

PETROTECNIA

1 | 20

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LXI - 1 | 2020

7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas



Media sponsor de:



4º Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas



4º Congreso Latinoamericano de Perforación y Terminación



Petrotecnica Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. • Año LXI N° 1

1 / 2020

ENERGÍA EN MOVIMIENTO

Trabajamos para llevar más energía a todo el país. En el último año, produjimos el 17% del petróleo y el gas de la Argentina.

Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas.



Pan American
ENERGY

Energía responsable



Este es el primer ejemplar de 2020 y sucede en un torbellino de informaciones mundiales tan vertiginosas como desafiantes.

En este número, en un principio la idea era contarles que este año *Petrotecnia* cumple nada menos que 60 años.

En efecto, cuando en 1945 se fundó el Instituto Sudamericano del Petróleo, se tomó la decisión de realizar una publicación demostrativa de las actividades de la institución. En junio de 1957, a partir de la Sección Argentina del Instituto Sudamericano del Petróleo (ISAP) –la primera publicación fue el Boletín de informaciones del IAP– hasta que en 1960 salió el primer número de nuestra querida revista.

Además, queríamos adelantarles que 2020 será el año de la Argentina Oil & Gas Patagonia (AOG Patagonia), el mayor evento de la región sureña que realiza el IAPG, y que convoca a los especialistas más destacados para diseñar las estrategias que permitirán continuar el desarrollo de esta industria. En la Expo, que en 2018 tuvo un récord de 8.000 visitantes, buscamos promover y potenciar el intercambio comercial entre las grandes empresas y la cadena de valor, siempre con el compromiso de respetar el ambiente.

En el marco de la AOG Patagonia llevaremos a cabo la 2º Jornada de Seguridad de Procesos, junto con la Seccional Comahue del IAPG, donde se expondrán los últimos adelantos y las lecciones aprendidas en un área cada vez más crucial.

En nuestros planes también figuran el 4º Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas, el 4º Congreso Latinoamericano de Perforación y Terminación y el 2º Workshop de Medición en *Upstream* y *Downstream* de Petróleo y Gas, entre otras propuestas que incluyen Educación, difusión de la industria, con la apuesta a las nuevas generaciones.

Sin embargo, no somos ajenos al gigantesco cisne negro que afecta al mundo entero en estos días, la pandemia COVID-19, ni a sus incidencias en el precio del barril, ni a los desafíos propios de los argentinos, mientras superamos la incertidumbre que puede plantearnos el nuevo Plan Energético y una eventual nueva ley de hidrocarburos.

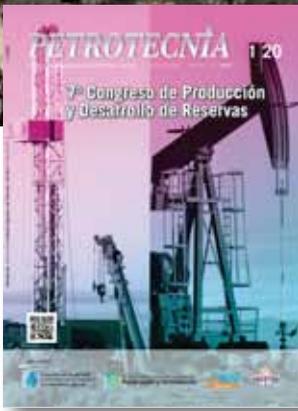
Los desafíos son colosales, pero nuestra industria también lo es. Y con trabajo, esfuerzo, experiencia y creatividad ha sabido salir adelante de varias crisis. Esta ocasión no ha de ser menos.

De modo que para que “los mejores tiempos nos encuentren trabajando”, como decía Salvador Dalí, elegimos y sostenemos comenzar el año con las conclusiones magistrales generadas en el 7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, realizado a fines de 2019 en Mar del Plata, con la seguridad de que allí hemos presentado las herramientas que forjarán el futuro inmediato de la industria.

¡Nos vemos en el próximo número!

Ernesto A. López Anadón





Tema de tapa

7° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas

Estadísticas

08 Los números del petróleo y del gas Suplemento estadístico

Tema de tapa

10 Principales conclusiones del 7° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas

Por la Comisión de Producción del IAPG

Tema por tema, las lecciones que dejó el evento cuyo lema fue “Hacia una mayor productividad, con menores costos”.



26 Optimización de espaciamiento entre pozos mediante la utilización de trazadores. Aplicación en PAD

Por Adrián Giachino, Sebastián Olmos (Tecpetrol); Zaque Araujo (UERJ) y Sebastián Basualdo (Tracerco)

Las nuevas tecnologías pueden ayudar a comprender los comportamientos del reservorio, entre ellos, el uso de trazadores químicos líquidos de gas, petróleo y agua, que permitirán comprender mejor el sistema reservorio, estimulación y PAD.

40 Estimulación hidráulica de pozos verticales y horizontales en el desarrollo de un yacimiento de baja permeabilidad en Cuenca Austral

Por Mariano Bruzzon, Andrés Cremonini, Florencia Melendo y José Vega Sainz (CGC)

Se presentan las experiencias en terminación y estimulación de pozos durante el desarrollo del yacimiento Campo Indio (Fm. Magallanes Inferior) ubicado en la Cuenca Austral. El reservorio se encuentra a 1400 m de profundidad y tiene un espesor permeable de entre 10 m y 20 m.



62 Desarrollo de un yacimiento bajo recuperación secundaria con el uso de nuevas metodologías de perforación y terminación en la Fm. Comodoro Rivadavia, Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge

Por Isabel Cano Frers, Laura Alonso, Juan Pablo García, Diego Leandro Zurlo, Juan José Ramos, Augusto Brennan y Maximiliano Varela Muñoz.

La perforación de tres pozos de avanzada entre 2013 y 2014 en Yacimiento Zorro/Oriental permitió la comprobación de la continuidad y de saturación de petróleo de reservorios estructuralmente más bajos e indicó que las acumulaciones de hidrocarburo se extendían más allá de la zona desarrollada.

- 
- 70** **Diseño de proyecto piloto integral de inyección de polímeros. Cómo prolongar la vida y aumentar el valor de un área marginal en el Golfo de San Jorge**
Por María Eugenia Peyrebonne Bispe, Martín Villambrosa, Mayra Goldman, Darío Benítez (Capex) y Federico Ponce (Petrominera del Chubut SE)
Este trabajo presenta el diseño y la propuesta de un proyecto piloto de inyección de polímeros que comenzará durante 2020 en el bloque maduro “La Guitarrita” (provincia del Chubut), donde se ha inyectado agua durante más de 30 años.
- 80** **Inyección de partículas activadas térmicamente en fondo para el control de conformance en profundidad para mejorar la recuperación de petróleo en un campo maduro de explotación secundaria: Cerro Dragón**
Por Javier E. Gómez, Alberto Iuliano y Christian R. Martínez (Pan American Energy S.L.); Mahdi Kazempour, Mojtaba Kiani y Daniela Alzate (Nalco Champion) y Praveen Singh, David Thrasher, Gary Jerauld, Giovanna Boccardo (BP)
La aplicación de una tecnología para el control de conformance en profundidad, en especial partículas activadas térmicamente (*Thermally Activated Particle*, TAP) o *Bright Water* (BW), ha demostrado resultados positivos. Su bajo costo de implementación e intervención la convierten en una alternativa para su aplicación en campos maduros.
- 92** **Análisis de los efectos del agregado de agentes surfactantes a fluidos de producción y sus consecuencias en la performance de los pozos**
Por Natalia Irazuzta (Pecom) y Nicolás Gallardo (Colaborador, Universidad Nacional del Comahue)
Las mermas de producción debido a la presencia de carga líquida son inherentes a la explotación de yacimientos gasíferos, independientemente del origen y la naturaleza de la carga. Si bien es una manifestación distintiva de los yacimientos maduros, no es exclusiva, y su remediación es necesaria tanto en yacimientos convencionales como no convencionales para incrementar la producción o evitar su cese.
- 102** **Una mirada renovada hacia el convencional**
Por Redacción de Petrotecnia
En una entrevista con *Petrotecnia*, Cristian Espina, a cargo del área de Geociencias y Reservorios de YPF S.A., explica el renovado interés de la empresa por la actividad convencional.

