial, con su alta salinidad; y Cerro Dragón, con su alta temperatura–, constituyeron casos extremos para el desarrollo de este tipo de proyectos, al tiempo que demostraron reflejar con gran representatividad las condiciones extremas que enfrentará este consorcio al realizar este tipo de proyectos en gran parte de los yacimientos del país.



Etapas

Las etapas involucradas en el proyecto y sus principales objetivos son:

- 1) **Screening:** investigar la disponibilidad técnico-económica de alternativas de los productos que puedan ser aplicados en el proyecto; aplicar criterios para seleccionar la opción óptima, tomando como base la información provista oportunamente por las empre-

sas, relacionada con las Cuencas Neuquina y del Golfo de San Jorge.

En esta etapa, las principales actividades que se desarrollan son:

- **Screening** convencional: evaluación del tipo “pasa - no pasa”, según criterios preestablecidos.
- **Screening** por campos análogos: analizar el tipo de proyectos de *CEOR* implementados y de productos químicos utilizados en reservorios análogos.
- Desarrollo de base de datos: para permitir la selección preliminar de productos para ser ensayados en la Etapa II del estudio, en función de datos como salinidad, temperatura, permeabilidad, etcétera.

- 2) **Interacción Fluido/Fluido:** evaluar el comportamiento del producto químico en su interacción con los fluidos presentes en el reservorio; determinar las formulaciones químicas que se adapten a las condiciones de reservorio, para definir la mejor opción que va a ser evaluada en la etapa de barrido en coronas.

En esta etapa, las principales actividades a desarrollar son:

- Caracterización de fluidos: físico-química de aguas y petróleo; compatibilidad de mezcla de aguas; estudios reológicos.
- Caracterización de productos químicos: surfactantes, comportamiento de fases; tensión interfacial; adsorción; estabilidad.
- Polímeros: comportamiento reológico; filtrabilidad; envejecimiento.
- Interacción de productos químicos: efectos de la combinación de polímeros, surfactantes sobre la viscosidad y la tensión interfacial de la solución.

- 3) **Interacción Roca/Fluido:** validar la formulación química seleccionada de acuerdo a la interacción entre los fluidos con la roca reservorio; realizar ensayos de barrido en testigos corona para determinar las propiedades de la recuperación incremental y los parámetros de entrada al futuro modelo de simulación; maximizar la rentabilidad del proceso (menor costo y/o mayor recuperación).

Las principales actividades a desarrollar son:

- Caracterización de la roca a utilizar en los ensayos de flujo mediante consideraciones de petrofísica básica y especial.
- Ensayos de barrido en bereas y muestras de coronas con soluciones de álcali y/o surfactantes y/o poliméricas.
- Caracterización de efluentes: determinación de las concentraciones de productos en los efluentes provenientes de los ensayos por barrido.
- Sensibilidades de barrido a distintas concentraciones de productos y volúmenes.

- 4) **Simulación:** analizar alternativas de implementación, a escala de pilotos de desarrollo, por medio de la aplicación de modelos numéricos que integren la información generada en las Etapas II y III; determinación del simulador más adecuado para la evaluación de procesos de *EOR* por métodos químicos.

Las principales actividades a desarrollar son:



Ing. Fabián Akselrad, *Project Manager*.

- “Estado del arte” en la inundación con sustancias químicas.
- Comparación de simuladores numéricos de inundación con sustancias químicas.
- Análisis y modelado de los datos por medio de simulador numérico unidimensional (ajuste con ensayos de barridos); análisis de sensibilidad a los datos.
- Estimación de recuperaciones, generación de sensibilidades para distintos tratamientos.
- Simulación final del piloto de implementación.

Etapa I	Screening. Universidad Nacional de Cuyo
Etapa II	Fluido-Fluido. Universidad Nacional de Cuyo
Etapa III	Roca-Fluido. Universidad Nacional del Comahue
Etapa IV	Simulación. Universidad Nacional de Cuyo Universidad de Buenos Aires

Avance actual

Actualmente, y transcurrido un año y medio desde el inicio del proyecto, ya se ha finalizado la Etapa I de *Screening*. Al mismo tiempo, se ha avanzado con la Etapa II Fluido-Fluido, y se encuentra en su última fase de selección de los productos químicos para cada caso de estudio.

También ha comenzado ya la Etapa III, con la determinación de los estudios petrofísicos y con la definición detallada del programa de barrido en rocas, que utiliza información ya obtenida y recomendada en la Etapa II.

Finalmente, en la Etapa IV se están comparando varios simuladores para *EOR*, para seleccionar la mejor alternativa disponible en el mercado. ■



El sistema del *Price-cap* y la suspensión de la actualización automática en las tarifas del gas

Por *Lic. Mariano Humberto Bernardi*

En este trabajo se analiza este sistema de fijación de precios máximos por parte de la autoridad regulatoria por un período de tiempo determinado.

El artículo 1° de la Ley 24.076 establece que “la presente ley regula el transporte y distribución de gas natural que constituyen un servicio público nacional, siendo regidos por la Ley 17.319 la producción, captación y tratamiento”.

La ley establece un privilegio, con base normativa en la propia legislación, al equiparar al transporte y distribución de gas como un servicio público nacional.

Al respecto, la Sala IV de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal mencionó que “los privilegios o

monopolios se funden en el interés colectivo, única y exclusiva razón que los legitimaría y los haría encuadrar dentro del marco constitucional, debiéndose tener presente, además, que el monopolio o privilegio debe limitarse a los servicios estrictamente indispensables, teniéndose siempre presente como mira la garantía de un fin público" [1].

Por otra parte, el texto de la norma no precisa qué es "servicio público", por lo que es pertinente realizar un acercamiento conceptual sobre el significado de estos vocablos.

El artículo 42 de la Constitución Nacional [2], si bien se refiere al instituto del servicio público en forma genérica, no termina dando un concepto acabado al respecto.

La tradicional noción del jurista Dr. Miguel Marienhoff postula al servicio público como "toda actividad de la Administración Pública o de los particulares que tienda a satisfacer necesidades o intereses de carácter general, cuya índole o gravitación, en el supuesto de actividades de particulares o administrados, requiera el control de la autoridad estatal" [3].

Por su parte, el Dr. Juan Carlos Cassagne focaliza la definición de servicio público para "aquellas actividades que satisfacen necesidades primordiales de los habitantes mediante prestaciones de naturaleza económica, previa e insoslayable declaración legal" [4].

La Procuración del Tesoro de la Nación, en tanto, considera que "la concesión de un servicio público importa atribuir a una persona de derecho privado una función propia del Estado" [5].

La prestación del servicio público de transporte y distribución de gas es desarrollada por una persona jurídica de derecho privado y sometida a un sistema regulatorio especial. La actividad es prestada por una empresa y la especialidad de la actividad como servicio público queda en manos del legislador, quien con fundamento en el marco regulatorio asegura la calidad y seguridad del servicio y la asignación de "tarifas justas y razonables" [6].

Se establece entonces un doble equilibrio en: a) la ecuación económico-financiera y ganancias del licenciatario; y b) la razonabilidad del precio de las tarifas.

Los precios o tarifas por los servicios de transporte y distribución de gas se encuentran regulados por el Estado, atento a que uno de "los caracteres distintivos del servicio público es la regulación tarifaria" [7], quien también debe "aprobarlos" [8].

El sistema regulatorio del gas contempla la estructura tarifaria o cuadro tarifario como el número y denominación de cargos que se aplicarán a los usuarios con el fin de recuperar los costos, impuestos, amortizaciones, más una "rentabilidad razonable".

Dicha estructura resulta del especial sistema regulatorio del gas, el cual incluye a los procesos e instituciones a través de los cuales la misma es desarrollada, promulgada y llevada a cabo como un "recurso económico"; es decir, como un bien económico que tiene y genera valor. Ello es así, ya que como todo negocio, el transporte y distribución de gas comportan una inversión, lo que implica que sea recuperable y genere un determinado nivel de rentabilidad.

Finalmente, el cuadro tarifario debe complementarse con los objetivos de la política general contemplados en el artículo II del marco reglamentario: a) proteger los derechos de los consumidores, b) promover la competencia de los mercados, c) alentar las inversiones, d) asegurar tarifas justas y razonables, y e) igualdad y libre acceso.

En este contexto, el legislador eligió el sistema del *Price-cap* o regulación de la tarifa, según el cual la autoridad regulatoria realiza la fijación de la misma a los usuarios finales.

Sistema del *Price-cap*

Antecedentes

El *Price-cap* es un sistema de regulación de servicios públicos que consiste en la determinación de precios máximos o tope para cada tipo de servicio, además del conocimiento de los costos y de las necesidades de la demanda.

Este sistema de precios tope fue desarrollado en la década de 1980 por Stephen Littlechild, uno de los economistas más destacados de Gran Bretaña, y presentado en un informe para el Gobierno británico, donde se exponía el sistema de privatización para el sector de telefonía, particu-

larmente para privatizar a la British Telecom (BT).

En 1983 Littlechild propuso el modelo de regulación de precios tope "como una alternativa para solucionar los problemas que acarrea la regulación de las empresas de servicios en el Reino Unido, las cuales iban a ser privatizadas. En la propuesta original, Littlechild planteó que las tarifas de los servicios públicos debían ajustarse por una fórmula que consideraba los cambios en los precios de la economía, es decir, la tasa de inflación, a lo que se le restaría un factor de descuento, al que denominó X, en relación con los precios minoristas" [9].

Gran Bretaña, en ese momento, consideró apropiada la elección de este sistema regulatorio, ya que tuvo en mira tres objetivos fundamentales: a) fomentar el comportamiento eficiente de los agentes a través de incentivos; b) mantener la estabilidad económica a través de precios estables, ya que toda vez que el organismo regulador establecía los *Price-cap* o precios máximos, estos se mantendrían inmóviles hasta la próxima revisión tarifaria o los próximos cinco años; y c) reducir el rol del Estado, a través de la intervención de la agencia estatal, solo para los casos de conductas anticompetitivas.

Fundamentalmente, se perseguían mejoras en la productividad para poder trasladarlas al mercado, a efectos de obtener una reducción en los precios reales y el desarrollo de la competencia entre los agentes participantes.

Otros sistemas regulatorios europeos incorporaron entonces el *Price-cap*, además de la concepción de libre mercado de Friedrich Von Hayek [10], impulsada por la ex Primera Ministra inglesa Margaret Thatcher. Los Estados Unidos adoptaron este sistema en 1989, cuando la *Federal Communication Commission (FCC)* sustituyó el sistema regulatorio de la tasa de retorno o beneficio (*cost of service*) por el de precios máximos. También se extendió a varios estados latinoamericanos, como la Argentina, Perú y México.

Descripción del modelo

El *Price-cap* supone la fijación de precios máximos por parte de la autoridad regulatoria, por un período de



tiempo determinado y ajustables por índice de precios, a efectos de cubrir los costos de la licenciataria y ocasionados por la prestación del servicio.

Este modelo es conocido con la ecuación $RPI - X$. El primer término "RPI" significa *retail price index* o "índice de precio minorista", y en el segundo término "X" significa "ganancia de eficiencia" [11], es decir, la que la agencia regulatoria estima que pueda alcanzar el prestador del servicio durante el período considerado. La valoración del factor X no resulta fácil, ya que depende de la fiabilidad de los datos disponibles por el regulador y de las expectativas de evolución de la función de costos. Los precios se indexan por la tasa de inflación medida por el "índice de precios minorista", y se les deduce la "ganancia de eficiencia". Algunos marcos regulatorios agregan a dicha fórmula " $RPI - X$ ", un factor de inversiones denominado como factor "K" para estimular las inversiones para el próximo período, quedando configurada la ecuación como del modelo regulatorio *Price-cap* como " $RPI - X + K$ ".

Las tarifas máximas, fijadas por el ente regulador y de acuerdo con el factor de eficiencia, deberían permitir al prestador obtener una contraprestación suficiente para cubrir los costos de la actividad, las amortizaciones y una rentabilidad razonable.

Es decir que el marco regulatorio debe permitir al prestador del servicio que se desempeñó en forma eficiente adquirir una tasa razonable de rentabilidad, por lo que "se deben estimar niveles de precios de los costos futuros para poder establecer un precio

inicial razonable. Si la fijación del precio máximo inicial es correcta, el prestador obtiene ganancias mayores a la rentabilidad promedio esperada, en la medida en que reduzca sus niveles de costos, para que resulten menores a los estimados" [12].

En definitiva, si el prestador no llega al nivel de eficiencia exigido por el regulador e impreso en el *Price-cap*, su rentabilidad será inferior a la esperada, y si lo supera, tendrá una rentabilidad mayor. El sistema se presenta como un incentivo a la eficiencia, ya que este tipo de empresas obtienen su única fuente de ingreso a través de la tarifa por el servicio brindado a los usuarios, las cuales no poseen otra forma de financiamiento, ni compensación de pérdidas con utilidades de otras líneas de productos.

El incentivo a la eficiencia alienta: a) la reducción de costos y mayor ganancia para el operador; b) la creación de una brecha de utilidad entre el *Price-cap* o "precio tope" y el precio real del servicio, la cual se distribuye entre los *stakeholders* (accionistas y usuarios); y c) mejoras de bienestar para los consumidores.

Por otra parte, este marco regulatorio "pretende una menor intervención del regulador minimizando las posibilidades de influencia del regulador y superando las deficiencias que origina la asimetría informativa" [13]. La carga de regulación estaría más restringida porque sería relativamente "más simple".

Con relación a la asimetría informativa, el órgano regulador no conoce las funciones de costos del prestador o licenciataria; a lo sumo podría obtener una información glo-

bal sobre los costos totales de la compañía y realizar una estimación de la rentabilidad aproximada del negocio.

Las principales ventajas del sistema regulatorio *Price-cap*:

- Incentiva la eficiencia productiva y la competencia eficaz en el conjunto del sector, ya que: a) toda mejora de eficiencia productiva, realizada por el prestador y sujeta a regulación, se traducirá en una reducción de los costos de producción; b) las mejoras de eficiencia se trasladarán al resto de los prestadores, los cuales tendrán que aumentar su nivel de eficiencia productiva, para mantener o mejorar sus márgenes y competir en el ámbito sectorial; y c) las mejoras de eficiencia se trasladarán a los consumidores.
- Con relación a los costos, el factor de eficiencia permite aproximar en el transcurso del tiempo "aquellos niveles históricos de costos adoptados en la base para determinar el ingreso máximo, al estándar o modelo ideal de costos prospectivos, sin que por ello se afecte la rentabilidad de la operadora ni se tenga tampoco una idea precisa del nivel de esos costos objetivos" [14].
- La intervención de la autoridad regulatoria se circunscribe a la fijación de los parámetros iniciales, quedando como un "observador" durante el período de regulación fijado, consiguiendo la menor distorsión posible dentro del sector.
- A los fines de otorgar la mayor transparencia posible al sistema regulatorio, el conocimiento y la evolución de las tarifas se hacen transparentes y públicos, facilitando su control, seguimiento y evolución e impidiendo "a la compañía subsidiar cruzadamente su accionar paralelo en un mercado libre" [15].
- El precio máximo es un mecanismo adecuado para limitar el poder de los monopolios y de agentes sectoriales que desarrollan conductas anticompetitivas.
- Los procedimientos de ajuste tarifarios son relativamente automáticos, sin conllevar grandes costos de información y regulación.

Las principales desventajas del sistema podrían clasificarse como:

- Asimetría en la información: dificultad del organismo regulador para obtener información sobre las

funciones de costos y demanda. “Esta información no es de obtención sencilla para el regulador, aún en el nivel más accesible y directo de los costos históricos plenamente asignados” [16], y además de la posibilidad de contar con información sobre demanda “que no es precisa y cuyo conocimiento acabado requeriría de un tratamiento específico” [17]. Dichas circunstancias podrían incidir en la fijación tarifaria, ya que la información muchas veces es proporcionada por las empresas reguladas.

- Riesgo de establecer para el prestador “un desafío de competitividad imposible para la firma” [18], al imponer un nivel de costos que el licenciatario no pueda llegar a alcanzar. Contrariamente, percepción de altos beneficios por un error en la fijación de los precios tope.
- Riesgo del prestador de saber que sus logros en eficiencia, entendidos como disminución de costos y obtenidos durante un período tarifario, serán “usados para disminuir sus tarifas en el futuro, sería más reticente a buscar dichos logros” [19].
- Con relación a la trayectoria de las inversiones, la autoridad regulatoria debería definir los costos apropiados para los activos de la empresa, a fin de evitar una posible disminución en nuevas inversiones.

Revisión tarifaria

La revisión tarifaria es la comprobación de las tarifas a un nuevo examen para enmendarlas, corregirlas o proceder a su respectivo reemplazo. El principal objetivo es estudiar los diferentes componentes que van a determinar los cambios en el cuadro tarifario.

El alcance de la revisión tarifaria consiste en “definir los temas que van a ser objeto de revisión en cada caso y de acuerdo al marco regulatorio vigente” [20]. Entre los principales temas a revisar se incluirán la razonable rentabilidad del prestador por la provisión del servicio, las tarifas asignadas a los usuarios, la inversión en capital y tecnología que debe realizar la

licenciataria para el próximo período, la calidad en la prestación del servicio, etcétera.

Finalmente, debe tenerse en cuenta el rol del ente regulador, el cual debe actuar como “mediador” entre el prestador y los usuarios, para determinar no solo un adecuado plan de inversiones por parte del prestador del servicio, sino también una estructura de tarifas “justas y razonables” para el usuario.

Ajustes de tratamiento preestablecido o ajustes automáticos

Estos arreglos a las tarifas representan la variación total en los índices de costos durante un mismo período de análisis, a fin de salvaguardar el precio real del servicio al acomodarlo a la realidad económica.

Estos ajustes “conceden al prestador una estabilidad real de los ingresos, necesaria para adquirir el

**Generación de Energía
Compresión de Gas**

recupere el
gas asociado
de sus pozos de producción

nosotros lo transformamos
en energía limpia y económica
para su yacimiento

Alicia Moreau de Justo 550 Edificio CITY PORT Piso 1° (UF 21)
Puerto Madero CP (C1107CLC) | Buenos Aires | Argentina
Tel.: + (54 11) 4331-3606 / 4331 4570 / 4331 4511
info@soenergy.com.ar | www.soenergy.com.ar

SoEnergy
SoEnergy Argentina S.A.



financiamiento de sus gastos de capital. A los cambios que representan los costos se contraponen un índice que neutraliza los efectos positivos o negativos de las variaciones. Se elimina la necesidad de realizar un estudio frecuente de costos. Se trata, por el contrario, de un proceso simple y transparente. Verificada la variación del índice elegido, se altera la fórmula originaria, modificándose el resultado final de la tarifa.” [21].

Ajustes periódicos del tratamiento que se va a preestablecer

Estos arreglos, a desarrollarse a la finalización de un determinado período de prestación del servicio, para establecer los nuevos precios a regir en la próxima etapa, generalmente son establecidos por la regulación que “establece la realización de revisiones periódicas de tarifas, que por lo general se efectúan cada cinco años. A diferencia de las revisiones automáticas, las revisiones periódicas son integrales y se desarrollan a partir de modelos estadísticos y de estudios de costos del operador” [22].

Ajustes no recurrentes

Estos ajustes se producen por circunstancias imprevisibles, las cuales pueden modificar los costos de los insumos “necesarios o imprescindibles”. La regulación que los prevé exige que “para su aplicación se verifique el acaecimiento de circunstancias extraordinarias y no previstas, que justifiquen una alteración de los precios máximos aun cuando no haya finalizado el período para el cual fueron fijados” [23].

Aspectos regulatorios en la Ley 24.076

Sistema tarifario

En primer término, cabe tener presente que anteriormente se había mencionado que la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas es desarrollada por una persona jurídica de derecho privado y sometida a un sistema regulatorio especial. La actividad es prestada por una empresa y la especialidad de la actividad como servicio público

queda en manos del legislador, quien con fundamento en el marco regulatorio asegura la calidad y seguridad del servicio y la asignación de “tarifas justas y razonables”.

Ello es así, toda vez que el artículo 4 de la Ley 24.076 establece que “el transporte y distribución de gas natural deberán ser desarrollados por personas jurídicas de derecho privado a las que el Poder Ejecutivo Nacional haya habilitado mediante el otorgamiento de la correspondiente concesión, licencia o permiso, previa selección por licitación pública, excepto aquellos derivados de la aplicación del artículo 28 de la Ley 17.319”.

La estructura tarifaria queda constituida en los términos del artículo 37 de la Ley 24.076, el cual aclara que “la tarifa de gas a los consumidores será el resultado de la suma de:

- Precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte.
- Tarifa de transporte.
- Tarifa de distribución”.

Así las cosas, el marco regulatorio del gas también estableció dos principios fundamentales “rectores del régimen tarifario” [24], a fin de ser aplicados a dicha estructura:

- **Sistema del Price-cap** o precios tope para la fijación de la tarifa a los usuarios finales por la autoridad de aplicación (es decir, por un ente creado por ley, descentralizado y autónomo).

Por su parte, Posner aclara que los organismos gubernamentales de servicios públicos limitan los beneficios de las empresas reguladas, toda vez que “el componente del ingreso, sumado al costo del servicio, establece los requerimientos de ingresos de la compañía. La compañía somete a la consideración del organismo regulador las tarifas diseñadas para generar justamente esta cantidad de ingresos, bajo el supuesto de que la cantidad demandada del servicio de la empresa será la misma que en el año de prueba. Una vez aprobadas las tarifas son las máximas que la empresa podrá cobrar [25].

El sistema del *Price-cap* se aplica en la estructura tarifaria solamente a los precios regulados de transporte y distribución de gas, sin subsidios cruzados, con recuperación de costos y ganancias razonables y mínimos costos para los usuarios finales.

- **Sistema del *Pass-through***, que permite trasladar al precio de la tarifa ciertos costos que debe soportar el concesionario, no previstos al momento en que fueron fijadas las tarifas.

El precio del gas es un precio no regulado. Se rige por la “ley de mercado” de los productores de gas: por “precio de cuenca”, o control del precio entre productores por cuenca.

El pasaje del precio del gas (o *pass through* del precio del gas) se traslada al precio de la tarifa. El inciso c) del artículo 38 de la Ley del gas establece que “el precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluirá los costos de su adquisición. Cuando dichos costos de adquisición resultan de contratos celebrados con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, el Ente Nacional Regulador del Gas podrá limitar el traslado de dichos costos a los consumidores que los precios acordados exceden de los negociados por otros distribuidores en situaciones que el ente considere equivalentes”.

El precio del gas es un precio de “productor libre”, el cual puede subir o bajar, pudiéndose trasladar ese aumento a la tarifa del usuario. El distribuidor y el transportista no absorben ninguna pérdida y se asegura la “indemnidad” de la tarifa.

No obstante ello, deben evitarse no solo acuerdos monopólicos entre productores, sino también evitar posiciones de dominio. El artículo 52 de la Ley 24.076 establece que “el Ente tendrá las siguientes funciones y facultades: prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o indebidamente discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y consumidores” (inciso d).

El ajuste por variación en el precio del gas se realiza dos veces por año, en los meses de mayo y octubre.

El sistema de *Pass-through* también se aplica ante variaciones de costos impositivos.

Finalmente, el artículo 38 menciona que “los servicios prestados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas que se

ajustarán a los siguientes principios:

- Proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicados al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable.
- Deberán tomar en cuenta las diferencias que puedan existir entre

los distintos tipos de servicios, en cuanto a la forma de prestación, ubicación geográfica, distancia relativa a los yacimientos y cualquier otra modalidad que el ente califique como relevante [26].

- El precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores incluirá los costos de su adquisición. Cuando dichos costos de adquisición resultan de contratos celebrados con pos-



| FLEXIBILIDAD | RESPALDO | EXPERIENCIA

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



Trabajamos con energía | Invertimos para crecer.

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

terioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, el Ente Nacional Regulador del Gas podrá limitar el traslado de dichos costos a los consumidores que los precios acordados exceden de los negociados por otros distribuidores en situaciones que el ente considere equivalentes.

d) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento.

La especialidad del régimen del servicio público del gas constituye un derecho que involucra no solo a las empresas licenciatarias, sino también a los propios usuarios del servicio. Por lo tanto, las tarifas deben significar un equilibrio o equivalencia entre la rentabilidad y la calidad del servicio prestado, el precio pagado por los usuarios para cubrir los costos por el servicio recibido y la seguridad y la continuidad de abastecimiento; además, la adopción de provisiones que satisfagan la necesidad de inversiones [27].

Finalmente, completan la estructura tarifaria la prohibición de subsidios cruzados y la revisión de los precios conforme los artículos 41 y 42 del marco normativo.

Tarifas “justas y razonables”

La tarifa es igual al precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, más la tarifa de transporte, más la tarifa de distribución.

El inciso d) del artículo 2 de la ley consigna el carácter de “justas y razonables” que debe adjudicarse a las tarifas, estableciendo como objetivo “regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables de acuerdo a lo normado en la presente ley”.

El marco regulatorio, a primera vista, establece la necesidad de que las tarifas sean justas y razonables, por lo que es menester realizar un acercamiento conceptual sobre su significado.

El término “razonable” significa “proporcionado y no exagerado”, y el

término “justo” menciona el carácter de “exacto, que no tiene en número, peso o medida ni más ni menos que lo que debe tener” [28]. Por lo tanto, las tarifas tendrían que ser “proporcionadas y no exageradas y de carácter exacto”.

Al respecto, Linares dice que “una tarifa es razonable por su monto cuando lo es para quien presta el servicio y para quien lo recibe. Y ello ocurre cuando es suficiente y no más que suficiente, para que el prestatario, con su cobro, pueda cubrir el costo del servicio y mantener y mejorar sus instalaciones y percibir un provecho” [29].

¿Cuál es el mejor criterio para determinar el carácter de razonabilidad de una tarifa? La respuesta estaría explicada por “la razonabilidad de los beneficios empresarios, considerando los márgenes de rentabilidad obtenidos en actividades comparables o similares en términos de riesgo empresario involucrado” [30].

Con relación a ello, el artículo 39 de la reglamentación aclara que “a los efectos de posibilitar una razonable rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia, las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán contemplar:

- a) que dicha rentabilidad sea similar a la de otras actividades de riesgo equiparable o comparable;
- b) que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios”.

La razonable rentabilidad de las empresas transportistas y distribuidoras de gas se sustenta en un principio de legalidad, el cual surge del propio marco regulatorio.

Ajuste tarifario

Ya se había dicho que el modelo *Price-cap* es conocido con la ecuación $RPI - X$. Y que RPI significa *retail price index*, o “índice de precio minorista”, y que X es la “ganancia de eficiencia” que la agencia regulatoria estima que pueda alcanzar el prestador del servicio durante el período considerado.

La valoración del factor X no resulta fácil, ya que depende de la fiabilidad de los datos disponibles por el regulador y de las expectativas de evolución de la función de costos. Los precios se indexan por la tasa de inflación medida por el “índice de

precios minorista” y se les deduce la “ganancia de eficiencia”.

Algunos marcos regulatorios agregan a dicha fórmula, “ $RPI - X$ ”, un factor de inversiones denominado factor K, para estimular las inversiones para el próximo período, quedando configurada la ecuación del modelo regulatorio *Price-cap* como “ $RPI - X + K$ ”.

Este sistema fue incorporado en la normativa regulatoria del gas a través de la Ley 24.076 y de las “Reglas Básicas de Licencia” (RBL), las cuales fueron aprobadas por el Decreto 2255/92, para ser aplicado en los precios regulados de transporte y distribución de gas.

Al respecto, el artículo 41 de la Ley Marco aclara que “en el curso de la habilitación las tarifas se ajustarán de acuerdo a una metodología elaborada en base a indicadores de mercado internacional que reflejen los cambios de valor de dichos bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones. La metodología reflejará cualquier cambio en los impuestos sobre las tarifas”.

De lo anterior se desprende que:

- “Las tarifas se ajustarán de acuerdo a una metodología elaborada en base a “indicadores de mercado internacional”. El punto 9.4.1.1 de las Reglas Básicas de la Licencia determina que se utilizará como “indicador del mercado internacional” el *Price Producers Index* o *PPI*, conocido como el Índice de Precios del Productor - Bienes Industriales, elaborado en los Estados Unidos. Asimismo, se establece que la variación por ajustes del *PPI* se realizará dos veces por año, en los meses de enero y julio, es decir semestralmente.
- “Dichos indicadores, a su vez, serán ajustados por dos factores [31]:
 - a) Un factor de eficiencia o factor X: a fin de lograr no solo mejoras en la productividad de la firma, sino también reducciones por ineficiencia.
 - b) Un factor de inversión o factor K: a fin de incentivar la inversión en “construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones”. Al aplicar el modelo *Price-cap* o

la ecuación “ $PPI - X + K$ ”, surge que semestralmente (enero y julio), las tarifas se indexarán por el *PPI*, se le deduce la ganancia de eficiencia (factor de eficiencia) de la licenciataria y se le suman las inversiones (factor *K*).

En síntesis: la tarifa se compone por el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, más el precio de transporte, más el precio de distribución:

- El precio del gas es un precio no regulado: a) el *pass through* o pasaje del precio del gas se traslada al precio de la tarifa, y b) el ajuste por variación en el precio del gas se realiza dos veces por año, en los meses de mayo y octubre.
- Los precios de transporte y distribución son precios regulados: a) el *Price-cap* o precios tope para la fijación de la tarifa a los usuarios finales es realizada por la autoridad de aplicación (es decir, por un ente creado por ley, descentralizado y autónomo), b) el ajuste se hará por medio del *PPI*, el cual a su vez será ajustado por el factor de eficiencia *X* y un factor de inversión *K* (“ $PPI - X + K$ ”), y c) los ajustes se realizarán en los meses de enero y julio.

Asimismo, las tarifas serán revisadas cada cinco años por el Ente Nacional Regulador del Gas, conforme lo menciona el artículo 42.

Finalmente, cabe tener presente que la sección 9.2 de las Reglas Básicas de la Licencia expresó que “la reexpresión en pesos convertibles es a efecto de la facturación, y que los ajustes tarifarios -incluyendo los ajustes por variación del *PPI*- deben ser calculados en dólares estadounidenses. De igual manera, el Decreto N° 1738/92 estableció que las tarifas de transporte y distribución de gas se calculan en dólares estadounidenses, y que los cuadros tarifarios resultantes se expresan en pesos convertibles a la paridad establecida en el Decreto 2128/91, que reglamentó la Ley 23.928 de 1 peso = 1 dólar.

Clases de ajustes tarifarios

Periódicos de tratamiento preestablecido [32]

- Ajuste por variaciones en los indicadores del mercado internacional



(Artículo 41 de la Ley 24.076 y punto 9.4.1.1 de las Reglas Básicas de la Licencia). Se realizan el 1° de enero y el 1° de julio de cada año. Cierta parte de la doctrina considera que este arreglo no es un ajuste sino una “actualización automática”, ya que no es un aumento o disminución tarifaria sino una actualización. Al respecto, el *PPI* o *Price Producers Index* es un índice americano, el cual combina otros varios índices relacionados con los productores, la construcción y la industria americana. Es un índice de precios combinados. Se utilizó este índice ya que la tarifa era cobrada en dólares americanos (así lo estipulaba la ley), por el que semestralmente y en forma automática se actualizaba la tarifa. Es decir, mantener a la tarifa en su mismo valor.

- Ajuste por variaciones en el precio del gas comprado (Artículo 38 de la Ley 24.076 y punto 9.4.2. y siguientes de las Reglas Básicas de la Licencia). Se realiza por períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre de cada año, y 1° de octubre a 30 de abril de cada año (punto 9.4.2.3 de las Reglas Básicas de la Licencia).
- Ajuste por variaciones del costo de transporte (punto 9.4.3 de las Reglas Básicas de la Licencia).

Periódicos de tratamiento a preestablecer por la Autoridad Regulatoria [33]

- Ajuste por Revisión Quinquenal de Tarifas (Artículo 42 de la Ley

24.076 y puntos 9.4.1.2, 9.4.1.3, 9.4.1.4 y 9.5.1 de las Reglas Básicas de la Licencia).

Este ajuste se refiere a los márgenes de transporte y distribución. Es decir, la revisión a la tarifa de transporte y distribución que se hace cada cinco años es la revisión quinquenal. La misma se hizo en 1997/1998, habría que haber hecho otra en el año 2002/2003, pero no se realizó por la emergencia económica. No obstante ello, cabe aclarar que sí hubo una renegociación en la UNIREM (Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos).

- No recurrentes [34]:
- Ajuste basado en circunstancias objetivas y justificadas (Artículo 46 de la Ley 24.076 y punto 9.6.1 de las Reglas Básicas de la Licencia).

Este arreglo establece que puede haber aumentos o disminuciones de los márgenes de transporte y distribución cuando se produce una circunstancia objetiva y fuera de los cánones temporales; es decir, podría plantearse en cualquier momento. Por el sistema del *Price-cap* se fijan las tarifas máximas, las cuales duran cinco años, pero por algunas circunstancias se podría pedir la revisión que contempla el artículo 46 de la Ley: terremoto, circunstancia natural terrible, etcétera. Finalmente, se había pedido incluir a la emergencia económica, la que no fue admitida por la Justicia como circunstancia objetiva.

- Ajuste por cambio en los impuestos (Artículo 41 de la Ley 24.076, puntos 5.9, 6.1, 9.6.2 y Capítulo XIII de las Reglas Básicas de la Licencia).



La Ley de Emergencia Económica

Una emergencia es una situación de peligro o desastre que requiere una acción inmediata. En el campo de las relaciones contractuales, la emergencia altera las normales circunstancias dentro de las cuales debían cumplirse las prestaciones entre las partes.

El 6 de enero de 2002 se sancionó la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, a efectos de reformular los contratos de los servicios públicos, la cual mantiene plena vigencia, atento su prórroga hasta el 31 de diciembre de 2013 [35].

Dicha Ley introdujo en los contratos de servicios públicos la modificación del régimen de convertibilidad y la pesificación de todas las obligaciones de dar sumas de dinero en moneda extranjera.

Con posterioridad, se creó la "Comisión de Renegociación de Contratos de Obras y Servicios Públicos", mediante el dictado del Decreto 293/02 y con sustento legal en el artículo 9 de la Ley de Emergencia Económica.

Luego, el Decreto 311/03 dio lugar a la creación de la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), la que reemplazó a la Comisión de Renegociación de Contratos, con la misión de asesorar y asistir en la función de:

a) Llevar a cabo el proceso de renegociación de los contratos de obras y servicios públicos dispuesta por la Ley N° 25.561, efectuando los correspondientes análisis de situación y grado de cumplimiento

- alcanzado por los respectivos contratos de concesión y licencia.
- b) Suscribir los acuerdos integrales o parciales de renegociación contractual con las empresas concesionarias y licenciatarias de servicios públicos, ad referendum del Poder Ejecutivo Nacional.
 - c) Elevar los proyectos normativos concernientes a posibles adecuaciones transitorias de precios, tarifas y/o segmentación de las mismas; o cláusulas contractuales relativas a los servicios públicos bajo concesión o licencias.
 - d) Elaborar un Proyecto de Marco Regulatorio General para los Servicios Públicos correspondientes a la jurisdicción nacional; que contemple las condiciones básicas genéricas para todos los sectores.
 - e) Efectuar todas aquellas recomendaciones vinculadas a los contratos de obras y servicios públicos y al funcionamiento de los respectivos servicios.

Finalmente, no se establecieron aumentos en las tarifas del gas. Lo mismo ocurrió en el sector de energía eléctrica. Esta circunstancia podría incidir en el equilibrio del sistema tarifario:

- a) En la ecuación económico-financiera y ganancias del licenciatario: toda vez que la falta de aumentos no reflejaría en las tarifas los incrementos de costos generados durante un período de tiempo, por causas no imputables al licenciatario.
- b) En la razonabilidad del precio de las tarifas: al ser fijas en el tiempo y con costos que se van incrementando paulatinamente.

Suspensión de ajustes automáticos - PPI

En el año 2000 se postergó la aplicación del PPI o *Price Producers Index*. Asimismo, la aplicación del PPI fue revisada judicialmente, a pedido del Defensor del Pueblo de la Nación [36].

La Ley de Emergencia Económica mantuvo vigente algunas cláusulas de la Ley de Convertibilidad y empezó a cuestionarse la aplicabilidad de estos índices: ¿cómo podrían aplicarse índices de ajustes tarifarios si la Ley de Convertibilidad los prohíbe?

El artículo 4 de la Ley 25.561 de Emergencia Económica [37] estableció la modificación, entre otros, de los artículos 7° y 10° de la Ley N° 23.920.

Luego se produjo la sustitución de los mencionados artículos de la Ley N° 23.920 (Convertibilidad del Austral), conforme lo dispuso el artículo 4° de la Ley N° 25.561 (Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario), ratificándose la prohibición de aplicar cláusulas indexatorias, actualización monetaria o de variación de costos.