Nota técnica

- 108** **Decisiones evidentes en hidrocarburos**
La gestión de datos para dar soporte a mejores decisiones en petróleo y gas
Por Gastón Francese (Director en Tandem Soluciones de Decisión)
Hoy es casi ilimitada nuestra capacidad de capturar y procesar inmensas cantidades de datos. Por eso, el desafío es ¿cómo enfocarse en analizar solo los datos que generarán valor e impactarán los resultados del negocio?

Actividades

- 110** **Congresos y Jornadas**
2020 trae nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.
- 112** **Novedades de la Industria**
- 120** **Novedades del IAPG**
- 122** **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 Graciela Nubile

publicidad@petrotecnia.com.ar

Estadísticas: Roberto López

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

Miembros: Jorge Albano, Silvia Barredo, Jorge M. Buciak, Rubén Caligari, Carlos Casares,

Carlos E. Cruz, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Guisela Masarik,

Vicente Serra Marchese, Gabino Velasco

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

PETROTECNIA se edita los meses de marzo, junio, agosto y noviembre, y es gratuita para 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 LXI N° 1 - 2020

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 2.500 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.

Adherida 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

Argentina: Precio anual - 4 números: \$ 2500

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

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

Informes: suscripcion@petrotecnia.com.ar



Premio Apta-Rizzuto

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

Comisión Directiva 2018-2020

CARGO

Presidente

Vicepresidente 1°

Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas

Vicepresidente Downstream Petróleo

Vicepresidente Downstream Gas

Vicepresidente Perforación y Terminación de Pozos

Vicepresidente de Servicios de pozos

Vicepresidente Fabricación de Equipos y Materiales

Secretario

Pro-Secretario

Tesorero

Pro-Tesorero

Vocal Titular

Vocal Suplente

Revisor Cuentas Titular

Revisor Cuentas Suplente

EMPRESA

SOCIO PERSONAL

YPF S.A.

PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)

SHELL C.A.P.S.A.

NATURGY BAN S.A.

BAKER HUGHES ARGENTINA S.R.L.

BOLLAND y CIA. S.A.

SIDERCA S.A.I.C.

PAMPA ENERGÍA S.A.

WINTERSHALL ENERGIA S.A.

TOTAL AUSTRAL S.A.

TECPETROL S.A.

CHEVRON ARGENTINA S.R.L.

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

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

AXION ENERGY ARGENTINA S.A.

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)

PLUSPETROL S.A.

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

METROGAS S.A.

CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.

HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.

EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.

PECOM SERVICIOS ENERGIA

ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

SAN ANTONIO INTERNATIONAL S.A.

MEDANITO S.A.

WEATHERFORD INTERNATIONAL DE ARGENTINA S.A.

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. (ECOGAS)

PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)

REFINERIA DEL NORTE S.A. (REFINOR)

LITORAL GAS S.A.

RAFAEL G. ALBANESI S.A.

A-EVANGELISTA S.A. (AESA)

CESVI ARGENTINA S.A.A

PALMERO SAN LUIS S.A.

SOCIO PERSONAL

AGGREKO ARGENTINA S.R.L.

Titular

Ing. Ernesto López Anadón

Sra. Anabel Perrone

Ing. Rodolfo Eduardo Berisso

Sr. Sean Timothy Rooney

Ing. Horacio Carlos Cristiani

Ing. Mariano Gargiulo

Ing. Marcelo Gerardo Gómez

Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez

Ing. Horacio Turri

Lic. Gustavo Oscar Peroni Martín

Sr. Dominique Marion

Sr. Pablo Carlos Ledesma

Dr. Dante M. Ramos

Ing. Oscar José Sardi

Ing. Daniel Alejandro Ridelener

Ing. Luis Edgardo Fredes

Lic. Pablo Alejandro Chebli

Ing. Germán Patricio Macchi

Ing. Sergio Mario Raballo

Lic. Valeria Soifer

Lic. Maria Carmen Tettamanti

Ing. Gabriela Prete

Ing. Fernando Rearte

Ing. Daniel Aníbal De Nigris

Cdor. Javier Gremes Cordero

Ing. Eduardo Alejandro Tapia Alwayay

Ing. Jesús Guillermo Grande

Ing. Margarita Esterman

Ing. Diego Amante

Ing. Federico Antonio Stopar

Ing. Miguel Angel Torilo

Ing. Fernando Caratti

Ing. Ricardo Alberto Fraga

Sr. Armando Roberto Losón

Ing. Martín Emilio Guardiola

Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Sr. Marcelo Horacio Luna

Ing. Nino Domingo Antonio Barone

Cdor. Jorge Tomsin

Alterno

Ing. Fernando José Villarreal

Lic. Verónica Lorena Staniscia

Ing. Martín Yáñez

Sr. Alejandro Kletzky

Sr. Diego Ariel Schabas

Sra. María Inés Sainz

Lic. José Luis Fachal

Dra. María Gabriela Roselló Warren

Ing. Guillermo M. Rocchetti

Cdor. Rubén de Muria

Sr. Mario Alberto Yaniskowski

Sr. José Alberto Montaldo

Ing. Daniel A. Santamarina

Sr. Edgardo Russo

Sr. Juan Pablo Vanini

Ing. Jorge M. Buciak

Ing. Patricia Laura Carcagno

Sr. Rodrigo Espinosa

Sr. Luis Corti

Sr. Hernán Stockman

Sr. Damián Ciaccia

Dr. Diego Saralegui

Sr. Miguel Pesce

Ing. Edgardo José Lorenzo

Ing. Diego Grimaldi

Geól. Mariano González Rithaud

Ing. Adrián Marcelo Burtnik

Ing. José María González

#MakeThingsBetter
total.com.ar

COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

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

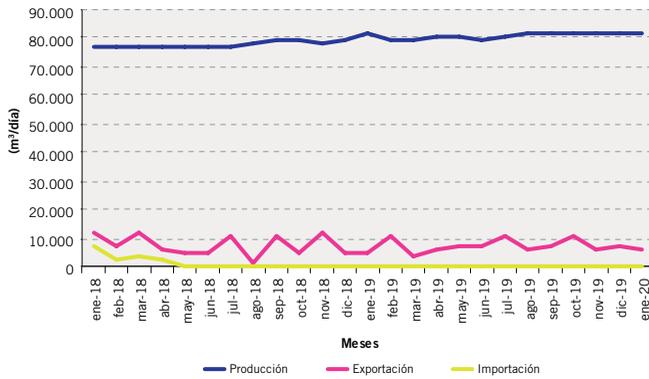


TOTAL

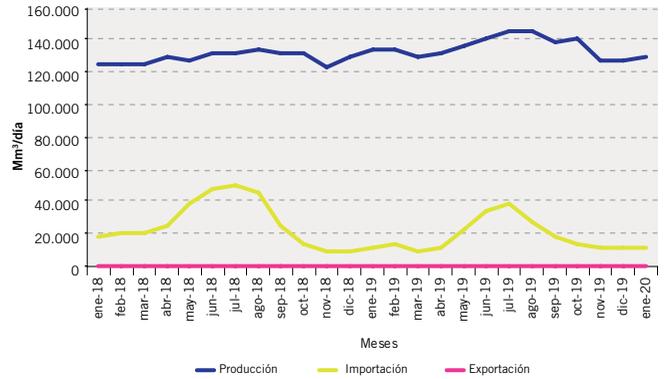
COMMITTED TO BETTER ENERGY

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

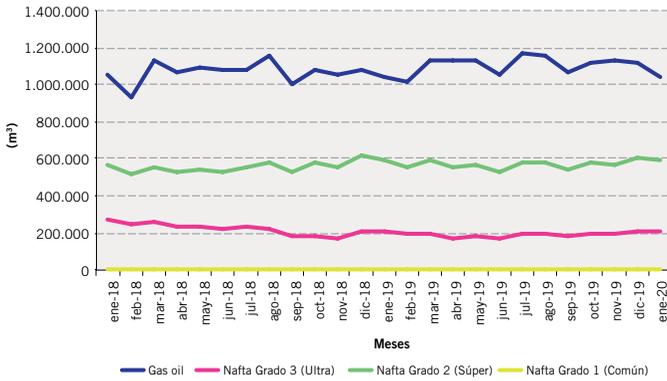
Producción de petróleo vs. importación y exportación



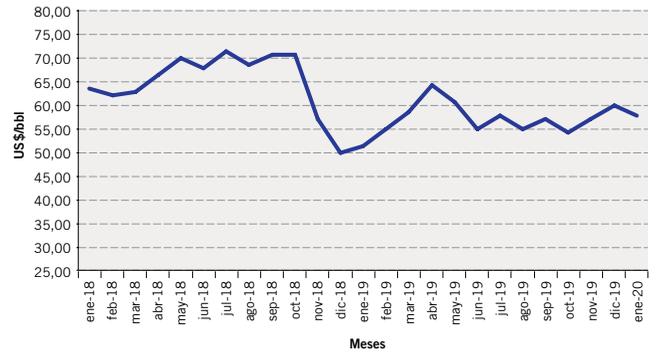
Producción de gas natural vs. importación y exportación



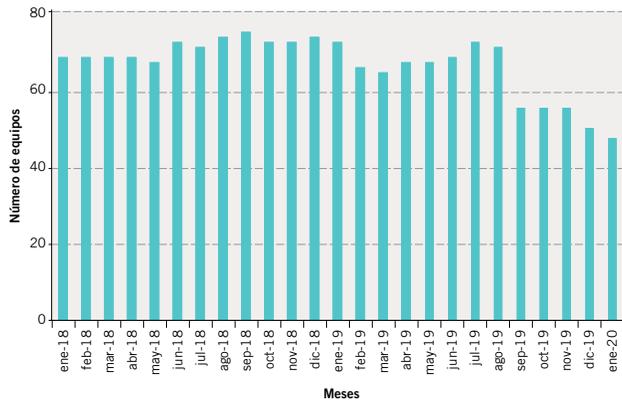
Ventas de los principales productos



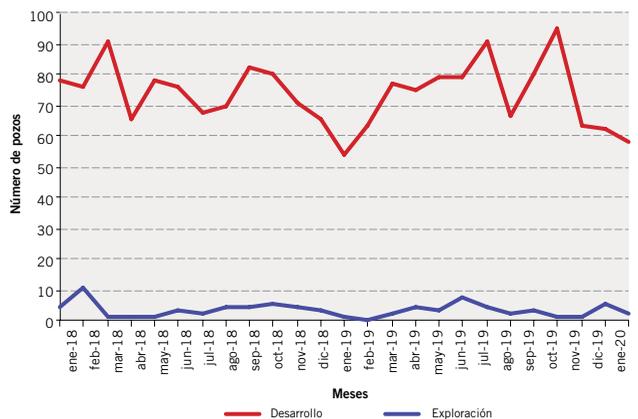
Precio del petróleo de referencia WTI

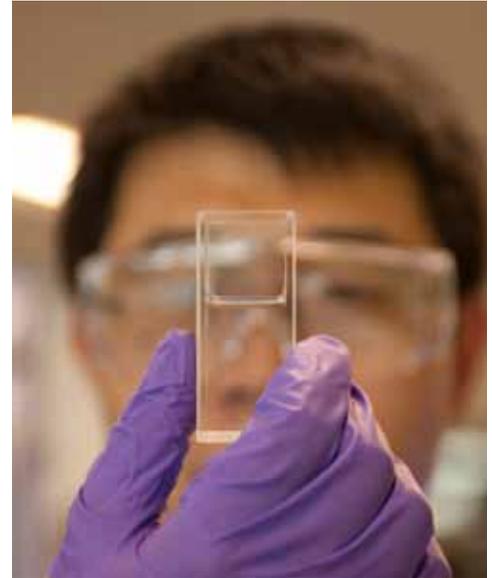


Cantidad de equipos en perforación



Pozos perforados





Mejora la Producción con Fluidos de Estimulación de Multi-Chem

NO SOLO APLICAMOS QUÍMICOS, TRABAJAMOS CON USTED PARA AYUDAR A MEJORAR LA PRODUCCIÓN

La cartera de productos químicos de estimulación de Multi-Chem incluye una amplia gama de productos estándar y formulados a medida, junto con sistemas de fluidos integrados, para cada desafío de estimulación de pozos.

- » Biocidas
- » Reductores de Fricción
- » Inhibidor de incrustación
- » Rompedores
- » Agentes gelificantes
- » Surfactantes
- » Control de Arcilla
- » Control pH
- » Reticuladores
- » Estabilizador de gel

PRUEBAS PRE-FRAC Y POST-FRAC

Como un verdadero socio en el campo, Multi-Chem realiza pruebas y análisis antes y después de la fractura para determinar claramente qué productos químicos se necesitan, sus proporciones y qué aplicación será más efectiva, incluyendo:

- » Análisis de agua
- » Informes de productos químicos y dosis utilizadas
- » Conteo de bacterias
- » Análisis de corrosión



Principales conclusiones del 7° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas

Por la *Comisión de Producción del IAPG*

Tema por tema, las lecciones que dejó el evento cuyo lema fue “Hacia una mayor productividad, con menores costos”.