Por su parte, el Decreto 214/03, en su artículo 1°, determinó la transformación a pesos de todas las obligaciones de dar sumas de dinero, de cualquier causa u origen, expresadas en dólares estadounidenses, u otras monedas extranjeras, existentes a la sanción de la Ley N° 25.561 y que no se encontrasen ya convertidas a pesos.

Fue así que los artículos 2° y 3°, respectivamente, dispusieron que: a) los depósitos en dólares serán convertidos a pesos a razón de pesos uno con cuarenta centavos (\$ 1,40) por cada dólar estadounidense, y b) las

deudas en dólares serán convertidas a pesos y la relación sería a razón de un peso por dólar. Se les aplicarán un Coeficiente de Estabilización de Referencia (CER), el que será publicado por el Banco Central de la Republica Argentina (art. 4°).

Finalmente, el artículo 5° estableció que "... no deroga lo establecido por los Artículos 7° y 10° de la Ley N° 23.928 en la redacción establecida por el Artículo 4° de la Ley N° 25.561. Las obligaciones de cualquier naturaleza u origen que se generen con posterioridad a la sanción de la Ley N° 25.561, no podrán contener ni ser alcanzadas por cláusulas de ajuste".

Con posterioridad a todo ello, las actas-acuerdo firmadas entre las licenciatarias y el Estado Nacional establecieron mecanismos de revisión no automáticos para la determinación del ajuste tarifario.

A modo de conclusión, se puede mencionar que el sistema regulatorio del *Price-cap* había producido resultados remarcables. Por su parte, la Ley de Emergencia Económica se apartó del sistema de precios máximos, el cual no fue sustituido por ningún esquema razonable y superador de la estructura del sistema.

El autor es Abogado de Negocios por la Universidad de Buenos Aires (UBA), con Especialización en Derecho Empresario (UBA). Maestría en Derecho y Economía (UTDT). Actualización en Derecho del Petróleo y Gas Natural (UBA). Actualmente se desempeña como abogado independiente. Es autor de las publicaciones: "El Gobierno Corporativo y los Conflictos de Representación en la Ley de Sociedades", La Ley, Año LXXIV N° 137, 2010;

"El proceso de la mora: Su análisis legal y comercial", Revista de Derecho Comercial del Consumidor y la Empresa, La Ley, segunda quincena, julio de 2012.

Bibliografía

1. Aspiazu, Daniel, Schorr, Martín; "Desnaturalización de la Regulación Pública y Ganancias Extraordinarias", Revista Realidad Económica N° 184, noviembre/diciembre de 2001, Buenos Aires.
2. Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal, Sala IV, confr. doct. de Fallos 105:26.
3. Campolieti, Federico, "Los Sistemas de Retribución de la Prestación de Servicios Públicos".
4. Cassagne, Juan Carlos, "El Servicio Público y las Técnicas Concesionales", La Ley 1995-C-1181.
5. Constitución Nacional.
6. Diccionario de la Real Academia Española, en <http://www.//lema.rae.es/drae>.
7. Dictámenes 112:177, Procuración del Tesoro.
8. Fuentes, Fernando; Saavedra, Eduardo, "Un Análisis Comparado de los Mecanismos de Regulación por Empresa Eficiente y *Price-cap*", Chile, agosto de 2007.
9. Gaete, Manuel, "Ideología y Teoría en el Pensamiento de F. V. Hayek", Chile, junio de 2004.
10. Grecco, Carlos M., "Potestad Tarifaria, Control Estatal y Tutela del Usuario", en Revista de Derecho Administrativo, Depalma, Buenos Aires, 1990, N° 5.
11. Klein, Guillermo, "Estudio sobre la Aplicación de Modelos de Costos en

América Latina y El Caribe", Argentina, junio de 2007.

12. Linares, Juan Francisco, *Derecho Administrativo*, Astrea, Buenos Aires, 1986.
13. Marienhoff, Miguel, *Tratado de Derecho Administrativo*, Abeledo Perrot, Bs. As., 1975.
14. Mata, Ismael, "Noción Actual de Servicio Público", en Jornadas sobre Servicio Público de Electricidad, Bs. As., 1995.
15. Posner, Richard, *El Análisis Económico del Derecho*, Fondo de Cultura Económica, Méjico, 1992. Pozo Gowland, Héctor; "Los Servicios Públicos. La Renegociación de sus Contratos", El Derecho Administrativo, Serie Especial, 2004.
16. "Promoviendo la Competencia y la Reducción de Tarifas", pdf, 11 de septiembre de 2007, www.osiptel.gob.pe/osipteldocs/PDF.
17. Superintendencia de Servicios Sanitarios – ADERASA, "Asimetría de Información Regulador-Empresa en los Modelos Tarifarios", Chile.
18. Zapata, Eduardo Ramón, "El Régimen Tarifario de la Ley 24076: Comentarios".

Referencias

- [1] Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal, Sala IV, confr. doct. de Fallos 105:26, Capítulo XV, apartado b, segundo párrafo.
- [2] Constitución Nacional, Art. 42.- "Los consumidores y usuarios de bienes y servicios tienen derecho, en la relación de consumo, a la protección de su salud, seguridad e intereses económicos; a una información adecuada y veraz; a la libertad de elección, y a condiciones de trato equitativo y digno.

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

Las autoridades proveerán a la protección de esos derechos, a la educación para el consumo, a la defensa de la competencia contra toda forma de distorsión de los mercados, al control de los monopolios naturales y legales, al de la calidad y eficiencia de los servicios públicos, y a la constitución de asociaciones de consumidores y de usuarios.

La legislación establecerá procedimientos eficaces para la prevención y solución de conflictos, y los marcos regulatorios de los servicios públicos de competencia nacional, previendo la necesaria participación de las asociaciones de consumidores y usuarios y de las provincias interesadas, en los organismos de control".

[3] Marienhoff, Miguel, *Tratado de Derecho Administrativo*, Abeledo Perrot, Bs. As., 1975, T. II, p. 55.

[4] Cassagne, Juan Carlos, "El Servicio Público y las Técnicas Concesionales", La Ley 1995-C-1181.

[5] Dictámenes 112:177.

[6] II - Política General, artículo 2º, inciso c), Ley 24.076.

[7] Mata, Ismael, "Noción Actual de Servicio Público", en *Jornadas sobre Servicio Público de Electricidad*, Bs. As., 1995.

[8] Grecco, Carlos M., "Potestad Tarifaria, Control Estatal y Tutela del Usuario", en *Revista de Derecho Administrativo*, Depalma, Buenos Aires, 1990, N° 5, pp. 481 y ss.

[9] "Promoviendo la Competencia y la Reducción de Tarifas", pdf, 11 de septiembre de 2007, www.osiptel.gob.pe/osipteldocs/PDF

[10] Hayek basó sus investigaciones en cuatro disciplinas: Antropología, Sociología, Economía y Derecho, estudiando desde la sociedad tribal hasta la sociedad que denominó "abierta". Su teoría y principales argumentos exponen que la "sociedad abierta" surge de seleccionar numerosas "instituciones funcionales" a su éxito. Entre otras: a) libre mercado y dinero, b) propiedad privada, c) cautela de los contratos y compensación por daños, y d) el estado mínimo, como garante de la seguridad, el respeto a la propiedad y el cumplimiento de los contratos bajo un sistema de derecho abstracto e impersonal. (Gaete, Manuel, "Ideología y Teoría en el Pensamiento de F. V. Hayek", Chile, junio de 2004, pág. 13).

[11] Superintendencia de Servicios Sanitarios - ADERASA, "Asimetría de Información Regulador-Empresa en los Modelos Tarifarios", Chile, pág. 6.

[12] Campolieti, Federico, "Los Sistemas de Retribución de la Prestación de Servicios Públicos", pág. 11.

[13] Zapata, Eduardo Ramón, "El Régimen

Tarifario de la Ley 24.076: Comentarios", pág. 19.

- [14] Klein, Guillermo, *Estudio sobre la Aplicación de Modelos de Costos en América Latina y El Caribe*, Argentina, junio de 2007. pág. 24.
- [15] Zapata, Eduardo Ramón, ob.cit., pág. 21.
- [16] Klein, Guillermo, ob.cit. pág. 23.
- [17] Klein, Guillermo, ob.cit. pág. 24.
- [18] Zapata, Eduardo Ramón, ob. cit., pág. 22.
- [19] Fuentes, Fernando; Saavedra, Eduardo, "Un Análisis Comparado de los Mecanismos de Regulación por Empresa Eficiente y *Price-cap*", Chile, agosto de 2007, pág. 24.
- [20] Fuente CEARE, Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética.
- [21] Campolieti, Federico, ob. cit., pág. 12.
- [22] Campolieti, Federico ob. cit., pág. 13.
- [23] Estas revisiones suelen denominarse revisiones "adelantadas" de tarifas. Pueden realizarse en cualquier momento, basta que se configure la causal objetiva prevista en la regulación. Por lo general, estas revisiones se realizan con el mismo fin que las revisiones periódicas, generalmente debido a la concurrencia de hechos inesperados e imprevisibles, ya sea por aumento significativo de costos o movimientos en la demanda que hacen que el nivel de precios o su estructura original fuese inapropiada para que la prestación del servicio funcione correctamente. También es común observar revisiones adelantadas de tarifas ante la ausencia del caso fortuito o fuerza mayor, que afecta la estructura tarifaria para un período determinado. (Fuente: Campolieti, Federico ob. cit., pág. 14).
- [24] "Ambos principios conviven armoniosamente en el texto del marco regulatorio sometidos al control del Ente regulador". En Zapata, Eduardo Ramón, ob. cit., pág. 3.



- [25] Posner, Richard, *El Análisis Económico del Derecho*, Fondo de Cultura Económica, México, 1992, pág. 329.
- [26] El inciso b) del art. 38, si bien determina un principio por el cual deben ajustarse las tarifas por los servicios ofrecidos por los distribuidores y transportista, se relaciona con el artículo 43 de la ley marco que refiere que "ningún transportista o distribuidor podrá aplicar diferencias en sus tarifas, cargos, servicios o cualquier otro concepto, excepto que tales diferencias resulten de distinta localización, tipo de servicios o cualquier otro distingo equivalente que pueda aprobar el Ente Nacional Regulador del Gas". Asimismo, "la discriminación entre usuarios que surgiría del artículo 38, no solo es posible, sino también en ocasiones necesaria". En Zapata, Eduardo, ob. cit, pág. 14.
- [27] Esto guarda relación con lo previsto en el artículo 57 de la Ley 23.696, del año 1989: "Las concesiones... deberán asegurar necesariamente que la eventual rentabilidad no exceda una relación razonable entre las inversiones efectivamente realizadas por el concesionario y la utilidad neta obtenida por la concesión".
- [28] Diccionario de la Real Academia Española, en <http://lema.rae.es/drae>
- [29] Linares, Juan Francisco, *Derecho Administrativo*, Astrea, Buenos Aires, 1986, pág. 528.
- [30] Aspiazu, Daniel y Schorr, Martín; "Desnaturalización de la Regulación Pública y Ganancias Extraordinarias", *Revista Realidad Económica* N° 184, noviembre/diciembre de 2001, Buenos Aires.
- [31] "Asimismo, se estableció que el factor X deberá estar sustentado en programas específicos de mejoras de eficiencia, en donde cómo mínimo: a) se identifique claramente en qué consisten esos programas; b) se cuantifiquen con razonable aproximación las inversiones requeridas y los ahorros de costos esperados; y c) se aporten antecedentes o información suficiente para aplicar tales programas. El factor de inversión K, a su vez, se aplica por semestres, en función de la incorporación de los proyectos presentados por las licenciatarias y autorizados por el ENARGAS, una vez que se ha comenzado a prestar el servicio a los usuarios". En Zapata, Eduardo, ob. cit., pág. 21.
- [32] Estos arreglos a las tarifas representan la variación total en los índices de costos durante un mismo período de análisis, a fin de salvaguardar el precio real del servicio al acomodarlo a la realidad económica. Estos ajustes "conceden al prestador una estabilidad real de los ingresos, necesaria para adquirir el financiamiento de sus gastos de capital. A los cambios que representan los

costos se contraponen un índice que neutraliza los efectos positivos o negativos de las variaciones. Se elimina la necesidad de realizar un estudio frecuente de costos. Se trata, por el contrario, de un proceso simple y transparente. Verificada la variación del índice elegido se altera la fórmula originaria, modificándose el resultado final de la tarifa”.

[33] Estos arreglos, a desarrollarse a la finalización de un determinado período de prestación del servicio, para establecer los nuevos precios a regir en el próximo período, generalmente son establecidos por la regulación que “establece la realización de revisiones periódicas de tarifas, que por lo general se efectúan cada cinco años. A diferencia de las revisiones automáticas, las revisiones periódicas son integrales y se desarrollan a partir de modelos estadísticos y de estudios de costos del operador”.

[34] Estos ajustes se producen por circunstancias imprevisibles, las cuales pueden modificar los costos de los insumos “necesarios o imprescindibles”. La regulación que los prevé exige que “para su aplicación se verifique el acaecimiento de circunstancias extraordinarias y no previstas, que justifiquen una alteración de los precios máximos aun cuando no haya finalizado el período para el cual fueron fijados”.

[35] Prórrogas anteriores: Por el art. 1° de la Ley N° 26.729, B.O. 28/12/2011 se proroga hasta el 31 de diciembre de 2013 la vigencia de la presente Ley. Vigencia: a partir del 1° de enero de 2012. Prórrogas anteriores: Ley N° 26.563, B.O. 22/12/2009; Ley N° 26.454, B.O. 16/12/2008, Ley N° 26.339, B.O. 4/1/2008; Ley N° 26.204, B.O. 20/12/2006; Ley N° 26077, B.O. 10/1/2006; Ley N° 25.972, B.O. 17/12/2004. (Fuente: Infoleg).

[36] Fallo “Defensor del Pueblo c/Estado Nacional s/Decreto 1738/92 y otro”: la demanda busca que se decida que resulta aplicable la Ley de Convertibilidad para la elaboración



del régimen tarifario del gas y que ello no debe permitirse un sistema indexatorio calculado a través de índices extranjeros. Asimismo se cuestiona el mecanismo de diferimiento de los aumentos que fija el Decreto 669/2000, que implica que el Estado Nacional, el ENARGAS y la licenciataria han consensuado financiar la ganancia producto de la aplicación del PPI en plazos, montos y a un interés del 8,2%, sin haber consultado a los usuarios. Se resolvió: “Se hace lugar a la medida cautelar solicitada por el Defensor del Pueblo de la Nación y suspender la aplicación del Decreto 669/00”.

[37] El art. 4°, ley 25.561, dispuso: “modifícase el texto de los artículos 3°, 4°, 5°, 6°, 7° y 10° de la Ley N° 23.920 y su modificatorio. Los artículos 7° y 10° quedarán redactados del siguiente modo: “Artículo 7° — El deudor de una obligación de dar una suma determinada de pesos cumple su obligación dando el día de su vencimiento la cantidad nominalmente expresada. En ningún caso se admitirá actualización monetaria, indexación por precios, variación

de costos o repotenciación de deudas, cualquiera fuere su causa, haya o no mora del deudor, con las salvedades previstas en la presente ley.

Quedan derogadas las disposiciones legales y reglamentarias y serán inaplicables las disposiciones contractuales o convencionales que contravinieren lo aquí dispuesto.

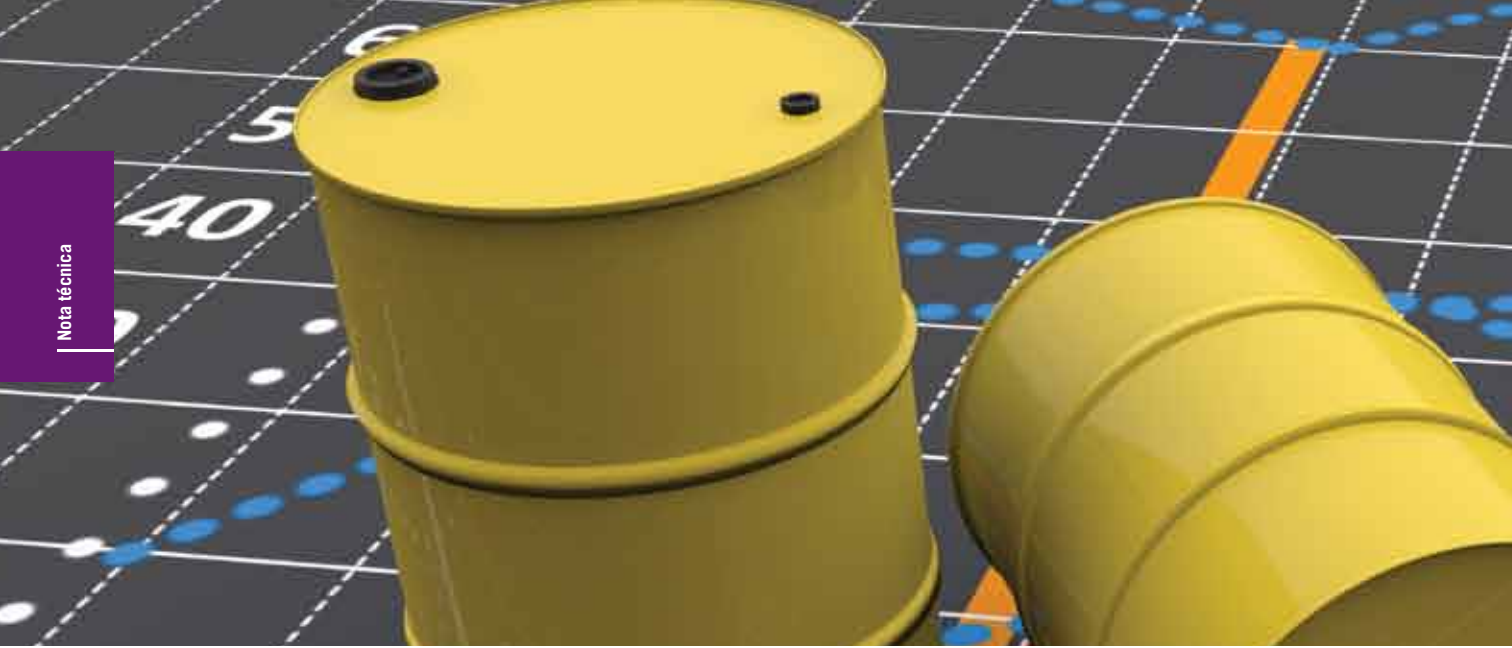
“Artículo 10. — Mantiénense derogadas, con efecto a partir del 1° de abril de 1991, todas las normas legales o reglamentarias que establecen o autorizan la indexación por precios, actualización monetaria, variación de costos o cualquier otra forma de repotenciación de las deudas, impuestos, precios o tarifas de los bienes, obras o servicios. Esta derogación se aplicará aun a los efectos de las relaciones y situaciones jurídicas existentes, no pudiendo aplicarse ni esgrimirse ninguna cláusula legal, reglamentaria, contractual o convencional -inclusive convenios colectivos de trabajo- de fecha anterior, como causa de ajuste en las sumas de pesos que correspondan pagar.”