La séptima edición del Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas que el IAPG, a través de su Comisión de Producción, celebró en la ciudad bonaerense de Mar del Plata en noviembre último, reunió a los principales actores de la industria del petróleo y del gas, desde los cargos directivos de las operadoras más importantes del país y empresas tecnológicas vinculadas al sector, hasta técnicos especializados, académicos y representantes del ámbito político.

El ambicioso programa del Congreso incluyó conferencias y mesas de discusión sobre temas estratégicos de cara al futuro, y más de 120 exposiciones de trabajos técnicos de diferentes especialidades que impulsaron el debate sobre la comprensión de los reservorios, las técnicas de recuperación y de perforación, la optimización de operaciones, el tratamiento y el transporte, las nuevas tecnologías, así como los desafíos del mercado y el abastecimiento energético.

El Congreso enfocó su temática en el desarrollo de yacimientos no convencionales en complementariedad con la explotación de campos maduros; campos que aún cuentan con importantes reservas potenciales y pueden nutrirse de nuevas técnicas de recuperación y tecnologías. La actividad *offshore* se presentó como un desafío a futuro.

La expectativa de mantener el crecimiento de la producción se vio reflejada en la calidad y variedad de los trabajos técnicos presentados en el Congreso, claro ejemplo del interés de participación y búsqueda de los conocimientos.

Actividades del Congreso de Producción

- **Sesión de trabajos técnicos:** se abordaron todas las temáticas relacionadas con el sector.
- **Jornadas y Concursos:**
 - 6° Jornada de Recuperación Mejorada de Petróleo
 - 2° Jornada de Completación de Pozos No Convencionales
 - 1° Concurso de Jóvenes Profesionales
 - 1° Jornada sobre Alternativas y Oportunidades para el Aprovechamiento del Gas
- **Conferencias Especiales:** Nuevas Tecnologías, Empresas Petroleras y Creación de Valor, Recursos y Reservas, Gas y/o Renovables.
- **Mesas Plenarias:** Estrategia y Visión Exploratoria en la Argentina; Yacimientos Maduros EOR, Provincias y sus Oportunidades; Producción - Explotación no Convencional.
- **Almuerzos Temáticos:** almuerzos interactivos en los que se abordaron tres temas: "Toma de decisiones en escenarios inciertos", "Yacimientos Convencionales, cómo hacer para incrementar la producción y las reservas" y "Qué hacer con el excedente de gas".
- **Sesión de Pósteres**
- **Exposición:** novedades tecnológicas y servicios para la industria

La diversidad disciplinaria y la complementación entre operadores, empresas de servicio y el ámbito académico se mostraron como pilares fundamentales para continuar en esta línea. Se observó una importante participación de jóvenes profesionales, su fuerza renovadora alimenta el crecimiento de la actividad destacándose el valor de la interacción generacional.





Las provincias productoras también expresaron su punto de vista en el Congreso: de hecho, su presencia resulta fundamental en el campo logístico para el desarrollo de esta actividad.

El espíritu del Congreso se reflejó en el lema: “Hacia una mayor productividad, con menores costos”.

A continuación, se resumen aquí las conclusiones de los principales ejes temáticos del 7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas:

Exploración: estrategia y visión de las operadoras

En los últimos años, las operadoras han reforzado la exploración de zonas “de frontera”. Vaca Muerta es una

de ellas. También el no convencional de la Cuenca Austral y los yacimientos *offshore*. Durante el Congreso, los representantes de las operadoras compartieron su visión acerca de la exploración y las principales actividades desarrolladas en los últimos años, algunos de los conceptos alcanzados son los siguientes:

- Por su parte, YPF S.A. se constituyó en el actor fundamental en la exploración de Vaca Muerta. Aportó el entendimiento del subsuelo y la delimitación de las ventanas y las áreas productivas, con la consecuente disminución de incertidumbre y riesgo para sí misma y otras operadoras. Además, impulsó las primeras grandes discusiones sobre dificultades técnicas encontradas a lo largo del desarrollo.
- Tecpetrol, en tanto, desarrolló su proyecto de Fortín de Piedra basado en la oportunidad delineada





a. marshall moffat®

Since 1952

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

SEGURIDAD
& CALIDAD

Empresa certificada bajo normas:

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

A. Marshall Moffat S.A. Of. Central

Tel: (54 11) 4302-9333

Fax: (54 11) 4303-1287

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

Provincia de Neuquén

Tel: (0299) 443-6139

Cel: (0299) 15-405-4479

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

Provincia de Chubut

Tel: (0297) 448-3032

Cel: (0297) 15-472-4383

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



Consultas técnicas: 0800 222 1403

marshall@marshallmoffat.com | www.marshallmoffat.com

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



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





fundamentalmente por dos factores: la capacidad ociosa en transporte y tratamiento de gas y el sistema de incentivos implementados por el gobierno. Con la Resolución 46-E/2017 se redujo el riesgo de precio por un período de tres o cuatro años.

- PanAmerican Energy, a su vez, realizó la exploración areal y vertical de Vaca Muerta en sus áreas Bandurria Centro, Coirón Amargo SE (CASE); Lindero Atravesado, Aguada de Cánepa y Aguada Pichana Oeste/Aguada de Castro (APO/ACAs). Se realizaron pozos que permitieron explorar el potencial para petróleo y gas en hasta 4 niveles de navegación independientes de Vaca Muerta. Estos resultados generaron planes de producción de gas en APO/ACAs y de petróleo en Bandurria Centro y en Lindero Atravesado.
- La empresa CGC perforó numerosos pozos exploratorios en la Cuenca Austral hacia objetivos no convencionales, concluyendo que está subexplorada y que tiene el potencial para generar un desarrollo atractivo.

En conclusión, la estrategia y la visión de las empresas en la actividad exploratoria muestran optimismo en el futuro. Optimismo que convive con la incertidumbre y la reiterada manifestación de que su desarrollo requiere el mantenimiento de reglas claras y plazos de largo alcance dada la magnitud de las inversiones necesarias.

Producción

La explotación de yacimientos no convencionales ha ganado mercado, principalmente en gas, llegando a repre-

sentar alrededor del 30% de la producción nacional a fines de 2019. Los yacimientos convencionales aportan alrededor del 85% de la producción de petróleo nacional, y aún, en la mayoría de los casos, tienen potenciales reservas por desarrollar.

Ambas explotaciones presentan desafíos técnicos y económicos particulares, que se reflejan en los tópicos de debate que se presentan a continuación.

Producción en yacimientos no convencionales

Los logros mostrados por los expositores reflejan una curva de aprendizaje muy rápida poniéndonos a la par de países con mayor trayectoria en la operación de campos no convencionales. Los representantes de las operadoras compartieron algunos de sus avances técnicos y sus estrategias



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

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

Planta Separadora LLL - Vaca Muerta, NQN

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



de reducción de costos en la perforación y la terminación, que les permitieron acelerar el pasaje de los pilotos a la masificación para movilizar estos recursos no convencionales de petróleo y gas natural. A modo de ejemplo compartimos algunos comentarios de interés:

- Para YPF, su estrategia en Vaca Muerta consistió en replicar el éxito de Loma Campana en las áreas cercanas: Bandurria Sur y Amarga; expandir la frontera de Vaca Muerta mediante pilotos en zonas como Sierra Barrosa, Chihuido de la Sierra Negra y Filo Morado. En 2016, Loma Campana tenía un costo de desarrollo de 23 USD/boe. En 2019, se alcanzaron valores cercanos a 9 USD/boe. La curva de reducción de costo es asintótica y será cada vez más difícil conseguir reducciones significativas. Es de destacar que recientemente ha migrado a la tecnología de terminación HDC (*High*

Density Completion), que permitió aumentar la productividad de los pozos.

- De la empresa Tecpetrol se destaca la introducción del concepto de “modo factoría”, con el que espera que los desarrollos *shale* sean competitivos. En menos de dos años Fortín de Piedra alcanzó una producción diaria del orden de 17 MMm³ de gas natural con una inversión estimada en 2.000 MMUSD y la perforación de 100 pozos.

Producción yacimientos maduros

Sobre la base de los trabajos presentados y las exposiciones de especialistas extranjeros, se destacan las siguientes conclusiones:

- Un gran número de yacimientos en la Argentina

Estamos haciendo realidad la energía de Vaca Muerta





tienen un bajo FR (factor de recuperación) en comparación con el promedio mundial, consecuentemente con oportunidades para mejorarlo.

- Se presentaron diversas tecnologías de EOR/IOR (*Enhanced/Improved Oil Recovery*) asociados al empleo de polímeros, surfactantes, vapor, geles y otros, que permitirían incrementar el FR de los yacimientos.
- A partir de casos de estudio, se mostró la viabilidad de masificar el uso de polímeros en la Cuenca del Golfo San Jorge con incremento de los factores de recuperación.
- Los proyectos de EOR/IOR deberían considerarse

como parte de la estrategia de explotación y no como operaciones que se encararán en la etapa final de la producción de un campo.

- La economicidad de proyectos EOR/IOR puede alcanzarse con las “instalaciones de superficie” actuales, trabajando sobre su masificación y mejora de los costos operativos.
- Cada pozo perforado es un activo que debe ser preservado debido a las nuevas ideas y la tecnología que pueden dar valor a ese activo, solo se deberían abandonar pozos por razones exclusivamente de seguridad y medio ambiente.

SIAM ARCON

BOMBAS RECIPROCANTE DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO
API STANDARD 674

FABRICACION NACIONAL | REPUESTOS | SERVICIOS POST VENTA | ALQUILERES

— Una empresa Argentina —

www.siam-arcon.com.ar | ventas@siam-arcon.com.ar

LINEA
PU/TPU



NUEVO MODELO

BRENT

GRAY

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

FUNCIONAL
CALZADO DE SEGURIDAD

WWW.FUNCIONALWEB.COM



Como conclusión: nuevas tecnologías y nuevas técnicas de recuperación alientan el incremento de los factores de recuperación, existe mucho potencial de producción en los yacimientos maduros por movilizar.

Mercado de gas

El potencial incremento en la producción de gas, apalancada por yacimientos no convencionales, implica la



necesidad de desarrollo del mercado, tanto de la demanda interna como externa. En el primer caso, su crecimiento residencial, comercial e industrial.

Los representantes de transportadoras y otros actores del sector compartieron su visión sobre el mercado de gas:

- La exportación de gas en el nivel regional a través de gasoductos constituye una salida rápida, debido a que varios de ellos ya existen. Para exportar a destinos transoceánicos, en cambio, se requerirá su transformación en líquido.
- El uso petroquímico constituye una alternativa extraordinaria de transformación y multiplicación de valor agregado.
- El desarrollo de las energías renovables debe ser enfocado bajo la óptica de complementación con el desarrollo del gas natural. Las energías renovables, en especial la eólica y la solar, presentan intermitencia y bajo factor de servicio. La transición hacia una matriz energética diversificada y con menor huella de carbono debe estar apoyada sobre la base de alternativas económicas.
- En virtud de la creciente disponibilidad de gas en yacimientos, su almacenamiento subterráneo es una estrategia que podría compensar la estacionalidad del consumo. Para ello se requiere contar con un marco regulatorio que contemple esta actividad.
- La explotación de gas requiere el desarrollo de mercados, la adaptación de centros de transformación y la ampliación de sistemas de transporte hacia esos centros y puntos de consumo.
- Las empresas transportadoras, a través de su participación en este Congreso, evidencian su intención de

**We are an energy
technology company
like no other**





incursionar en el *midstream*, con inversiones de riesgo a su cargo.

En conclusión, el autoabastecimiento de gas tiene que estar basado en un criterio económico, un balance entre las divisas y los recursos que obtiene el fisco a través de la actividad y en el desarrollo para una exportación en firme que pueda ganar mercados y ser competitiva.

Reconocimientos

Tras el Congreso, se anunciaron los trabajos reconocidos, muchos de ellos se leerán en las páginas subsiguientes:

Premios Trabajos técnicos

- Primer Premio: “Optimización de espaciado entre pozos mediante la utilización de trazadores. Aplicación en pad”. Autores: Adrián Giachino y Sebastián Olmos de Tecpetrol S.A. y Zaque Araujo y Sebastián

Basualdo de Tracerco.

- Segundo Premio: “Estimulación hidráulica de pozos verticales y horizontales en el desarrollo de un yacimiento de baja permeabilidad en Cuenca Austral”. Autores: Mariano Bruzzon, Andrés Cremonini, Florencia Melendo y José Vega Sainz (CGC).
- Tercer Premio: “Desarrollo de un yacimiento bajo recuperación secundaria utilizando nuevas metodologías de perforación y terminación en la formación Comodoro Rivadavia, Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge”. Autores: Isabel Cano Frers, Laura Alonso, Juan Pablo García, Diego Leandro Zurlo, Juan José Ramos, Augusto Brennan y Maximiliano Varela Muñoz (PanAmerican Energy).

Premios 6° Jornada de Recuperación Mejorada de Petróleo

- Primer Premio: “Diseño de proyecto piloto integral de inyección de polímeros: cómo prolongar la vida y au-

mentar el valor de un área marginal en el Golfo San Jorge". Autores: María Eugenia Peyrebonne Bispe, Martín Villambrosa, Mayra Goldman, Darío Benítez (Capsa/Capex) y Federico Ponce (Petrominera del Chubut).

- Segundo Premio: "Inyección de partículas activadas térmicamente en fondo para el control de conformance en profundidad para mejorar la recuperación de petróleo en un campo maduro de explotación secundaria: Cerro Dragón". Autores: Javier Gómez, Alberto Iuliano y Christian Martínez (PanAmerican Energy); Mahdi Kazempour, Mojtaba Kiani, Daniela Alzate (Nalco Champion); Praveen Singh, David Thrasher, Gary Jerauld y Giovanna Boccardo (BP).
- Tercer Premio: "Thermal Stability Evaluation of EOR Polymers: Best Practices & Guidelines". Autores: A. Antignard, B. Giovannetti, T. Divers, G. Dupuis, N. Gaillard y C. Favero/ SNF.