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

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

www.foroiapg.org.ar



Decisiones de financiamiento en la industria del petróleo y del gas

Por Lic. Leandro Del Regno

Para obtener los recursos financieros necesarios para desarrollar la actividad del *upstream* o el *downstream* es crucial conocer el funcionamiento de los mercados de capitales, los activos financieros y las variantes aplicables específicamente a la industria de los hidrocarburos.

La industria del petróleo y del gas tiene una presión muy alta para proveer la oferta de energía que demanda el crecimiento del producto bruto mundial. Esa oferta proviene de proyectos que requieren grandes sumas de capital para explorar y operar los activos que permitirían aumentar las reservas probadas y la producción que necesita la demanda.

Los proyectos de la industria comienzan con una fase de exploración y desarrollo inicial, donde la necesidad de inversión es enorme y donde aún no existen ventas que proporcionen el flujo de fondos que ayude a financiar dichos proyectos. Esta diferencia temporal entre inversión inicial y retorno puede llevar más de diez años en los casos más extremos,

por lo que el aspecto del financiamiento de las inversiones se torna fundamental.

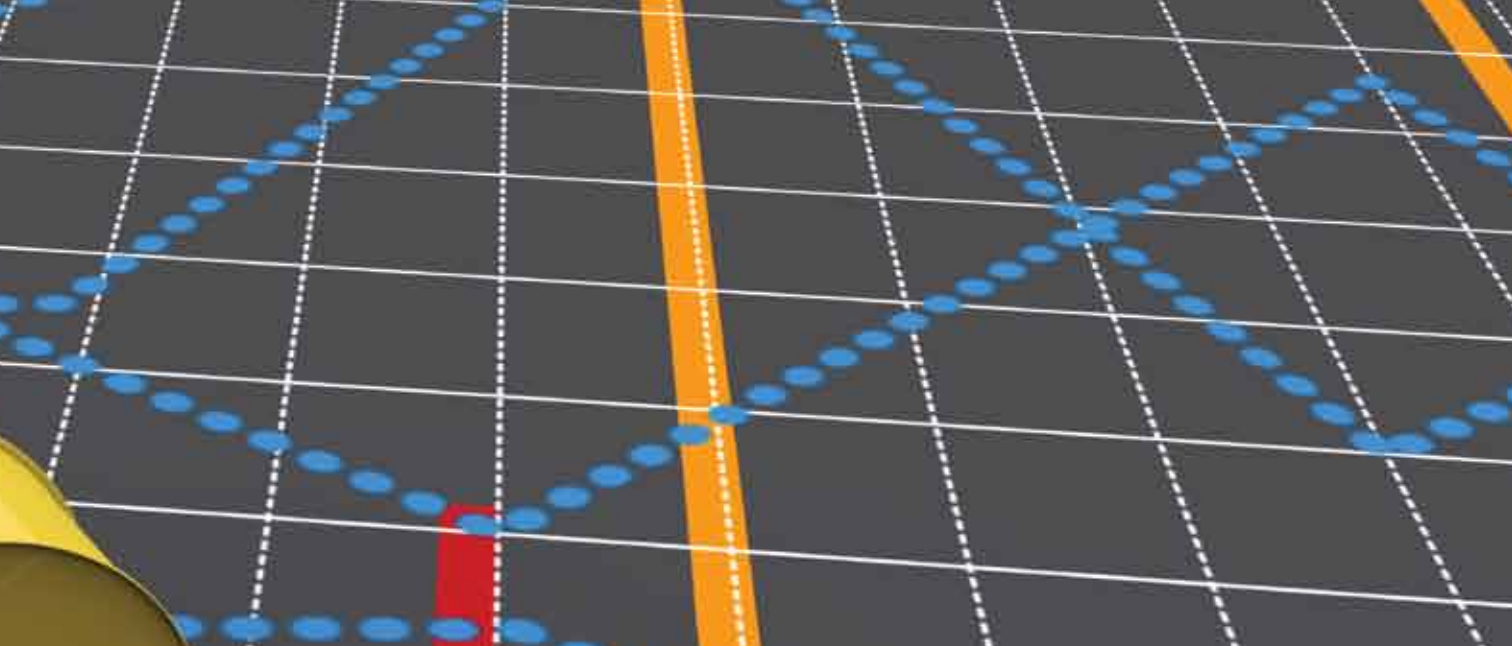
En América Latina tenemos varios ejemplos de lo antes mencionado. Vayamos a las dos mayores economías de la región. Brasil cuenta con ingentes reservas de hidrocarburos en el subsuelo de su mar. Sin embargo, los proyectos en aguas profundas son muy caros y complejos. Argentina ha sido bendecida por una fantástica geología, que ahora le abre la puerta a los desarrollos de hidrocarburos no convencionales, los que también tienen costos elevados para ser puestos en producción.

El dinero es un recurso escaso, incluso en períodos de alta liquidez, como los de la primera parte de la

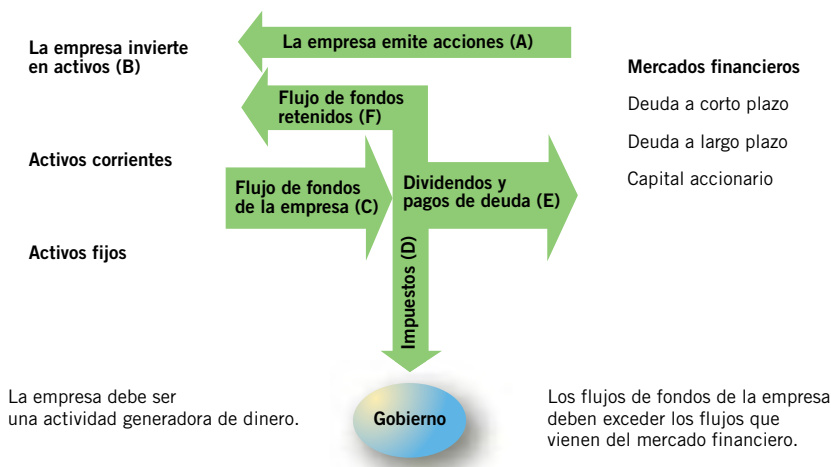
década de 2010, donde las tasas de interés en el mundo fueron históricamente bajas. Brasil y Argentina, como otros países del mundo que poseen hidrocarburos, tienen extrema necesidad de incrementar su volumen de producción, tanto para impulsar y sostener su crecimiento económico, como para evitar costosas importaciones de energía.

Se da la paradoja de que, en ocasiones, los países tienen el recurso geológico pero no pueden desarrollarlo a la velocidad que quisieran. Uno de esos motivos es la falta de financiamiento a gran escala.

Para entender las razones que hacen compleja la obtención de recursos financieros y su aplicación, es preciso conocer aspectos de finanzas



corporativas, cómo funcionan los mercados de capitales, qué es un activo financiero y los distintos tipos de financiamiento que existen específicamente en la industria del petróleo y del gas. Asimismo, es necesario analizar la lógica económica que rige en el sector del *upstream* y del *downstream* para comprender qué financiamiento (largo plazo o corto plazo) es más importante en cada segmento, en función del ciclo económico y de la fase del negocio en que se encuentran en el momento bajo análisis.



Principios de finanzas corporativas

La empresa es una forma de organizar las actividades económicas de varios individuos. Un problema típico de toda empresa es cómo obtener efectivo para comenzar y desarrollar la actividad para la que fue creada, la cual tendrá un fin de lucro. Las finanzas corporativas nacen para ayudar a administrar el dinero de la empresa, y responden tres preguntas básicas que tienen como objetivo crear valor a los dueños/accionistas:

1. ¿Cuáles son las inversiones a largo plazo que debería encarar la organización?
2. ¿Cómo podría la organización obtener el dinero para financiar las inversiones requeridas?
3. ¿Cuánto dinero necesita la empresa para pagar sus compromisos a corto plazo?

La organización y los mercados financieros.

Estas decisiones son generalmente coordinadas y ejecutadas por el Director Financiero o CFO (*chief financial officer*) con la ayuda de su equipo. Algunos de los roles clásicos que asisten al CFO son el Contralor (*Comptroller*), el Tesorero, el Responsable de Impuestos, y el de Reporte y Planeamiento Financiero.

La manera en que los líderes financieros crean valor en la organización es recomendando la compra de activos que generen más dinero que el que se necesita para adquirirlos (inversión); vendiendo bonos, acciones, u ofreciendo otros instrumentos financieros de largo plazo que (a través del activo al que van a financiar) generen más efectivo que el que demanda su instrumentación (financiamiento) y; finalmente, ad-

ministrando el dinero utilizado en la operatoria diaria y a corto plazo para optimizar el capital de trabajo. En definitiva, se debe crear mayor flujo de efectivo que el que se usa.

El circuito básico del flujo de efectivo, que también involucra a los Gobiernos que reciben el pago de impuestos, es el indicado arriba.

El accionista recibe su flujo de efectivo al final del circuito, mediante los dividendos que cobra luego de que la empresa haya separado un porcentaje del dinero producido para reinversión en el futuro ejercicio económico.

Activos financieros

Un activo es una posesión que tiene un valor de intercambio. Existen activos tangibles: aquellos cuyo valor depende de propiedades físicas determinadas, como un terreno o una máquina; e intangibles, que representan

Decisiones de inversión

Decisiones de financiamiento

Decisiones de capital de trabajo



obligaciones legales sobre algún beneficio futuro (por ejemplo: la patente para producir un medicamento).

Los activos o instrumentos financieros son activos intangibles y su valor es una obligación de dinero a futuro. El emisor del activo financiero es el que recibe el dinero del inversor, le transmite la posesión del activo financiero, y es el que realizará los pagos futuros al poseedor del activo (inversor).

Algunos ejemplos de activos financieros son: 1) Un préstamo del banco (inversor) a un individuo o empresa (emisor); 2) un bono (obligación negociable) emitido por una empresa para que lo compre un inversor; 3) un bono emitido por un Estado (nacional, provincial o municipal); 4) una acción emitida por una corporación o sociedad anónima.

Un principio económico importante es que el precio de cualquier activo financiero es igual al valor presente de su flujo de efectivo esperado, incluso si ese flujo futuro no es conocido con certeza. El retorno esperado de un activo financiero está directamente relacionado con su precio; por ejemplo, si el flujo esperado es \$ 1.050 y su precio es de \$ 1.000, su retorno esperado es 5% ($\$ 50 / \$ 1.000$).

El tipo de activo financiero, ya sea instrumento de deuda o una acción, junto con las características del emisor, determinan el grado de certeza del flujo de efectivo esperado. Si no existe certeza existe riesgo. Cuando hablamos de activos financieros existen tres tipos de riesgos: 1) el riesgo

inflacionario: asociado al poder de compra potencial del flujo de efectivo esperado; 2) el riesgo de incumplimiento: es cuando el emisor no cumple con los pagos prometidos; y 3) el riesgo de tipo de cambio: el cual aparece cuando se invierte en una moneda extranjera y el tipo de cambio fluctúa del valor esperado. El riesgo tiene una vinculación directa con el retorno esperado: cuanto más riesgoso sea el activo, mayor será el retorno que requerirá el inversor para destinar su dinero a ese activo financiero.

Los activos financieros tienen dos funciones económicas: la primera es la transferencia de fondos de aquellos que tienen un excedente de dinero hacia aquellos que lo necesitan para invertirlo en activos; la segunda función es transferir fondos, de forma tal que se redistribuya el riesgo asociado con el flujo de efectivo generados por los activos, entre aquellos que buscan y aquellos que proporcionen los fondos.

Mercados financieros

Un mercado financiero es donde se intercambian activos financieros, ya se trate de instrumentos de deuda (obligaciones contractuales que implican el reembolso de los préstamos corporativos) o instrumentos de capital (acciones que representan derechos no contractuales sobre el flujo de efectivo residual de la empresa). Los mercados financieros brindan tres funciones económicas:

1. Interacción de compradores y vendedores donde se establece el precio del activo transado. Al mismo tiempo, determinan el rendimiento requerido del activo financiero (proceso de fijación de precio).
2. Proporción de un mecanismo para que el inversor venda un activo financiero, o sea proporción de liquidez. Si no hubiera liquidez, el poseedor del activo estaría obligado a conservar el título de deuda hasta su vencimiento; y, en el caso de una acción, hasta que la empresa fuera liquidada.
3. Reducción del costo de las transacciones. Los costos principales son los de búsqueda (gasto para anunciar la intención de comprar/vender o para encontrar la contraparte) y los de información (apreciación de los méritos para invertir en un activo determinado).

El “mercado financiero primario” se utiliza para emisiones nuevas, cuando los gobiernos y corporaciones venden valores (bonos en el caso de los gobiernos - bonos y acciones en el caso de las sociedades anónimas) por primera vez. En este caso, los fondos recaudados van directamente a las arcas de los entes emisores que los aplicarán para financiar sus inversiones.

Una vez colocados los valores en el mercado, tanto los instrumentos de capital como los de deuda, se negocian en el “mercado secundario”. En este mercado ya no ingresa dinero a los emisores originales; la finalidad es brindar liquidez a los valores para que sean transados por los inversores directamente. Un valor que tenga liquidez hace que su colocación sea más sencilla, ya que permite venderlo cuando se presenta una oportunidad redituable o una necesidad financiera.

Veamos ahora otras categorizaciones de los mercados financieros; por ejemplo, el mercado para instrumentos de deuda a corto plazo se llama “mercado de dinero”; mientras que aquel en el que se transan activos financieros a largo plazo se llama “mercado de capitales”. Además, se pueden clasificar en “mercado de efectivo o spot” y en “mercado de derivados”. Este último difiere del mercado spot en que el poseedor de los documentos tiene la posibilidad o la obligación (según el caso) de com-

prar o vender un activo financiero en algún momento futuro; y donde el precio del contrato deriva su valor del precio del activo financiero principal (instrumentos derivados).

Debido a la globalización de los mercados, las empresas tienen la posibilidad de acceder a financiamiento en el mercado internacional. Los factores que llevan a la integración de los mercados financieros son:

- 1) desregulación de los mercados;
- 2) avances tecnológicos para monitorear los mercados mundiales, ejecutar órdenes y analizar oportunidades; y
- 3) la institucionalización cada vez mayor de los mercados financieros.

Luego de haber explorado los conceptos básicos de finanzas corporativas, nos concentraremos en entender el eje central de este artículo: la decisión de financiamiento.

Financiamiento a largo plazo

El financiamiento a largo plazo tiene tres pilares básicos: 1) las acciones comunes, 2) las acciones preferentes, y 3) la deuda a largo plazo. Los dos primeros hacen foco en el capital, mientras que la deuda se refiere tanto a emisiones públicas como a colocaciones privadas.

Acciones comunes

Son las acciones que no poseen prioridad para recibir dividendos o a la hora de cobrar en caso de bancarrota. Forman parte del capital de la corporación, por lo cual se las conoce como instrumentos de capital. Estas acciones son unidades de propiedad de la corporación que están en manos de los accionistas, quienes elegirán a los directores que, a su vez, escogerán a los ejecutivos de la corporación (CEO, CFO, etc.). Hay diversas clases de acciones, las cuales se diferencian por sus derechos de voto.

Las acciones otorgan al accionista derechos que estarán en relación al tamaño de su tenencia. Los derechos son:

- a) Recibir una parte proporcional de los dividendos pagados.
- b) Recibir una parte proporcional de los activos restantes una vez

que se hayan pagados los pasivos durante una liquidación.

- c) Votar en las cuestiones que resultan de importancia para los accionistas; por ejemplo: una fusión.
- d) Tener derecho preferente de compra ante emisiones nuevas de acciones.

Los dividendos que se pagan a los accionistas representan un rendimiento sobre el capital que los ac-

cionistas aportan a la corporación. El pago es una cuestión que queda a juicio de los directores. El dividendo no es una obligación de la corporación hasta que haya sido declarado por la junta de directores. Son pagados con las ganancias después de impuestos de la corporación, por lo que en la mayoría de los países no son gravados. Sin embargo, una vez pagados, los accionistas sí deben declararlos en sus declaraciones personales de impuesto a las ganancias.



SOLUCIONES CON GASES PARA LA INDUSTRIA QUIMICA Y PETROQUIMICA, TECNOLOGIA 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
Oxígeno

Mezclas Patrones

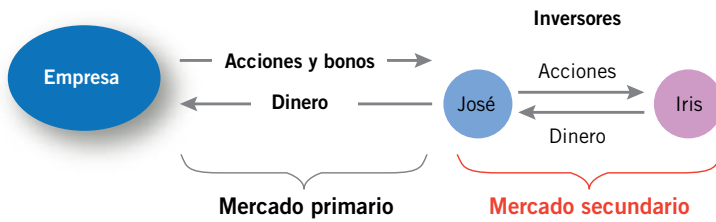
Control de Calidad
Control de Procesos
Control del Medio Ambiente
Control de Emisiones Vehiculares
Control de Fugas



INDURA
Grupo AIR PRODUCTS

Mercado primario: Cuando una corporación emite acciones.
Flujo de fondos desde los inversores a la empresa.

Mercado secundario: Incluye la venta de acciones que están en el mercado de un inversor a otro.
Las acciones son negociadas en un mercado financiero (Bolsa).



Mercados financieros.

Acciones preferentes

También representan el capital de la corporación, pero a diferencia de las acciones comunes, las preferidas tienen prioridad en cuanto al cobro de los dividendos, y sobre los activos de la corporación en caso de quiebra.

Las acciones de este tipo reciben un dividendo fijo en términos de pesos por acción, por lo que a veces se la confunde con una deuda. Sin embargo, los pagos de dividendos no son obligatorios como los pagos de la deuda. Si una empresa no tuvo ganancias no habrá dividendos ese año. De hecho, el Directorio puede decidir no pagar dividendos a los accionistas (incluidos los preferentes), incluso cuando hay ganancias. Hay ocasiones en las que las acciones preferentes son acumulables; o sea, si un año no reciben dividendos aunque hayan existido ganancias, puede acumularse el saldo al ejercicio siguiente, pero esto no siempre se estipula.