1° Concurso de Jóvenes Profesionales

Primer Premio: "Análisis de los efectos del agregado de agentes surfactantes a fluidos de producción y sus consecuencias en la performance de los pozos", por Natalia Irazuza Pecom (Bolland).

Conferencista distinguido

Carlos Ormachea, Tecpetrol

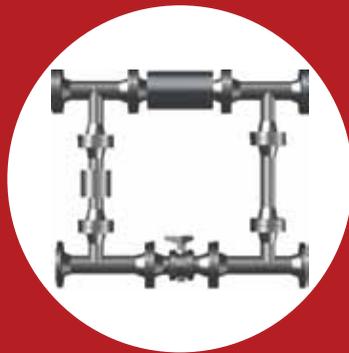
Trayectoria

Durante el Congreso se entregaron premios a los siguientes profesionales: Nino Barone, Miguel Fryziak y Antonio Paradiso.

Conclusiones finales

En los últimos años se quebró la tendencia declinante de producción de gas y de petróleo y esto trae optimismo al sector. Simultáneamente esto plantea la necesidad de pensamiento estratégico para el abastecimiento nacional, y para el agregado de valor y desarrollo de nuevos mercados sostenibles en el tiempo. Claramente, esto debe estar acompañado de un marco regulatorio que permita implementar los planes de desarrollo.

El Congreso reflejó el rico entramado de la actividad hidrocarbúrica marcada por desafíos técnicos para correr permanentemente las fronteras explotables en un mundo de creciente complejidad.



MORKEN GROUP

UNIDAD PORTATIL DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA

Monitoree en tiempo real, el caudal de crudo, gas y agua producida.

Alta precisión y confiabilidad en los resultados.

Fácil de operar, integrable al SCADA y excelente relación costo/beneficio.

UNIDAD DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA

Morken Group provee las soluciones tecnológicas más avanzadas para la industria del petróleo, gas, minería y energía.



PRESENTES EN 6 PAÍSES DE LATINOAMÉRICA

Bolivar 382 - 2° Piso - (C1066AAH) - Buenos Aires - Argentina

Tel: (5411) 43437576 - Email: info@morkengroup.com

www.morkengroup.com



La Argentina está en condiciones de desarrollar estratégicamente sus recursos de petróleo y gas. A medida que se complejizan las operaciones, la interacción técnica de operadoras, empresas y del ámbito académico ganan importancia. La coordinación de acciones de los estados, de operadoras, empresarios, trabajadores y otros actores involucrados en esta actividad es vital.

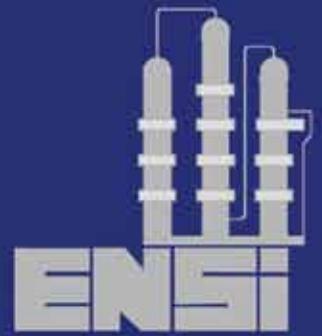
El evento se caracterizó por la generosidad de los par-



ticipantes que compartieron sus conocimientos de forma desinteresada, también se deben destacar las empresas que alentaron su difusión y acompañaron el evento, y a los colaboradores que hicieron que el 7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas sea recordado de una manera muy positiva.

Dada la riqueza técnica del material generado en este Congreso, durante este año utilizaremos las publicaciones –en la medida que los autores liberen la confidencialidad–, para nutrir las reuniones mensuales que programaremos sobre temas específicos de intercambio de conocimiento y debate que generaremos para las empresas asociadas al IAPG.

El país necesita incrementar la producción y las reservas para que nuestra industria sea, sin ninguna duda, uno de los pilares del crecimiento económico. Estamos muy satisfechos porque este evento estuvo enfocado en esa dirección.



Empresa Neuquina de Servicios de Ingeniería



Al servicio de la industria

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



Optimización de espaciamiento entre pozos mediante la utilización de trazadores. Aplicación en PAD

Por **Adrián Giachino**, **Sebastián Olmos** (Tecpetrol); **Zaque Araujo** (UERJ) y **Sebastián Basualdo** (Tracerco)

Este trabajo fue premiado como 1º Mejor Trabajo Técnico del 7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, realizado por el IAPG en noviembre de 2019 (Mar del Plata).

Las nuevas tecnologías pueden ayudar a comprender los comportamientos del reservorio, entre ellos, el uso de trazadores químicos líquidos de gas, petróleo y agua, que permitirán comprender mejor el sistema reservorio, estimulación y PAD.

En un PAD con pozos horizontales y con multifracturas que navegan dentro de una formación no convencional, como el *shale*, surgen varios interrogantes:

- ¿Qué etapas son las que están produciendo?
- ¿Cuál es el porcentaje de contribución de cada una a la producción total?
- ¿Qué porcentaje del agua producida es inyectada?

La utilización de nuevas tecnologías puede ayudarnos a comprender los comportamientos del reservorio y, en este sentido, el uso de trazadores químicos líquidos de gas, petróleo y agua nos permitirá comprender mejor el sistema reservorio, estimulación y PAD.

Comprender el proceso de limpieza en los pozos de *shale gas* de forma de garantizar su optimización a lo largo de su vida es todo un desafío, por ello es importante conocer el proceso en todas las etapas donde se encuentra la zona de interés.

La limpieza de los pozos del PAD durante el *flowback* y la cronología de apertura de chokes en un pozo de gas fueron analizados con la utilización de trazadores específicos e individuales diseñados para acompañar la fase gas.

Este trabajo presenta el estudio de caso de un PAD de tres pozos de gas horizontales no convencionales perforados en la formación Vaca Muerta. Debido a cuestiones operativas, en dos de los pozos se trazaron 3 etapas de 20 en cada uno y, en el tercero, 19 etapas de 20. En cada una de las etapas trazadas se utilizaron trazadores de agua, de agua global y de gas, todos diferentes entre sí.

Se evaluó la limpieza del pozo en relación con la en-

trada en producción de cada una de las etapas estimuladas hidráulicamente en el tiempo y se verificaron los comportamientos ante los cambios de orificio del choke.

Los trazadores utilizados, tanto para la fase gas como para la fase agua, permitieron identificar el proceso gradual de entrada en producción de las zonas del pozo de interés y ayudaron a entender cómo las diferentes variables operativas influyen en la dinámica de limpieza de las distintas etapas.

Introducción

La cuenca neuquina, una de las mayores productoras de hidrocarburos en la porción austral de América del Sur, está localizada al este de los Andes, en el norte de la Patagonia. Cubre un área de más de 120.000 km² en el oeste central de la Argentina y contiene un registro estratigráfico de 6.000 m de espesor, con edades que van desde el Triásico al Paleógeno (Vergani *et al.*, 1995).

El Campo Fortín de Piedra hoy es el principal productor de gas natural en la Argentina y se considera un proyecto emblemático para el desarrollo de los recursos no convencionales de la Argentina. Vaca Muerta es una formación sedimentaria depositada en un mar de edad jurásica, que cubre casi en su totalidad el subsuelo de la cuenca neuquina, a profundidades que varían entre los 2000 m y 3000 m (Figura 1).