Además, los dividendos a los preferentes no pueden ser deducidos por la corporación del impuesto a las ganancias, como sí se hace con el pago de intereses de deuda. El accionista preferente no puede exigir la bancarrota de la corporación por no pago, como puede hacer el acreedor de deuda.

Deuda corporativa a largo plazo

La deuda es un instrumento que emite la corporación y que representa una obligación que debe reembolsarse con un interés al acreedor en momentos predeterminados. Cuando las corporaciones piden un préstamo, se comprometen a realizar pagos de intereses de acuerdo con un programa, y a reembolsar además la cantidad

solicitada. A diferencia del dividendo, los intereses deben pagarse obligatoriamente, por lo que pertenecen al pasivo de la corporación. Su monto es limitado a diferencia del dividendo, que tiene como único tope las ganancias de la compañía.

La deuda no representa un interés por poseer la empresa; los acreedores no tienen derecho a voto ni participan de las ganancias de la empresa. Sin embargo, incluso si la empresa incurre en pérdidas, la deuda debe pagarse igual.

La deuda corporativa es conocida como bonos corporativos, los cuales pueden estar garantizados por algún bien que sirva de garantía (como un edificio o producción/venta futura), o pueden no tener garantía alguna. Si bien se conoce como largo plazo lo que exceda de un (1) año, la deuda de este tipo generalmente se emite a cinco o diez años de plazo.

Usualmente, la deuda de este tipo se reembolsa en montos regulares (calculados mediante un sistema determinado, como puede ser el francés, el alemán o el americano) a través de amortizaciones de deuda (principal) e intereses. La deuda se puede cancelar antes de la expiración original mediante opciones de compra. En ocasiones, se puede conceder una "condición prioritaria" a determinados prestamistas, lo que permite que cobren antes que otros acreedores.

La emisión pública de bonos se ofrece en un mercado bursátil (de forma similar al lanzamiento de acciones), donde varios demandantes del título pueden comprarlo al valor nominal, luego el bono cotizará en función a su oferta y demanda en el

mercado secundario, y también en relación al comportamiento de la tasa de interés.

Las empresas suelen pagar para que su deuda sea calificada por una agencia calificadoras. Esta agencia tendrá en consideración: la probabilidad de que la empresa emisora no cumpla con sus obligaciones, y si existe una protección (garantía) para los tenedores de bonos en caso de incumplimiento. La calificación más alta es la AAA, mientras que la D es la peor (bonos en *default*).

A su vez, la colocación privada se hace directamente en una o varias instituciones de préstamo. Los vencimientos suelen oscilar entre 1 y 15 años. Los prestamistas suelen ser bancos y compañías de seguros. Las colocaciones privadas, si bien tienen cláusulas más restrictivas que una emisión pública, tienen menores costos y son más fáciles de renegociar. Un préstamo sindicado es un préstamo corporativo hecho por un grupo de bancos.

Financiamiento a corto plazo

Este financiamiento se acota a la planeación financiera de activos y pasivos en un período menor al año. El término capital de trabajo es el que se aplica a estas decisiones. El capital de trabajo neto alude a la diferencia entre los activos y los pasivos circulantes.

Las decisiones típicas que se incluyen en el manejo del capital de trabajo comprenden: pedidos de materia prima, gerenciamiento de inventarios, pagos y cobranzas por anticipado, financiamiento de descubierto bancario, manejo de proveedores (términos de pago) y cuentas por cobrar (otorgación de crédito), y cantidad de efectivo óptima (liquidez) para enfrentar pagos a corto plazo.

Para ser eficientes en el gerenciamiento del capital de trabajo es fundamental entender cuáles son las fuentes y los usos del efectivo de la empresa. Por ejemplo, un incremento de deuda a largo plazo acrecienta el efectivo (por ende el capital de trabajo), así como también lo hace un aumento en la rentabilidad de la empresa. A su vez, un incremento en el pago de dividendos o en las deudas

Hechos	Decisiones
1. Compra de materias primas	¿Cuánto inventario se debe pedir?
2. Pago de las compras	¿Pedir prestado o disminuir el saldo de efectivo?
3. Elaboración de productos	¿Qué clase de tecnología de producción escoger?
4. Venta del producto	¿Ofrecer solo pago al contado o a crédito?
5. Cobranza	¿Cómo realizar la cobranza?

(ya sean comerciales, fiscales, sociales, etcétera) a corto plazo, disminuye el capital de trabajo.

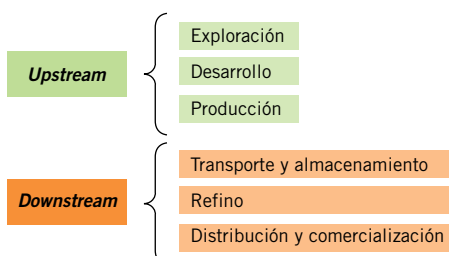
El ciclo operativo y su correlato en el flujo de efectivo disparan las decisiones de financiamiento a corto plazo, a saber (ver arriba).

Existen diversos índices o ratios para medir la longitud del proceso de pagos, inventarios y cobranzas. Cuanto más corto sea el proceso de inventarios menor capital de trabajo habrá inmovilizado y se podrá monetizar mejor la empresa. Para empresas con niveles de rentabilidad bajo (fundamentalmente) se intentará tener un ciclo de cobranzas más corto que el de pagos. Cuando la empresa tiene grandes márgenes de rentabilidad, como las mineras o la producción de petróleo, no es tan decisivo este punto porque son industrias que generan mucho efectivo una vez que están operando.

Fundamentos económicos de la industria del petróleo y del gas

La actividad del petróleo y del gas se divide en dos grandes categorías:

1. *Upstream* (aguas arriba), que va desde la exploración del hidrocarburo hasta la producción.
2. *Downstream* (aguas abajo), que toma la producción en el punto de entrega en el ducto para iniciar el transporte hasta la comercialización minorista de los productos refinados.

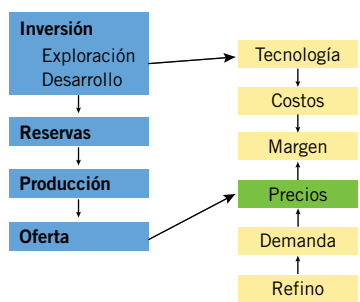


Fases de la actividad del petróleo y del gas.

El análisis económico de la industria del petróleo y del gas debe conte-

ner al *upstream* y al *downstream* como un todo. Por ejemplo, el *upstream* no puede soslayar el análisis del *downstream* porque este constituye la demanda de ese mercado, mientras que la oferta del mercado del *upstream* es la producción que brindan los yacimientos. En ocasiones, hay confusión al relacionar las reservas con la oferta. Esto no es del todo correcto, porque no todas las reservas están disponibles para ser producidas de inmediato (por ejemplo las reservas probables y posibles), por lo que lo correcto es tomar a la producción como la oferta.

El precio resultante del hidrocarburo es la confluencia física (volúmenes) entre la oferta y la demanda. Sin embargo, en la coyuntura a corto plazo, ciertos acontecimientos geopolíticos o financieros son capaces de actuar sobre los precios por encima de las consideraciones económicas propias del mercado físico. De hecho, una insinuación o rumor de un conflicto armado en Medio Oriente hace subir de inmediato el precio del crudo por temor a restricciones en la oferta, cuando todavía el mercado físico no dio señales de achicar la producción; o la debilidad de las tasas de interés hace subir el precio por esperanzas que la economía global se acelere y aumente la demanda.



Economía del petróleo y del gas. *Upstream*.

El precio será a la postre uno de los impulsores (*drivers*) más decisivos (junto con el potencial geológico) a la hora de encarar una inversión en el segmento del *upstream*. El marco regulatorio también es vital debido al extenso período de maduración

de una inversión de un proyecto de este tipo, que puede abarcar tranquilamente hasta diez años desde que se efectúan las primeras prospecciones exploratorias hasta que se coloca el crudo o el gas en el mercado.

La industria del *upstream*, como toda actividad minera, es una muestra de economía de recursos escasos no renovables y susceptibles de ser agotados, por lo que cuanto más producto se extrae de un yacimiento menos mineral queda en el mismo y más difícil es la localización y extracción de minerales adicionales. Esto obliga a buscar en zonas remotas lo que aumenta aún más el riesgo y los costos. Esta es una peculiaridad distintiva del *upstream*, que ajusta los precios por demanda (como la mayoría de las actividades económicas), pero también por oferta de forma constante por su propia naturaleza de declinación y agotamiento, lo que hace que los ciclos de precios bajos en los hidrocarburos sean relativamente cortos.

Es evidente que, a efectos de mantener una oferta creciente o al menos constante, se requieren ingentes inversiones de capital a gran escala por muchos años, con lo cual la forma de fondear esas cuantiosas inversiones adquiere una importancia fundamental para que el proyecto sea económicamente viable.

Pasemos brevemente a describir las particularidades económicas de la fase del *downstream*, especialmente la parte de refino, que es el proceso industrial que transforma el petróleo crudo en productos; lo que hace que la oferta sea la producción del petróleo crudo (*upstream*) y la demanda sea el conjunto de mercados donde suministra sus productos destilados como nafta (ligero); kerosene, gasoil y *fuel oil* (intermedios), y residuos pesados que se utilizan para hacer asfalto, aceites y lubricantes. En el proceso de refinación también se obtienen gases licuados, como el butano y el propano.

La eficiencia de la refinación es fundamental a la hora de mantener un buen margen operativo. Por ejemplo, los residuos pesados pueden llegar a ser el 45% del proceso de refinación; si a ese crudo residual no se le proporciona una utilidad económica (como elaborar lubricantes), el proceso sería de una eficiencia baja. Es vital tratar

de aprovechar toda la materia prima y reducir al máximo los desperdicios. Así y todo, los productos más rentables son las naftas, el gasoil y, en bastante menor medida, el *fuel oil*. Sin dudas, el margen de una refinería estará condicionado fuertemente por el desempeño de los productos ligeros como la nafta y el gasoil.

La nafta y el gasoil son utilizados mayormente en el transporte terrestre, y claramente dominan este mercado con limitada competencia, ya que el etanol y otros biocombustibles aún tienen una participación menor. El *jet fuel* utilizado en la aviación es también un producto rentable. El *fuel oil* se usa como combustible en el transporte marítimo y como insumo del sector eléctrico para generación, y compite aquí con el gas natural, el carbón, la energía nuclear y la hidroeléctrica.

Históricamente, la actividad de refino de petróleo ha sido la de mayor volatilidad del sector de hidrocarburos, ya que absorbe las discontinuidades del *upstream* y es la encargada de asumir las respuestas a la demanda al final de la cadena, como así también adaptarse a las regulaciones de cada país, las que tienen un grado de dispersión considerable. La actividad de refino sufre presiones sobre sus márgenes de ganancia en períodos de precios elevados del crudo (ya que no es sencillo transferir toda la suba de los costos de materia prima al cliente), y también es impactada directamente por bajas en la demanda de sus productos, que hace que la refinería opere significativamente por debajo de su capacidad instalada.

Debido a los bajos retornos del segmento de refino, en los últimos años prácticamente no se construyeron nuevas refinerías en el mundo. De hecho, en Estados Unidos hay cerca de 175 refinerías inactivas o con actividad mínima. En Europa, muchas refinerías que deberían cerrarse, no se clausuran debido a sus altos costos financieros de abandono, y prefieren operar a pérdida con volúmenes muy bajos.

En función de esto, los niveles de inversión de capital en el sector del *downstream* son mucho menores que los del *upstream*. Las inversiones se orientan a mejoras (ampliaciones o implementación de avances tecnológicos) y a mantenimientos mayores

en las refinerías existentes; muy pocos proyectos se refieren a construir una refinería nueva. Evidentemente, en este sector, la dificultad reside en el manejo del capital de trabajo para financiar la desafiante operatoria diaria más que en la habilidad de obtener financiamiento a largo plazo como sucede en el *upstream*.

Financiamiento específico de la industria del petróleo y del gas

La industria del petróleo y del gas requiere grandes montos de capital para explorar y operar los yacimientos, para construir un ducto o una refinería. A esto hay que sumarle que hay una brecha considerable entre el tiempo que transcurre desde que se invierte el capital y los retornos de dinero que arroja el proyecto cuando entra en producción. Hay solo un puñado de grandes empresas en el mundo que pueden solventar esta demanda de capital con fondos propios; la gran mayoría necesita obtener financiamiento por otras vías.

Conseguir semejantes sumas de dinero no es sencillo y, si se lo obtiene, limitar el riesgo de insolvencia o bancarrota tampoco es simple. Por ejemplo, un proyecto inicialmente exitoso en términos de reservas halladas, puede colapsar si se entra en un ciclo de precios bajos de los

commodities, cuando el proyecto empieza a generar los primeros flujos de efectivo.

En función de lo arriba explicado, es clave la pericia del equipo financiero para estructurar el financiamiento óptimo para cada proyecto. En ocasiones, los tipos de financiamiento tradicionales descritos en este artículo no son suficientes. Afortunadamente, la industria ha desarrollado alternativas específicas de obtención de financiamiento. Enunciaremos algunas a continuación.

Net Profit Interest (NPI) / Farm-in, Farm-out & Carry Interest

Un *NPI* es una participación de la producción bruta de una concesión de petróleo y de gas medida por la porción de las ganancias netas (ventas menos costos) recibidas por ese porcentaje de participación que se tiene en la operación. Normalmente, se formaliza un contrato de colaboración (*joint venture*, unión transitoria de empresa o agrupación de colaboración empresarial) entre dos o más empresas que acuerdan emprender una inversión específica por un período determinado. No es requisito que el *NPI* sea distribuido en partes iguales entre los socios, puede haber *NPI's* de diferente magnitud; por ejemplo, en una agrupación de tres empresas un socio puede tener el 50%, otro el 30% y el restante un 20%.



Es muy común que existan estas asociaciones en la industria, tanto para compartir el riesgo empresarial y el *know-how* como para poder sumar esfuerzos financieros para encarar proyectos grandes que insumen mucho capital. En el contrato se estipula quién es el operador del proyecto y la forma en que este se financiará. Usualmente, mediante los llamados “*cash calls*” usados por el operador para requerir a los socios no operados el dinero necesario para invertir en ese momento determinado.

Un *farm-in / farm-out* es un acuerdo donde una empresa o *joint venture*, que tiene titularidad en concesiones de petróleo y de gas, le ofrece a un tercero una participación (*NPI*) para ingresar a una concesión existente. A veces, el acuerdo es más específico y es solo para algunos pozos o una determinada zona geológica y no en toda la concesión.

Es importante estipular en el contrato de *farm-in / farm-out* la naturaleza de la obligación del tercero que estaría ingresando al proyecto. Hay *farm-outs* de exploración (incluye trabajos de sísmica, perforación de pozos exploratorios descubridores, de avanzada y de delineación) con muchas variantes en función a si la agrupación encara todo el proyecto en conjunto o si se dividen las tareas (o parte de ellas).

Existe también el *farm-out* de desarrollo, donde una parte ya realizó la exploración pero necesita un socio con fondos para encarar conjuntamente el desarrollo del yacimiento. Generalmente, el que solicita financiamiento (o sea ofrece el *farm-out*) cediendo la participación en la concesión, es el que conserva la capacidad de operar el yacimiento, aunque puede que también se ceda la operación si se obtiene un financiamiento adicional (mayor valor por el mismo porcentaje de participación) o si no se posee el *know-how*.

Es común que la parte que ingresa a un proyecto de desarrollo comience con la inversión en solitario, ya que justamente lo que la otra parte necesitaba era financiamiento, y que se vaya formando un “*development carry*”,

que viene a ser la deuda que luego se irá pagando gradualmente con parte de lo producido hasta alcanzar la proporción de interés en el yacimiento que se estableció en el acuerdo de *farm-in / farm-out*.

Imaginemos que se estipula que los primeros cinco pozos de desarrollo los hace solo la parte que entró última al acuerdo, y que a partir del sexto pozo cada parte de la asocia-

ción comienza a invertir según el porcentaje establecido en el acuerdo; supongamos 70% - 30%. Por los cinco primeros pozos se estableció un “*carry*”. A partir de esos primeros pozos se comenzó a producir y ya el socio original cuenta con los fondos para invertir en el proyecto e ir cancelando el *carry* poco a poco. Cuando el proyecto ya está avanzado, el “*carry*” estaría totalmente cancelado.

Del Plata Ingeniería

Del Plata Ingeniería S.A.

Empresa de ingeniería y servicios con más de 30 años de experiencia en ejecutar **PROYECTOS**, fabricar **PRODUCTOS** y brindar **SERVICIOS**.

PROYECTOS LLAVE EN MANO - EPC
Plantas de Compresión de Gas y Generación de Energía Eléctrica

TURBOMAQUINAS
Overhaul de Turbinas de Gas y Vapor
Upgrade Integral
Operación y Mantenimiento - LTSA

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

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

Del Plata Ingeniería S.A. - +(54 223) 481 6969 - Mar del Plata - Argentina
Neuquén - Comodoro Rivadavia - Río Gallegos - Río Grande
www.dpisa.com.ar - info@dpisa.com.ar

Es común que el *carry* tenga estipulado un interés financiero como cualquier otro préstamo.

Production sharing contract

El contrato de producción compartida es muy utilizado por las NOC (*national oil companies*), que son empresas de un Estado Nacional (por ejemplo PDVSA o ENARSA) cuando se asocian con empresas privadas. Usualmente, la empresa privada lleva a cabo el esfuerzo exploratorio a su costo. Ese esfuerzo inversor va formando un fondo (*carry*) que, si el proyecto encuentra reservas probadas

“*overriding royalty interest*”. Consiste en obtener financiamiento inicial para desarrollar el proyecto y garantizar el repago del financiamiento mediante un interés o porcentaje de la producción futura (activo subyacente).

El VPP se estipula por una cantidad de años determinada, o hasta alcanzar cierto volumen (o una combinación de ambos). Expira cuando se alcanzan los volúmenes estipulados, o concluye el plazo previsto desde que empezó la producción. Los pagos pueden pactarse en efectivo o en volúmenes (*in-kind*) para que el propietario del VPP lo dirija al destino que quiera.

su inversión. Seguramente, ambas partes pueden cubrirse con contratos futuros o colaterales adicionales para reducir las contingencias.

Project financing

El *Project financing* es una especialidad financiera que se orienta a financiar un proyecto de gran porte, basado en la capacidad del proyecto para generar flujos de efectivo y que serán el colateral (el respaldo o garantía ante incumplimientos) de la financiación recibida.

La característica distintiva del *project financing*, comparado con el



y las traduce en producción, el fruto de las ventas de los hidrocarburos irá pagando gradualmente el *carry* al privado. Si la exploración no brinda los resultados esperados, la empresa privada pierde lo invertido.

El retorno que el privado espera debe ser lo suficientemente atractivo como para repagar con creces al *carry*. Si esto no ocurre, nunca asumiría tanto riesgo. Para la NOC es muy ventajoso en el sentido de que no asume ningún riesgo financiero en la parte exploratoria, que es la que contiene mayor incertidumbre. La NOC ofrece una licencia para acceder a los hidrocarburos; ese es su aporte inicial.

Pagos basados en volúmenes de producción / overriding royalty

Este método, conocido como “VPP” (*volumetric production payment*), se utiliza para monetizar reservas probadas, ya sea como parte de una adquisición o para yacimientos existentes. También se la conoce como

Este procedimiento tiene riesgos asociados para ambas partes. Si se pacta un volumen determinado, puede que las reservas encontradas no terminen alcanzando para llegar a completar lo pactado (riesgo para el financista y riesgo de bancarrota para el que tomó la financiación si se coloca una cláusula que obligue a devolver el préstamo de otra forma). Además, puede que la producción no empiece en el momento estipulado. Si lo hace antes, gana el financista, pero si es después este se ve perjudicado.

El riesgo de precio es el más común, ya que puede variar para arriba o para abajo que lo inicialmente asumido en los análisis económicos, por lo que puede beneficiar o perjudicar. Si el precio es más alto, le hubiese convenido, al que obtuvo el préstamo, pactar otro tipo de financiamiento, porque termina devolviendo mucho más que el financiamiento obtenido. Si el escenario resultante es de un precio bajo, el que pierde es el financista, que no recupera toda

financiamiento directo (préstamo tradicional), es que en el primero el prestamista extiende el financiamiento a un proyecto específico (colateral) y no a un ente jurídico (empresa), que puede utilizarlo para cualquier destino (por ejemplo financiar gastos operativos). El préstamo tradicional (por ejemplo, una línea de crédito) no especifica muchas veces el destino del financiamiento. El *Project financing* brinda a los acreedores un mejor manejo del riesgo crediticio que si le prestaran directamente a la empresa como tal (sponsor del préstamo).

Uno de los casos más típicos de *Project financing* se da en la industria de la construcción, donde es común que el cliente otorgue un anticipo de, por ejemplo, el 30% del total del costo del proyecto, con el fin de que el contratista empiece con las compras y el desarrollo de la construcción. Luego, el contratista certificará su avance de obra descontando parcialmente ese anticipo de las cobranzas. Si el proyecto termina según

los tiempos y costos estimados, el contratista nunca recurrió a una institución financiera para hacer frente a sus necesidades de financiamiento; usa siempre el dinero del cliente que normalmente no tiene un interés financiero asociado, por lo que es mucho más económico.

Las empresas eléctricas, de peaje vial, de telecomunicaciones, y el mismo Estado, normalmente estipulan un cargo adicional en la tarifa (o impuesto) que cobran para solventar futuras inversiones en ampliación o mantenimiento. Nuevamente, el cliente es el que financia en forma gratuita el proyecto.

rar dinero excedente. La decisión de financiamiento a largo plazo es uno de los tres pilares de las finanzas corporativas, y tiene la misión de hacer realidad la decisión de inversión, que es la que ocurre primero (encontrar el activo que proporcionará un valor superior a la compañía). Recién cuando el activo ya está en operación, comienzan las decisiones de capital de trabajo que se ocupa del día a día.

El financiamiento tradicional puede provenir de distintas fuentes: capital, deuda o una combinación de ambas. El equipo financiero debe recomendar la alternativa óptima para apalancar al máximo la decisión

liquidez, un mercado financiero desarrollado que ayude a la diversificación de riesgos a través de la *securitización*, o para emitir capital y deuda, son elementos fundamentales para las decisiones de financiamiento. No debemos olvidar la importancia de un marco jurídico estable y sustentable que otorgue la seguridad de que los riesgos serán los propios del mercado del petróleo y del gas. Lo recién expuesto es la plataforma para obtener financiamiento económico.

Al bajar el costo de financiamiento se posibilita incrementar el valor de mercado de las empresas, debido a que se pueden concretar más proyec-



En la industria del petróleo y del gas, el *Project financing* ha sido siempre muy popular para financiar grandes proyectos, pero su explosión empezó en los años setenta con el financiamiento de proyectos en el Mar del Norte y Australia. El flujo de fondos del proyecto específico es la garantía del financiamiento.

Las técnicas de financiación estructurada son parte del *Project financing*, y ayudaron a los bancos a bajar su riesgo a través de la "securitización". Básicamente, reestructuran sus préstamos al proyecto en bonos (obligaciones negociables) que ofrecen en los mercados de capitales atados al flujo de fondos del proyecto. A la productora de petróleo y de gas esto le brinda acceso a menores costos de financiamiento para su proyecto.

Conclusiones

Una empresa vale en función de la capacidad de sus activos de gene-

de inversión (por ejemplo: desarrollar un yacimiento *offshore* o construir una refinería). El financiamiento tiene un costo y, cuanto menor sea ese costo, mayor probabilidad que el flujo de fondos neto sea positivo.

La industria del petróleo y del gas ha desarrollado herramientas de financiamiento específicas con el afán de concretar las oportunidades de inversión, incrementando los retornos y disminuyendo los riesgos. Aun así, conseguir el financiamiento que encaje con la oportunidad de inversión no es tan sencillo.

Contar con grandes recursos geológicos o con un gran mercado que demande productos refinados, si bien es importantísimo, no es lo único que se precisa para incrementar la oferta energética o de productos derivados de la industria. El financiamiento a largo plazo es el más difícil de conseguir, porque los montos son mayores y el período de repago muy largo, lo cual incrementa la incertidumbre.

Instituciones financieras con

tos rentables y permitir que generen mayores ganancias líquidas. Empresas con valores de mercado elevado, a la postre, son grandes pagadores de impuestos y grandes empleadores de mano de obra capacitada, permitiendo que los propios países que posibilitan esas condiciones de negocios crezcan y brinden bienestar a su población. ■

Leandro Del Regno es licenciado en Administración y Contador Público por la Universidad de Buenos Aires (UBA). Es docente de la materia Teoría de la Decisión en la Universidad de Belgrano (UB), así como de Dirección General y de Habilitación Profesional II en la misma universidad. Asimismo, es coautor del libro *Teoría de la Decisión*, de Editorial Pearson (2010) y *La Dirección de las Organizaciones: de la Teoría a la Práctica*, de Eudeba (2012).



Congresos y Jornadas Los que se van

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

La Expo Pymes Petróleo & Gas fue “un éxito de los de hace tiempo”

La Expo Pymes Petróleo & Gas 2013 se realizó los días 19, 20 y 21 de abril en el Predio Ferial de Comodoro Rivadavia y fue, sencillamente, un éxito de los de hace tiempo y de clima festivo, al decir de organizadores y asistentes.

En efecto, la “Expo Petróleo”, como se la llama comúnmente, convocó a más de 2.000 asistentes, unas 50 empresas; público y familias se acercaron al Predio Ferial, como así también empresarios e interesados en participar de las rondas de negocios y las exposiciones sobre avances y desarrollos vinculados con la industria.

El evento fue inaugurado por el gobernador Martín Buzzi y la ministra nacional de Producción, Debora Giorgi. El ministro de Hidrocarburos de la provincia, Ezequiel Cufre, destacó el “éxito de la Expo en este año”, y señaló que “mientras se recorrían los distintos stands se podía vivir en todo momento un clima festivo”.

“Esta expo fue una real muestra del clima festivo que

se vive en la cuenca y el desafío que hay hacia adelante”, dijo Cufre, y “fue realmente el punto de encuentro que se busca lograr con una exposición de esta magnitud”, aseguró. “Todos los actores se mostraron con mucha predisposición para actuar en conjunto, para aunar criterios en este momento tan particular que se está viviendo en la actividad y que pone a Comodoro en el centro de la escena”, agregó.

El Ministro valoró el vínculo generado con la comunidad que se acercó a disfrutar de este evento, y que “tuvo la oportunidad, no solo de estar en este clima de agrado, sino conocer en qué consiste la actividad, qué se hace en el día a día, y la gran trascendencia que tiene para el desarrollo y crecimiento de la provincia”.

Se habló de la Expo 2013 Petróleo & Gas como una muestra de “lo que puede la industria argentina”.

El titular de Petrominera SE, y miembro del directorio de YPF por Chubut, Oscar Cretini, coincidió en valorar la importancia de la muestra y la interacción con la comunidad comodorense. “Hubo una mancomunidad de

empresas prestadoras de servicios, operadoras y estatales, como es el caso de Petrominera, en tres días donde se gestó intercambio de conocimiento, de interés económico, rondas de negocios”, remarcó Cretini, y consideró que “lo principal fue la interacción con la comunidad, ya que el acceso directo de la gente a quienes son los actores de la actividad que prima en la vida de la mayoría de los comodorenses provoca arraigo y con él un sentido de pertenencia muy importante”.

Asimismo, destacó que “se demostró que Comodoro no solo tiene un pasado y un presente petrolero, sino que tiene también un futuro promisorio en materia de desarrollo hidrocarburífero”. Se refirió a los “proyectos de desarrollo tecnológicos y de agregado de valor a la cadena de hidrocarburos que se impulsan desde el gobierno de Martín Buzzi, que quedó evidenciado con la asistencia a la feria de las máximas autoridades de YPF Tecnología, del INTI, y la ministra de Industria Débora Giorgi”.

Al respecto, ponderó los ejes de trabajo y puesta en valor de la producción y desarrollo local que se llevan adelante desde el Gobierno Provincial, señalando que “Comodoro agrega a su estructura de valor un Centro de Investigación y Transferencia, desarrollos tecnológicos y del conocimiento, integrándose el Municipio a través de la agencia Comodoro Conocimiento”.

Presencia nacional y provincial

La Expo fue inaugurada por el gobernador Martín Buzzi junto a la ministra de Industria de la Nación, Débora Giorgi.

Como antesala de la inauguración los funcionarios firmaron en el hall del Predio Ferial una serie de convenios de transferencia tecnológica y de conocimiento entre el gobierno municipal y provincial junto a organismos



técnicos, como el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (Conicet), la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco e YPF-TEC.

El presidente del IAPG Seccional Sur, Alejandro Eloff, dio la bienvenida a las autoridades. Acompañados de funcionarios de los gabinetes provincial y municipal, recorrieron la Expo Petróleo & Gas.

La ministra Giorgi agradeció “a todas las empresas que están mostrando aquí, desde Comodoro Rivadavia, lo que puede la industria del petróleo y gas de la Argentina. Tengamos memoria para saber de dónde venimos, cómo estábamos y lo que pudimos hacer entre todos”, sostuvo Giorgi.



Cierre para toda la familia

Y si bien contó con actividades y presentaciones vinculadas a la actividad petrolera en la Cuenca del Golfo de San Jorge, eso no fue impedimento para que numerosas familias acudieran con sus hijos para visitar los distintos stands, aprender y divertirse con propuestas; también estuvieron destinadas a los menores con el objetivo de que los chicos conozcan la principal industria de la región.

El día del cierre hubo diversión, con payasos que explicaron a los chicos, mediante juegos, el proceso industrial y el desarrollo del petróleo. Los robots creados por los estudiantes del Deán Funes, y el stand de Ciencia Nómada, también fueron el puente para que, a través de un momento entretenido, se genere una divertida relación con los más pequeños.

El cierre fue por todo lo alto, en el auditorio, con el concierto del músico Angel Mahler y su orquesta.

Arpel: Conferencia de Petróleo y Gas

Se realizó del 9 al 10 de abril en Punta del Este, Uruguay, la Conferencia de Petróleo y Gas que organiza la

Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL).

Este foro regional se realiza cada dos años y tuvo en esta ocasión el lema “Transformación sostenible con liderazgo responsable”, ya que hizo foco en el desarrollo energético, y buscó incentivar el intercambio de ideas y la propuesta de soluciones y acciones tendientes a consoli-



dar el liderazgo empresarial responsable, como mecanismo clave para la transformación de empresas petroleras en empresas de energía, así como para maximizar su aporte al desarrollo energético sostenible.

El programa de la Conferencia se extendió durante 3 días y cubrió un amplio rango de temas relacionados al desarrollo, sostenibilidad, operaciones y gestión del negocio petrolero, así como a las oportunidades y desafíos que enfrenta en su camino. Se introdujeron innovaciones tendientes a incrementar la participación de la audiencia, tales como encuestas interactivas y talleres grupales simultáneos con el público asistente.

Los que vienen

El Congreso de Producción más importante de la región



Bajo el lema "Hacia un futuro desafiante", el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) ha organizado el

5° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos, que se llevará a cabo en el Centro de Convenciones del complejo City Center de la ciudad de Rosario (provincia de Santa Fe), del 21 al 24 de mayo de 2013.

El congreso estará dirigido a expertos, técnicos y estudiantes del sector y será protagonizado por especialistas de las principales empresas operadoras y de servicios con actividad en el país y en América latina.

A través de presentaciones de trabajos técnicos, mesas redondas y conferencias, se hará foco en las oportunidades y en los desafíos para la industria, que enfrenta incertidumbres tales como la demanda energética, las tecnologías emergentes y nuevas realidades del abastecimiento energético, en un amplio temario sobre ingeniería, operaciones en yacimientos y en pozos, Geociencias y economía. El objetivo es ayudar a optimizar la producción y el desarrollo de reservas en un entorno compatible con el Medio Ambiente y la comunidad.

Los participantes tendrán la oportunidad de intercambiar ideas con expertos en diferentes disciplinas, de actualizarse con las nuevas tecnologías requeridas por el escenario actual; obtener un enfoque de soluciones adecuadas que pondere oportunidades, riesgos e impacto económico, y respuestas concretas a las necesidades actuales de crecimiento.

Más información: www.iapg.org.ar

La Seguridad, la Salud y el Medio Ambiente

Los conceptos de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente (SSOMA), son valores superiores que han acompañado sistemáticamente al desarrollo de la

industria petrolera. Los profundos cambios tecnológicos de los últimos años, vinculados a la explotación de los recursos hidrocarbúricos y las crecientes exigencias legales, nos plantean nuevos desafíos en materia de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente.

Consciente de la importancia que el tema presenta, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas tiene el agrado de convocar a todos quienes están directa o indirectamente vinculados con la temática a participar en el 2do. Congreso Latinoamericano y 4to. Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente en la industria de los Hidrocarburos, que se llevará a cabo del 26 al 30 de agosto de 2013 en la ciudad de Neuquén.

Más información: www.iapg.org.ar



Se prepara el Congreso de Hidrocarburos de mayor trascendencia en la región

Como cada dos años, del 7 al 10 de octubre de 2013 tendrá lugar una nueva edición de la esperada Argentina Oil & Gas Expo 2013, la expo más importante de la industria de los hidrocarburos en la región y que es realizada por el IAPG.

Y nuevamente, la Expo será el escenario ideal para que la industria se encuentre para concretar negocios, presentar sus novedades e intercambiar experiencias con vistas a las exigencias que el actual contexto dinámico y cambiante propone.



Desde los más diversos puntos del planeta llegarán a Buenos Aires empresas dispuestas a presentar sus nuevas experiencias y tecnologías. Se espera la presencia de firmas y profesionales de Brasil, China, Estados Unidos, Taiwán, Colombia, Bolivia, Venezuela, México, India, además de las cientos de empresas nacionales que en cada edición respaldan la muestra.

Durante cuatro días, la Rural Predio Ferial de Buenos Aires será el lugar donde se reunirán los especialistas, para diseñar estrategias que permitan seguir desarrollando una de las industrias que mueven el mayor volumen de negocios del mundo. Como es habitual, las discusiones relativas al compromiso con el ambiente tendrán un espacio destacado.

Las empresas podrán promover y potenciar sus negocios, en este espacio propicio para el intercambio que involucra al conjunto de empresarios representantes de la cadena de valor del petróleo y gas e industrias relacionadas.

Más información: www.aog.com.ar



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Convocatoria a Asamblea General Ordinaria

De acuerdo con lo dispuesto en el art. 36° del Capítulo V del Estatuto del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, la Comisión Directiva tiene el agrado de invitar a usted a la Asamblea General Ordinaria que tendrá lugar el día 23 de mayo de 2013, a las 17.00 horas, en su sede de la calle Maipú 639, 4to. Piso, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Orden del día

1. Consideración de la Memoria y Balance del Ejercicio comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2012 y del Informe de la Comisión Revisora de Cuentas.
2. Consideración del Presupuesto de Recursos y Gastos correspondientes al Ejercicio 2013 (art. 36, inc. A del Estatuto).
3. Elección de tres (3) Revisores de Cuentas Titulares y dos (2) Revisores de Cuentas Suplentes (art. 33 del Estatuto).
4. Designación de dos (2) Asambleístas para aprobar y firmar el Acta, conjuntamente con el Presidente y Secretario.

José Montaldo
Secretario

Ernesto López Anadón
Presidente

Nota

Art. 39 (del Estatuto del IAPG): El quórum de las Asambleas Generales Ordinarias y Extraordinarias se formará con la mayoría absoluta de los votos de los Socios Entidad y Socios Personales. Si no fuese posible conseguir dicho quórum para la hora establecida en la convocatoria, se esperará media hora, debiendo entonces celebrarse la reunión cualesquiera fuese el número de Socios presentes.

Art. 40: En las Asambleas Generales los Socios Entidad tendrán derecho a tantos votos como surjan de la relación entre la cuota societaria anual fijada para los Socios Entidad y la cuota societaria anual para los Socios Personales. Los Socios Entidad que sean a su vez Socios Benefactores adicionarán por ese carácter el número de votos que tenían asignados al 30 de abril de 1981. Estos Socios Benefactores podrán incrementar el número de votos que tenían en tal carácter a la fecha indicada, mediante nuevos aportes no inferiores al monto consignado en el artículo 11. La cantidad de votos a adicionarse será fijada por la Comisión Directiva en función del número de votos por aporte actualizado que tuvieron al 30 de abril de 1981. Los Socios Entidad que se incorporen como Socios Benefactores en las condiciones establecidas en el artículo 11 adicionarán la cantidad de votos que fije la Comisión Directiva en función del aporte que efectúen. Los Socios Personales tendrán derecho a un voto.