En este informe se muestran los resultados y las conclusiones de un estudio de trazadores de gas y de agua inyectados en un PAD de tres pozos perforados en un mismo intervalo de navegación de Vaca Muerta. Además de identificar la contribución relativa de gas y el *flowback* de agua etapa por etapa, reconocer las etapas más productivas y

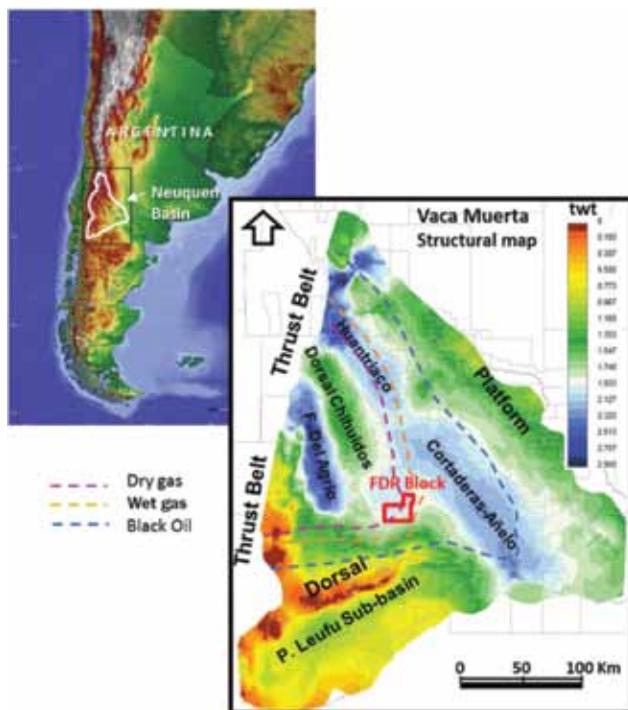


Figura 1. Ubicación de Fortín de Piedra (FDP) Block en la cuenca neuquina. Se pueden observar los límites de las ventanas de hidrocarburos para el gas seco, el gas húmedo y el petróleo.

observar la comunicación entre estos pozos, los resultados observados contribuyeron a comprender mejor y avanzar en la búsqueda del espaciamiento óptimo entre pozos.

Referencias y antecedentes

La inyección de trazadores químicos por la compañía Tracerco en la formación Vaca Muerta se vienen utilizando como una importante metodología para identificar y cuantificar contribuciones de HC y agua, muchos trabajos ya fueron publicados con el titulado *The Design and Implementation of Multiple Tracer Program for Multifluid, Multiwell Injection Projects* (Wagner, Baker, Gordon, Scott, 1974).

Inyección de trazadores

Descripción de la operación

El trazador de agua se inyecta directamente en la tolva y se aplica a lo largo de toda la estimulación a una concentración constante.

Se utilizaron bombas peristálticas de alta precisión para controlar el caudal de trazador de agua a lo largo del trabajo. El caudal es ajustado para garantizar la concentración constante de trazador en el fluido de estimulación bombeado.

El trazador en base hidrocarburo se inyecta en la entrada (baja presión) de los camiones de fractura.

Una cantidad fija de trazador de base hidrocarburo (petróleo o gas) se comienza a bombear junto con la arena en los primeros dos tercios del tratamiento. Esto se hace de la misma manera en todas las etapas para que la comparación sea efectiva.

Debido al modo como se inyectan los trazadores, interpretamos que los trazadores de agua estarán distribuidos en toda el área alcanzada por la fractura hidráulica, mientras que los trazadores de hidrocarburos estarán solo en la parte de la fractura que fue alcanzada por el propano.



Descripción técnica

Este trabajo se realizó en un PAD de tres pozos horizontales navegados en un mismo intervalo de Vaca Muerta. Los pozos tienen ramas laterales de 1500 m de longitud completadas con 20 etapas de fractura (el pozo del medio tiene 19 etapas debido a que la etapa 5 no se pudo realizar por problemas operativos).

En el pozo central se inyectó un trazador global de agua (mismo trazador en todas las etapas) y trazadores individuales de agua y gas en cada etapa. Se inyecta un trazador diferente en cada etapa, en algunos casos dos etapas comparten un mismo trazador, debido a la cantidad de trazadores disponibles.

Pozo A		Tracer time		Tracer ID		
Date	Stage	Start	Finish	Gas	Water	Global Water
-	1	-	-	-	-	W-01
-	2	-	-	-	-	W-01
7/6/17	3	22:20	23:25	G-02	W-05	W-01
-	4	-	-	-	-	W-01
-	5	-	-	-	-	W-01
-	6	-	-	-	-	W-01
-	7	-	-	-	-	W-01
-	8	-	-	-	-	W-01
-	9	-	-	-	-	W-01
16/6/17	10	15:00	16:25	G-09	W-12	W-01
-	11	-	-	-	-	W-01
-	12	-	-	-	-	W-01
-	13	-	-	-	-	W-01
-	14	-	-	-	-	W-01
-	15	-	-	-	-	W-01
-	16	-	-	-	-	W-01
22/6/17	17	15:45	16:48	G-13	W-18	W-01
-	18	-	-	-	-	W-01
-	19	-	-	-	-	W-01
-	20	-	-	-	-	W-01

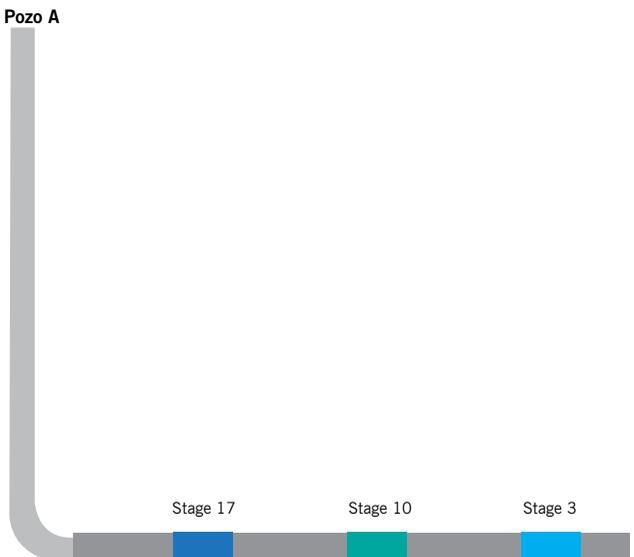


Figura 2. Tiempos de inyección y ubicación de trazadores en el pozo A.



LOCKWOOD

Committed to preventing energy loss.

INTERNATIONAL WELL CONTROL SERVICES

SAFE WELL PROGRAM

Risk Management Program

Los Servicios de **SAFE WELL** son para PREVENIR incidentes de well control, son rutinarios y no emergencias.

SAFE WELL es una comprobada combinación de **tres elementos fundamentales**:

- La **capacitación y formación profesional**, con el correspondiente seguimiento periódico.
- Las **inspecciones, relevamientos y auditorias** del estado del equipamiento montado en los pozos.
- El **Plan de Contingencias para Blowouts**, para controlar ordenadamente el evento.

El Programa **SAFE WELL** reforzará todos los controles de well control implementadas en su compañía para lograr operaciones más seguras y confiables.