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Edelflex recibió una distinción

En un acto organizado por el Ministerio de Industria de la Nación en febrero último, Edelflex S.A. recibió una distinción dentro del marco del programa de Crédito Fiscal para la Capacitación.

En esta reunión la ministra de Industria, Lic. Débora Giorgi, reconoció a Edelflex por la intensa labor que la empresa lleva adelante en pos de la capacitación y formación de su personal. El Ing. Miguel Harutiunian, Presidente y CEO de Edelflex, estuvo presente en el acto para recibir de manos de la Lic. Giorgi y del Secretario de la Pequeña y Mediana Empresa y Desarrollo Regional, Lic. Horacio Roura, el reconocimiento en cuestión.



El programa de Crédito Fiscal es un instrumento que permite a las empresas de todo el país obtener reintegros por sobre la inversión que realicen en la capacitación de sus recursos humanos, ya sea en actividades abiertas (dictadas en instituciones públicas o privadas), o cerradas (cursos a medida de la empresa). Estos reintegros se materializan con la emisión de un bono de crédito fiscal a favor de la empresa que realice dicha inversión y presente su solicitud en el programa de Crédito Fiscal del Ministerio de Industria.

Subsidios para plataformas tecnológicas

El Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, a través de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, abrió la convocatoria de financiamiento de proyectos en el marco de una nueva línea de aportes no reembolsables para incrementar las capacidades de desarrollo e innovación en bioingeniería, nanotecnología y tecnologías de la información y la comunicación (TIC) en PyMES, mediante la creación o el fortalecimiento de sus plataformas tecnológicas. El instrumento ANR TEC 2013 es administrado por el Fondo

Tecnológico Argentino (FONTAR) de la Agencia.

Los proyectos deberán centrarse en la incorporación del equipamiento necesario para la creación o el incremento de capacidades tecnológicas que permitan a las PyMES nuevos desarrollos en bioingeniería, nanotecnología y TIC. Dentro de la bioingeniería, se considerarán aquellos orientados a ingeniería biomédica, específicamente: biomateriales, ingeniería hospitalaria, biomecánica, bioóptica, biosensores, ingeniería clínica, imágenes médicas, órganos artificiales, procesamiento de señales biológicas y telemedicina.

Dentro de las iniciativas sobre biotecnología, se considerarán aquellas que apunten a la ingeniería bioquímica, la ingeniería de biosistemas, la ingeniería genética, la ingeniería de procesos biológicos, la biotecnología agrícola y la biotecnología veterinaria. Los proyectos de nanotecnología podrán incluir nanomateriales, nanointermediarios y nanosensores.

Los interesados podrán solicitar aportes no reembolsables por un monto máximo total de \$1.000.000 para financiar hasta el 50% del costo total del proyecto. El 50% restante deberá ser invertido por la PYME beneficiaria. El subsidio podrá ser destinado a la adquisición de insumos o materiales y de equipamiento o tecnología, incluyendo los gastos necesarios para su puesta en marcha. El beneficio se efectivizará bajo la modalidad de pago directo a proveedores, y los gastos deberán ajustarse a los procedimientos de adquisición y contratación estipulados en las bases de la convocatoria.

Las bases, condiciones y formularios para la presentación de proyectos se encuentran en www.agencia.gov.ar o escribir por correo electrónico a: anrbirf@mincyt.gov.ar.

YPF adhirió al Centro INTI Petróleo

YPF firmó, junto con el Ministerio de Industria de la Nación y el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), su adhesión al Centro INTI Petróleo y un acta acuerdo entre Y-TEC, el Conicet, la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco y la provincia del Chubut, para la integración del Centro de Investigaciones en las áreas mareomotriz, eólica y recursos oceánicos.

Así, la operadora de hidrocarburos YPF contribuirá directamente en el funcionamiento de un Centro referente en el ámbito de la telemetría y calidad en la medición para la industria del petróleo, en conjunto con organismos provinciales y nacionales.

El acto se desarrolló en el marco de la inauguración de la Expo Pymes Petróleo & Gas organizada por IAPG (ver Congresos y Jornadas. Los que se van, pág. 100). Del acto participaron la ministra de Industria, Lic. Débora Giorgi; el gobernador chubutense Martín Buzzi; el intendente de Comodoro Rivadavia, Néstor Di Piero; el Director de YPF Chubut, Oscar Cretini; el Director de Servicios Compartidos YPF, Sergio Affronti; el Gerente Regional



de YPF en Chubut, Alejandro Eloff; el secretario de Industria Raúl Rando y el presidente del INTI, Ricardo Del Valle.

El Centro INTI Petróleo tiene, entre otros objetivos, constituirse como referente del Estado en el ámbito de la Tecnología Industrial; efectuar trabajos de desarrollo tecnológico de interés, tales como la creación de laboratorios que permitirán la certificación y calibración de instrumentos, equipos, y patrones utilizados en la industria del petróleo y del gas.

Amanco Conectando renueva su línea

Mexichem Argentina, compañía que fabrica y comercializa turbosistemas y accesorios Amanco, renueva la línea de los accesorios Amanco Conectando, en donde se destacan los tubos tricapa, resistentes a variaciones térmicas y golpes, y las roscas BSPT.

Se trata de productos totalmente asépticos, de material atóxico e inerte (los líquidos transportados no se alteran en sabor ni calidad), que no sufren corrosión galvánica, electrofónica ni bacteriana, con rango de temperatura de trabajo de 0° a 100 °C, elaborados en forma tal que soportan las dilataciones por variación de temperatura sin inconvenientes.

50 años DE GARANTÍA

AMANCO
Conectando

Le dimos otra vuelta de rosca a nuestros productos

Ahora Amanco Conectando renueva su línea

- NUEVAS PIEZAS
- MEJORES TERMINACIONES
- UNIONES MÁS SEGURAS

Entienda a nuestros especialistas

AMANCO
Somos especialistas

Mexichem
SOLUCIONES INDUSTRIALES

0800-444-AMANCO (242626)
tecnic@argentina.mexichem.com

Wärtsilä instalará una usina en Jordania

La diversificación de la base de materias primas que utilizan las centrales termoeléctricas -una necesidad que se expande a nivel mundial entre los generadores por el encarecimiento y el incremento de la demanda de hidrocarburos- se expande también en la región Medio Oriente.

El gobierno de Jordania está actualmente reestructurando su red nacional de electricidad, para garantizar el suministro de energía. En ese marco firmó con la empresa finlandesa Wärtsilä la construcción de una importante usina equipada con motores de combustión capaces de procesar un amplio espectro de combustibles, desde *fuel oil* ultra pesado hasta gas natural, pasando por el gasoil y otros derivados líquidos del petróleo.

La planta tendrá una potencia de 573 megawatt (Mw) y se espera que entre en operación en el año 2014. Será una de las usinas eléctricas de este tipo más importantes de Medio Oriente.

A su vez, la estadounidense AES contrató a Wärtsilä para la construcción de otra usina en Jordania, que prevé el montaje de 16 motores modelo Wärtsilä 50DF de combustible dual, para alcanzar una potencia final de 250 Mw.

Está previsto, en una primera etapa, que la planta comience operando con *Heavy Fuel Oil (HFO)*. Luego, se irán incorporando otros combustibles como el gas natural (el más eficiente en términos ambientales), una vez que se cuente con la infraestructura de abastecimiento del fluido y de gasoil.

La central térmica IPP4- Al- Manakker, que demandará una inversión de 184 millones de euros, estará ubicada en el complejo de AES en Amman, en la región central de Jordania. Su inauguración está prevista para julio de 2014. La compañía finlandesa ya construyó dos plantas eléctricas en el país, aunque de menor envergadura (alrededor de 50 Mw cada una).

Ganadores de la beca Fundación YPF

Tras una exitosa convocatoria, se seleccionaron los 100 estudiantes beneficiarios de las Becas Fundación YPF para egresados de escuelas técnicas, quienes se formarán en disciplinas vinculadas a la industria energética.

Entre las carreras con mayor cantidad de postulantes se destacan las ingenierías en Química, Electromecánica, Electrónica, Geología y Petróleo. La mayoría de los candidatos provinieron de las provincias de Mendoza, Neuquén y Buenos Aires.

La selección estuvo a cargo de un comité integrado por profesionales de reconocida trayectoria.

La beca consiste en un aporte de 12 cuotas mensuales de mil trescientos pesos (\$ 1.300), con la posibilidad de ser renovada hasta un máximo de 5 años, de acuerdo al desempeño y rendimiento académico de los alumnos.

Esta iniciativa se desarrolló en conjunto con la Subsecretaría de Gestión y Coordinación de Políticas Universitarias y el Instituto Nacional de Educación Tecnológica (INET), y forma parte del nuevo programa de incentivo a la educación superior de la Fundación YPF, que tiene como objetivo incrementar el ingreso, la permanencia y la graduación de estudiantes en carreras que son estratégicas para el desarrollo productivo y tecnológico del país.

La convocatoria obtuvo más de 2.000 postulaciones de estudiantes de todo el territorio nacional.

En la actualidad, la industria demanda más profesionales especializados que los que se gradúan año a año. Con estos logros, y bajo el lema "Educar para la energía", la Fundación YPF busca formar una nueva generación de profesionales que contribuyan en el desarrollo productivo que requiere el país.

Galileo bombea más gas para los sanjuaninos

Galileo ha completado la puesta en marcha de dos estaciones de recompresión MX 1000 en El Pastal, provincia de Mendoza, que serán inauguradas próximamente por su operador, Ecogas, en presencia de autoridades nacionales y provinciales.

Con compresores de 1340 Hp, estas estaciones funcionarán como *boosters*, para mantener una presión constante de 60 bares en el tramo de gasoducto que abastece a la provincia de San Juan desde Mendoza. Esta capacidad de regulación evitará pérdidas de presión de hasta 30 bares que se registran durante los meses fríos, cuando la demanda de gas reconoce sus niveles más elevados.

Operando en conjunto, estas estaciones tendrán una capacidad máxima de suministro de 2 millones de metros cúbicos diarios, duplicando así el volumen que hoy ofrece en promedio la red de distribución existente. Este incremento en el volumen beneficiará principalmente a los aproximadamente 97.000 hogares sanjuaninos conectados a la red.



Gas Natural Fenosa: becas a Barcelona

Por séptimo año consecutivo la Fundación Gas Natural Fenosa, a través de su Programa Primera Exportación, convocó a postularse para la beca de Capacitación y Negocios a realizarse del lunes 30 de septiembre al viernes 4 de octubre próximos en la ciudad de Barcelona, España.

La capacitación, que será a nivel posgrado, se realizará en el Barcelona School of Management de la Universidad Pompeu

Fabra de Barcelona, y será impartida por los docentes más prestigiosos del Master de Negocios con América Latina de dicha Universidad.

Se trata de un total de 20 becas, y además, a 8 de los participantes se les coordinarán reuniones institucionales y de negocios con empresarios e instituciones españolas interesadas en sus productos y servicios.

Con esta edición el Programa Primera Exportación ya lleva becadadas a más de 120 personas en estos años.

Pueden participar empresarios PyMEs, de cualquier rubro y sector, profesionales independientes y particulares radicados en la República Argentina.

Es requisito excluyente tener pasaporte al día, y para aquel que se postule en calidad de empresa y desee tener agenda de reuniones, debe contar con una página web en funcionamiento. La capacitación es becada al 100% y las agendas de reuniones de negocios son sin cargo para aquellos que queden seleccionados; en tanto los gastos de pasajes, viáticos y estadía corren por cuenta de cada participante.

A las empresas seleccionadas se les entregará un certificado oficial emitido por el Barcelona School of Management de la Universidad Pompeu Fabra y de la Fundación Gas Natural Fenosa, que acredite la participación y aprobación de la capacitación.

Para postularse: visitar www.primeraexportacion.com.ar

Nuevo método de Dow para formulaciones agrícolas

En el 10º Simposio Internacional de Adyuvantes para Agroquímicos (*ISAA* por sus siglas en inglés), realizado del 22 al 26 de abril en Foz de Iguazú, Brasil, la Responsable del Servicio Técnico y Desarrollo para Surfactantes y Poliglicoles de Dow, Patricia Augusto, presentó un nuevo método de alta productividad para optimizar las formulaciones agrícolas.

La charla se focalizó en mostrar cómo puede ser utilizada esta tecnología para acelerar la preparación y el análisis de formulaciones completas multicomponentes, así como para interpretar y presentar científicamente las formulaciones por medio del uso de herramientas analíticas y datos útiles. Además, Dow mostrará cómo logró identificar las mejores opciones de surfactantes en formulaciones agrícolas utilizando esta tecnología.

Además de la disertación, Dow estuvo presente con un stand, donde estaban los directivos de la compañía para informar a los visitantes sobre las nuevas tecnologías que tienen para ofrecer al mercado.

Nueva línea de protección respiratoria de Kimberly-Clark

Kimberly-Clark Professional, la línea profesional de Kimberly-Clark, presentó los nuevos protectores respiratorios Jackson Safety, para seguir fortaleciendo el portfolio de elementos de protección personal y ayudar a los clientes a crear lugares de trabajo excepcionales. Ha lanzado al mercado industrial sus innovadores Respiradores de Libre Mantenimiento con marca Jackson Safety.

Estos respiradores están elaborados con máximos estándares de calidad y en cumplimiento de normatividad internacional y local.

Se trata de: 1) R10 Jackson Safety sin válvula: Respirador cómodo y de buena durabilidad, dirigido para labores en molienda, barrido, lijado, empaque, madera, mantenimiento, construcción, limpieza de superficies y tareas de pintura (no spray). 2) R10 Jackson Safety con Confort Straps: con bandas anchas confortables patentadas, diseñado para trabajos en molienda, barrido, lijado, tareas de empaque, tareas con madera, mantenimiento, construcción, limpieza de superficies y tareas de pintura (no spray).



El 3) es R10 Jackson Safety con DOBLE Válvula: Respirador con doble válvula de exhalación, para ser utilizado en tareas como molienda, barrido, lijado, tareas de empaque, tareas con madera, mantenimiento, construcción, limpieza de superficies y tareas de pintura (no spray).

El 4) R20 Jackson Safety para vapores orgánicos con doble válvula: protege contra concentraciones molestas de vapores orgánicos y posee doble válvula de exhalación y bandas anchas confortables, diseñado para la industria automotriz, pintura en general (con solventes y sin solventes), laboratorio, destilería, manejo y preparación de productos químicos, humos de soldadura y procesos de fermentación.

Y 5) R20 Jackson Safety para Gases Ácidos con doble válvula: protección contra concentraciones molestas de gases ácidos; cómodo, durable, posee doble válvula de exhalación y bandas anchas confortables; se utiliza para el manejo de ciertos químicos tóxicos, áreas expuestas a gases, industria automotriz, refrigeración, limpieza de superficies, metalmecánica y construcción.

Worldwide Power Products amplía su presencia latinoamericana

Worldwide Power Products (WPP), proveedor mundial de equipos de generación de energía para la industria, anunció que está desarrollando una nueva plataforma de ventas en varios países latinoamericanos. WPP pondrá el foco inicialmente en México, Brasil y Argentina, y tiene planes para posteriormente expandir su plataforma a Colombia, Venezuela, Chile y Perú. En el último trimestre, WPP nombró a Marcello Lo Cicero nuevo Director de Operaciones en Latinoamérica para liderar sus operaciones en la región.

El lanzamiento de esta plataforma se ubica en el marco de un aumento acelerado de la demanda de equipos de generación de energía en países en los que industrias claves (minería, petróleo y gas natural y energía) están creciendo a un ritmo vigoroso. Un ejemplo de esto es la industria minera: Transparency Market Research anunció a fines de enero que esta industria crecería de 71.5 mil millones de USD en 2012 a 117.0 mil millones en 2018. Los países latinoamericanos (especialmente Brasil) serán la causa de un porcentaje sustancial de este crecimiento, según el informe de TMR.

WPP se especializa en motores y generadores Caterpillar y de otras marcas, lo cual ofrece una solución a ese dilema. La empresa cuenta con un sistema que le posibilita ver en tiempo real inventario de equipos nuevos y refaccionados en sus instalaciones en Houston, Texas, y en otros lugares del mundo.

Sener abre oficina en Brasil

El grupo de ingeniería y tecnología Sener ha abierto una oficina en el corazón empresarial del país, Sao Paulo. Sener establece así una división operativa y permanente en el país latinoamericano, integrada por cerca de 300 profesionales brasileños del mundo de la ingeniería y de la construcción, y desde la que va a desarrollar proyectos en los sectores de Energía y Procesos, Civil y Arquitectura, Aeroespacial y Naval. Además, las instalaciones de Sener en Brasil incluyen una oficina en Río de Janeiro.



Esta nueva división es un paso más para consolidar la presencia de Sener en Brasil, un país con grandes perspectivas de desarrollo en infraestructuras, y donde la compañía espera contribuir con proyectos de ingeniería y construcción llave en mano, ya que aborda contratos EPC de grandes infraestructuras donde lleva a cabo todas las etapas del diseño y construcción del proyecto hasta su puesta en marcha final, y suministra equipos innovadores en una multitud de disciplinas tecnológicas, que abarcan sectores como el aeronáutico, el naval, el de defensa y seguridad y el espacial. Al frente de esta oficina se encuentra Guido Casanova, nuevo director general de Sener en Brasil.

En tanto, el Ing. Jorge Martín ha sido nombrado responsable de la Dirección de la División de Sener Argentina. Martín, ingeniero en Electricidad por la Universidad Tecnológica

Nuevo

Obra indispensable para geólogos e ingenieros de la industria del petróleo y gas que utilizan perfiles para evaluar formaciones o planear terminaciones

En venta en: Librerías SBS
Enrique Santos Discapolo 1875 - Bs. As.
www.sbs.com.ar

Nacional de Buenos Aires, asume sus nuevas responsabilidades en continuidad con las funciones de la Delegación de Operaciones de la División, que ya ejercía antes de asumir la Dirección de Sener en Argentina. Con anterioridad, Martín ha desempeñado los cargos de gerente de Ingeniería y la jefatura de la sección de Programación y Control de Gestión dentro de la empresa.

Un edificio de vanguardia será la sede de YPF Tecnología



YPF, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, el CONICET y la Universidad Nacional de La Plata (UNLP) eligieron el diseño arquitectónico de la futura sede de YPF Tecnología S.A, que a partir de ahora llevará el nombre Y-TEC. El edificio representará el proceso de renovación e impulso al crecimiento de la industria energética nacional, con un diseño vanguardista e innovador.

Este diseño incorpora la modernidad y el espíritu científico y tecnológico de YPF, y está alineado a los valores de Y-TEC. Lleva el nombre de Anillo y fue desarrollado por el estudio de arquitectura Antonini, Schon, Zemborain, que ganó el concurso privado convocado por YPF.

El edificio propuesto es de forma cilíndrica, con dos niveles, vinculado a un volumen anexo que albergará las plantas piloto. Su diseño se identifica con lo moderno y el mundo de la ciencia. En materia de funcionalidad es eficiente, minimiza circulaciones, otorga flexibilidad y facilita la comprensión del edificio desde su recorrido. El proyecto se adecuó a todos los lineamientos definidos por YPF.

La propuesta fue elegida por un jurado que integraron el presidente de YPF, Miguel Galuccio; el ministro de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Lino Barañao; el presidente del CONICET, Roberto Salvarezza; y el presidente de la UNLP, Fernando Tauber. El *chief technology officer (CTO)* de YPF, Bernard Gremillet, y el director general de Y-TEC, Gusta-



vo Bianchi, acompañaron en la elección del diseño. Además, el evento contó con la presencia del director de Servicios Compartidos de YPF, Sergio Affronti, y el vicepresidente de Asuntos Tecnológicos del CONICET y director general adjunto de Y-TEC, Santiago Sacerdote.

YPF y la UNLP firmaron el boleto de compraventa, mediante el cual se oficializó la adquisición del terreno de cinco hectáreas donde será construido el nuevo edificio de la sede de Y-TEC, ubicado en la ciudad de Berisso. En el mismo predio, la UNLP proyecta la construcción de un Centro Regional de Extensión Universitaria y un parque de uso público de 40 hectáreas.

Y-TEC tiene como objetivo ser una referencia internacional en investigaciones tecnológicas aplicadas, principalmente, a la producción del petróleo y del gas no convencional. Con la creación de su sede en el corazón industrial de la región, tendrá gran impacto en la comunidad universitaria y científica (la UNLP es la segunda casa de estudios del país con cerca de 150 mil alumnos).

La construcción comenzará durante el último trimestre de este año, con una inversión estimada de 150 millones de pesos, y su finalización está prevista para diciembre de 2014.

CH2M HILL: Día del Agua, con proyectos hídricos

CH2M HILL Argentina se sumó en marzo a la celebración del Día Internacional del Agua, y dio a conocer sus próximos emprendimientos.

En el marco de los *Global Water Awards 2012*, CH2M HILL fue reconocida como *The Water Company of the Year*



**International
Bonded Couriers**

International Bonded Couriers

- Courier Internacional y Nacional
- Cargas Aéreas y Marítimas
- Servicio Puerta a Puerta

Av. Independencia 2182 - Capital Federal (C1225AAQ)

Tel: (011) 4308-3555 // Fax: (011) 4308-3444

email: bue-ventas@ibcinc.com.ar // web: www.ibcinc.com.ar

(Compañía de agua del año). La compañía se destacó por su innovación y aportes en el sector internacional del agua, principalmente por preservar, proteger y proveer en forma sustentable ese recurso.

Uno de los emprendimientos más relevantes que se encuentra desarrollando en el área de agua potable es la realización del diseño de detalle y acompañamiento de la construcción del Sistema Potabilizador Área Norte, ubicado en la provincia de Buenos Aires. Este proyecto beneficiará a 2 millones de habitantes, aportando una fuente segura de agua en términos de sustentabilidad, cantidad y calidad.

Otro de los proyectos significativos de CH2M HILL es la Planta de Pretratamiento de Aguas Residuales de la localidad de Berazategui, que se está construyendo en un terreno ubicado a orillas del Río de la Plata. Esta planta beneficiará a una población del orden de los 4 millones de habitantes.

CH2M HILL se especializa en la planificación, diseño y supervisión de obras de infraestructura para la provisión de agua y saneamiento, desarrollo de estudios hidrológicos e hidráulicos de grandes cuencas, como así también en la evaluación de impacto ambiental.

Crean el Fondo Argentino de Hidrocarburos

El Ministerio de Economía, por Resolución 130/2013, publicada recientemente en el Boletín Oficial, creó el Fondo Argentino de Hidrocarburos, que será destinado a constituir un Fideicomiso de Administración, en cuyo marco actuará el Estado Nacional, a través del Palacio de Hacienda, como fiduciante, y Nación Fideicomisos S.A., como fiduciario.

El Fondo Argentino de Hidrocarburos se constituirá como un fideicomiso, que aplicará los fondos para financiar proyectos de exploración, explotación, industrialización o comercialización de hidrocarburos, en los cuales el Estado Nacional tenga participación accionaria, por hasta U\$S 2.000 millones.

El Fideicomiso de Administración cuya constitución se dispone tendrá por objeto la aplicación de los fondos asignados al otorgamiento de préstamos, y/o a la realización de aportes de capital, y/o adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución, y/o financiación de proyectos de exploración, explotación, industrialización o comercialización de hidrocarburos con relación a empresas hidrocarburíferas en las cuales el Estado Nacional tenga participación accionaria y/o el ejercicio de los derechos económicos y políticos, por hasta un monto de U\$S 2.000.000.000 o su equivalente en otras monedas, los que podrán aportarse en uno o varios desembolsos.

Se designó al Estado Nacional, a través del Ministerio de Economía, como beneficiario del Fideicomiso de Administración.

Además, se aprobó el Modelo de Contrato de Fideicomiso a ser suscripto por el Estado Nacional, a través del Palacio de Hacienda, y Nación Fideicomisos S.A., que como Anexo forma parte de la resolución. El documento que se suscriba deberá ser acorde al que se aprueba por la medida, dijo un comunicado de Economía.

Y agregó que también se constituyó el Comité de Ejecución del Fondo Argentino de Hidrocarburos, integrado por el ministro de Economía, Hernán Lorenzino; el Secretario de Política Económica y Planificación del Desarrollo, Axel Kicillof

y el Secretario de Finanzas, Adrián Cosentino.

La resolución lleva la firma del Ministerio de Economía.

En los considerandos expresa que la continua expansión económica trajo como consecuencia la necesidad de afrontar crecientes demandas energéticas en un sector estratégico como es el de los hidrocarburos.

Los lineamientos de la nueva política energética –agrega– implican utilizar los recursos hidrocarburíferos que tiene el país al servicio de las necesidades del proceso de crecimiento.

El Fideicomiso de Administración tiene la finalidad de aplicar los fondos provenientes de los Bienes beneficiados con el Fideicomiso al otorgamiento de préstamos y/o realización de aportes de capital y/o adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y/o financiación de proyectos de exploración, explotación, industrialización o comercialización de hidrocarburos con relación a empresas hidrocarburíferas, en las cuales el Estado Nacional tenga participación accionaria y/o el ejercicio de los derechos económicos y políticos.



Profesionales & consultores

	Desarrollo de Yacimientos Exploración Análisis de Economía y Riesgos Auditoría y Certificación de R&R
El mejor asesoramiento para sus proyectos y negocios de E&P	

	Incluidos en el Registro de Auditores y Certificadores de Reservas de la Secretaría de Energía
Alejandro Gagliano agagliano@gigaconsulting.com.ar	Edificio Concord Pilar Sección Zafiro Of.101-104 Panamericana Km.49,5 (1629) Pilar - Bs. As. - Argentina
Hugo Giampaoli hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar	Tel: +54 (230) 4300191/192 www.gigaconsulting.com.ar

Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

Los profesionales o consultores interesados podrán contratar un módulo y poner allí sus datos y servicios ofrecidos.

Informes: Tel.: (54-11) 5277-4274 Fax: (54-11) 4393-5494
E-mail: publicidad@petrotecnia.com.ar

NOVEDADES DEL IAPG

Positivas repercusiones en el IAPG luego de la Expo Petróleo

Las autoridades de la Seccional Sur del IAPG realizaron con satisfacción un balance positivo luego de la Expo Pymes Petróleo & Gas 2013, comentada en nuestra sección Congresos, que reunió a unos 2.000 visitantes, “como nunca había sucedido en la primera jornada”, dijo el Gerente de la Seccional Sur del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Conrado Bonfiglioli, quien no ocultó su contento.

“Hemos tenido una cantidad muy importante de público en general” y, además, “las rondas de negocios fueron verdaderamente exitosas, porque allí se reunieron las operadoras y las grandes contratistas, con las Pymes de la región, y hubo más de 300 entrevistas”. Aseguró además estar evaluando las encuestas, las cuales “en una primera mirada han sido muy positivas”.



A su vez, Bonfiglioli resaltó que el hecho de abrir el diálogo es importante, ya que “hay Pymes a las que normalmente se les hace muy difícil golpear puertas de operadoras o grandes contratistas para ofrecer su trabajo. Y en la Expo tuvieron la oportunidad de ofrecerle a todas las grandes contratistas y operadoras, cuál es su trabajo y qué es lo que hacen.”

Esto muestra la labor de utilidad de esta Expo: la de solucionar un problema de comunicación “que a muchas Pymes les lleva años”, y que allí pudieron solucionarlo “en un solo día”, dijo Bonfiglioli, quien se reconoció “muy halagado porque la gente ha venido de Buenos Aires, Mar del Plata o Mendoza”, en general empresas asociadas a las expositoras, y porque “realmente nos han felicitado por el nivel de la Expo, la han calificado de tener nivel nacional”.

Esto anima al IAPG a pensar en la continuidad de la propuesta, quizás el 13 de diciembre, Día del Petróleo, con una nueva ronda regional de negocios. “Es nuestra idea, y la continuidad de este tipo de expo es muy probable que sea cada dos años”.



Fue destacable la variedad de propuestas, para profesionales, comerciales, y para todas las familias, ya que los niños también disfrutaron de la visita con actividades para ellos. Bonfiglioli aseguró que ese fue otro aspecto para la satisfacción, ya que “cumplimos con el objetivo que nos habíamos planteado de lograr la participación familiar –la familia petrolera a pleno-; queríamos que los chicos supieran algo de esta industria que es tan importante para la ciudad y la región porque, a partir del conocimiento, seguramente van a empezar a quererla”, dijo a la prensa local, que siguió de cerca la Expo.

Bonfiglioli agradeció la presencia de funcionarios y políticos; este año con la participación de la ministra Débora Giorgi, y de los responsables de las empresas participantes.

Por su parte, también Alejandro Eloff –presidente de la Seccional Sur-, agradeció la presencia de los funcionarios de Gobierno, Intendencia y Ministerios nacionales, “y a cada uno de quienes aceptaron la propuesta de ser protagonistas de esta Feria 2013 del Petróleo & Gas”. Destacó la importancia “del acompañamiento del Estado para poder generar estos espacios, espacios desde los que se puede mostrar a la comunidad y a las familias, cómo trabajan las industrias, las empresas, las Pymes y cómo generan una cadena de valor para poder seguir produciendo en esta noble cuenca del Golfo San Jorge, luego de más de 100 años de producción”, en diálogo con los medios.





Jornada en Seccional Comahue

En la Seccional Comahue del IAPG se realizó recientemente, y con gran éxito de asistencia, una Jornada en adhesión a la Semana Argentina de la Salud y Seguridad en el Trabajo.

Unos 67 alumnos de las carreras de Salud, Seguridad y Ambiente de establecimientos educativos de la zona asistieron a esta jornada, cuya apertura estuvo a cargo de Gustavo Badel, miembro de la Comisión Directiva del IAPG Comahue; César Gutierrez, Presidente de la Subcomisión organizadora y, Carlos Postai, Gerente del IAPG Comahue.

Los temas desarrollados fueron:

- Introducción a los sistemas de Gestión de SS, a cargo de Guillermo Montero, de Oldelval S.A.
- Permisos de trabajo por Paolla della Negra, de Bolland S.A.
- Gestión de Salud Ocupacional, por Guillermina Gómez de Cía. Mega S.A. y Juan C. Gaboardi, de Petrobras S.A.
- Análisis de riesgo por Paolla della Negra, de Bolland S.A.



Tras esta jornada, a la cual también asistieron médicos, docentes universitarios, representantes del cuerpo de Bomberos, entre otros, se sirvió en el salón anexo de CPAGIN un servicio de lunch. Se agradeció a los disertantes y miembros de la Comisión organizadora este esfuerzo destinado a "actuar sobre la base de la prevención".

Exhibición del Museo del Petróleo en la Muestra del IAPG

También en el marco de la Expo Pymes Petróleo & Gas, la comunidad universitaria invitó a asistir a la muestra del Museo Nacional del Petróleo.

"Mundo Petrolero", así se llamó la exposición itinerante, que muestra a través de documentación fotográfica, publicidades y cómics de época, la historia, la evolución técnica, "la

bonanza económica y la idea de progreso imperante en los albores de la exploración y explotación hidrocarburífera".

Se trató de 20 paneles de grandes dimensiones expuestos en el hall de entrada del predio de la Expo. Además, se realizó la conferencia "El futuro de nuestra Historia", a cargo de la directora del Museo, profesora Graciela Ronconi.

IAPG Comahue presentó su plan 2013

En un marco de total camaradería y con muy buena convocatoria, se llevó a cabo recientemente la Presentación Institucional del IAPG Seccional Comahue 2013. La cita tuvo lugar en el auditorio de Petrobras Energía S.A. de la ciudad del Neuquén; donde representantes de empresas socias y socios personales pudieron informarse y actualizarse de las acciones que se desarrollaron el año anterior, como así también se dio a conocer el Plan de Acción para el presente año.



La apertura estuvo a cargo de Ricardo Ferrante (Presidente) y de Augusto Cichitti (Vice-presidente 1°). A continuación y con un alto grado de compromiso, se llevaron a cabo las exposiciones de cada una de las subcomisiones:

- César Gutierrez por la Subcomisión de SSA.
- Rodolfo Martínez, por la Subcomisión de Cursos y Conferencias.
- Ricardo Martínez Garrido por la Subcomisión de Eventos y RSE.
- Javier Gonzalez por la Subcomisión de Calidad y Mantenimiento.
- Fabián Gutierrez por la Subcomisión de Deportes y Recreación.

La coordinación general fue realizada por el gerente Carlos Lino Postai.

Participaron del evento representantes del IAPG Casa Central. Al finalizar, se compartió un almuerzo. Se agradeció a la empresa Petrobras Energía S.A. por haber cedido el Auditorio para el desarrollo de la actividad.

NOVEDADES DESDE HOUSTON

Nuevo foro: China mira a América latina

Bajo el nombre “América latina se encuentra con China: una mirada a las transacciones clave chino-latinoamericanas” (*Latin America meets China: A look-back at key Sino-LATAM transactions*), el IAPG Houston prepara para el 23 de mayo próximo uno de sus prestigiosos foros, impartido en esta ocasión por Bautista Verma Azcona, el nuevo Business Development Manager de la empresa Sinopec Argentina E&P.

Basado en que las inversiones de China en América latina han crecido sustancialmente en los últimos cinco años, acercándose a las de Estados Unidos y Europa, que

lideran este tipo de lazos, Azcona se expedirá sobre cómo China continuará siendo una posición dominante en la región, particularmente en el negocio del petróleo y del gas.

A través de la comprensión de los acuerdos de las compañías chinas en la región latinoamericana, y sobre todo de la idiosincrasia y cultura chinas como telón de fondo, se expondrán algunas lecciones aprendidas, que son tenidas en cuenta al hacer negocios con este país, teniendo en mente que, al reducir la brecha cultural y de negocios, se pueden aumentar las oportunidades de transacciones exitosas con estos tan formidables socios.

Como ya es tradición, el foro se realizará en el DoubleTree Houston Greenway Plaza Hotel, salón Plaza Ballroom.

Más información en www.iapghouston.org

Torneo de golf para la beca

El 26 de abril último se llevó a cabo el Torneo de Golf del IAPG Houston “11th Scholarship Golf Tournament”, cuyo objetivo es recaudar fondos para la beca que ofrece anualmente el IAPG Houston para estudiantes argentinos de carreras afines con los hidrocarburos que estén estudiando en los Estados Unidos.

Más de 50 personas participaron en un día alegre, jugando al golf entre amigos y colegas. El torneo fue patrocinado por varias empresas que contribuyeron generosamente con los fondos para la beca “Claudio Manzolillo IAPG Houston Scholarship”, la cual será entregada a un estudiante argentino. Después de finalizado el Torneo, los jugadores disfrutaron de tradicionales empanadas argentinas, mientras se les entregaban los trofeos a los ganadores. Y más tarde, los asistentes compartieron una barbacoa, con un cierre del evento con rifas y premios. El torneo fue un éxito, el cual contribuirá a la educación de los jóvenes profesionales de nuestro país.



ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

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



facebook.com/IAPGinfo
facebook.com/IAPGEduca



@IAPG_info
@IAPGEduca



youtube.com/IAPGinfo



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar

ÍNDICE DE ANUNCIANTES



Aog 2013	69	Petroconsult	48
Buhlmann Argentina	61	Registros de Pozos	107
Compañía Mega	17	Schlumberger Argentina	15
Convocatoria Asamblea IAPG	103	Schneider Argentina	49
Del Plata Ingeniería	97	Skanska	29
Digesto de Hidrocarburos	73	So Energy	81
Electrificadora Del Valle	83	Techint	39
Enarsa	37	Tecna	25
Ensi	35	Tecpetrol	Retiro de contratapa
Foro IAPG	87	Tiorco	51
Giga	109	Total	9
Halliburton Argentina	27	Transmerquim Argentina	Contratapa
IBC - International Bonded Couriers	108	V y P Consultores	23 y 109
Indura Argentina	93	Wärtsila Argentina	36
Iph	44	Wec 2013	59
José Nicastro	32	Wenlen	41
Kamet	19	Ypf	7
Lufkin Argentina	47	Zoxi	20
Marshall Moffat	21		
Martelli Abogados	55		
Nabors International Argentina	33	Suplemento estadístico	
Norpatagonica Lupatech	16	Industrias Epta	Contratapa
Nov Msw	45	Ingeniería Sima y Nalco Argentina	Retiro de tapa
Pan American Energy	Retiro de tapa	Texproil	Retiro de contratapa



Tecpetrol

Energía que crece

www.tecpetrol.com
facebook.com/tecpetrol



SIMPLIFICAR ES LO QUE HACEMOS

Nuestro nombre representa una amplia gama de productos y servicios personalizados para la industria petrolera en áreas como perforación, terminación, cementación, estimulación y downstream.

GTM es sinónimo de entrega a tiempo, asesoría y respaldo profesional, acorde con sus necesidades y superando sus expectativas.

¡Contáctenos! Tenemos presencia en 14 países en América Latina y oficinas de suministro en Estados Unidos y Asia.

Su socio de confianza
en América Latina

www.gtm.net