Los mejores resultados se obtienen estableciendo una frecuencia de seguimientos periódicos:

- **De las personas** para la comprobación de la continua aplicación de los conocimientos.
- **De los pozos y equipos de torre** con relevamientos, inspecciones y/o auditorias del estado de las bocas de pozos con su equipamiento de control de surgencias durante la perforación y posteriores intervenciones. Incluye también el estado de las instalaciones de los pozos en producción como así las cabezas de los pozos a abandonar.



Pozo B		Tracer time		Tracer ID		
Date	Stage	Start	Finish	Gas	Water	Global Water
6/6/17	1	14:40	15:41	G-01	W-04	W-03
7/6/17	2	14:12	15:18	G-01	W-01	W-03
8/6/17	3	8:35	9:32	G-04	W-07	E-03
9/6/17	4	3:18	4:30	G-04	W-07	W-03
-	5	-	-	-	-	-
11/6/17	6	8:31	9:52	G-06	W-09	W-03
11/6/17	7	0:10	1:40	G-05	W-08	W-03
22/6/17	8	15:55	17:22	G-05	W-08	W-03
15/6/17	9	20:15	21:40	G-07	W-10	W-03
16/6/17	10	20:10	21:35	G-07	W-13	W-03
18/6/17	11	17:45	18:58	G-10	W-14	W-03
19/6/17	12	9:15	10:17	G-10	W-14	E-03
20/6/17	13	3:20	4:45	G-11	W-15	W-03
20/6/17	14	21:40	23:05	G-11	W-16	W-03
21/6/17	15	16:10	17:24	G-12	W-17	W-03
22/6/17	16	9:20	10:33	G-12	W-17	W-03
23/6/17	17	0:50	2:55	G-15	W-20	W-03
23/6/17	18	18:45	19:51	G-15	W-21	W-03
24/6/17	19	12:11	13:20	G-16	W-22	W-03
25/6/17	20	4:44	6:09	G-16	W-23	W-03

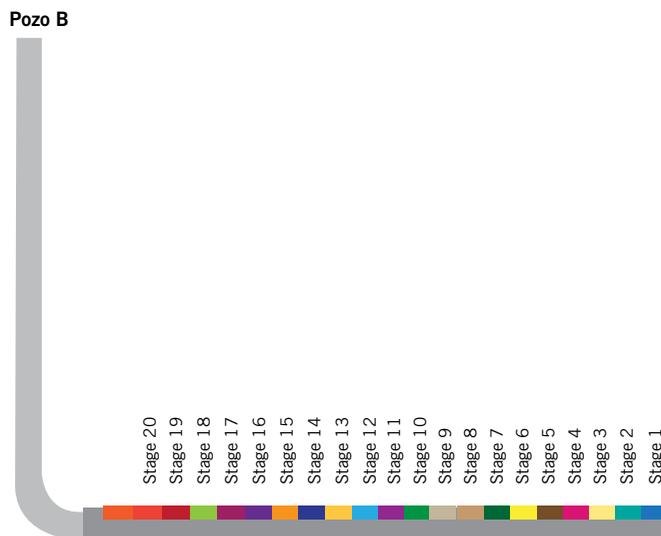


Figura 3. Tiempos de inyección y ubicación de trazadores en el pozo B.

En los pozos de los extremos (pozos A y C) se inyectó un trazador global de agua (mismo trazador en todas las etapas del pozo) y trazadores individuales de agua y gas en tres etapas de cada pozo, etapas 3, 10 y 17, respectivamente.

Luego, durante la etapa de producción se tomaron muestras de agua y gas de los tres pozos durante un período de unos 4 meses desde la puesta en marcha del PAD.

A continuación, se presenta un detalle de la operación en los tres pozos donde se realizaron las inyecciones de trazadores químicos líquidos.

Pozo A

- Las etapas 3, 10 y 17 fueron marcadas con trazadores individuales de agua y gas y, todas las etapas de este pozo fueron marcadas con el trazador global.
- Se tomaron 46 muestras de agua y 47 muestras de gas (Figura 2).
- Agua: 30/7/2017 al 22/11/2017.
- Gas: 30/7/2017 al 21/11/2017.

Pozo B

- Las 19 etapas de este pozo fueron marcadas con trazadores individuales de agua y gas y con el trazador global.
- Se tomaron 45 muestras de agua y 44 muestras de gas (Figura 3).
- Agua: 12/8/2017 al 18/11/2017.
- Gas: 12/8/2017 al 18/11/2017.

Pozo C

- Las etapas 3, 10 y 17 fueron marcadas con trazadores individuales de agua y gas y todas las etapas de este pozo fueron marcadas con el trazador global (Figura 4).
- Se tomaron 47 muestras de agua y 45 muestras de gas.
- Agua: 5/8/2017 al 10/11/2017.
- Gas: 5/8/2017 al 31/10/2017.

Pozo C		Tracer time		Tracer ID		
Date	Stage	Start	Finish	Gas	Water	Global Water
-	1	-	-	-	-	W-02
-	2	-	-	-	-	W-02
8/6/17	3	3:20	4:34	G-03	W-06	W-02
-	4	-	-	-	-	W-02
-	5	-	-	-	-	W-02
-	6	-	-	-	-	W-02
-	7	-	-	-	-	W-02
-	8	-	-	-	-	W-02
-	9	-	-	-	-	W-02
16/6/17	10	8:15	9:40	G-08	W-11	W-02
-	11	-	-	-	-	W-02
-	12	-	-	-	-	W-02
-	13	-	-	-	-	W-02
-	14	-	-	-	-	W-02
-	15	-	-	-	-	W-02
-	16	-	-	-	-	W-02
22/6/17	17	30:30	21:55	G-14	W-19	W-02
-	18	-	-	-	-	W-02
-	19	-	-	-	-	W-02
-	20	-	-	-	-	W-02

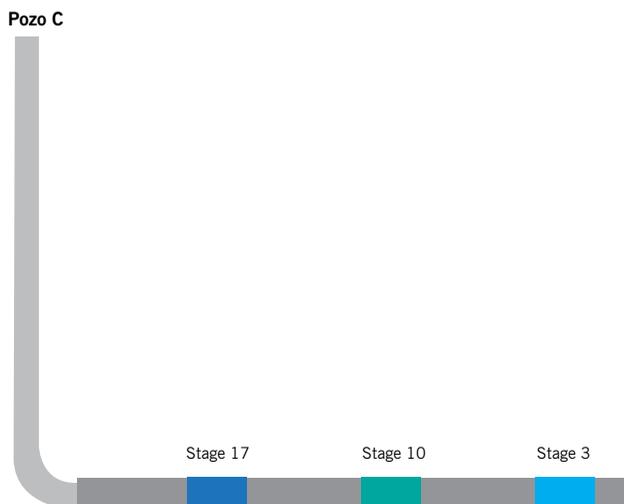


Figura 4. Tiempos de inyección y ubicación de trazadores en el pozo C.

Water tracer production log, in % of total flow

Graph shows 45 samples from 12/08 to 18/11

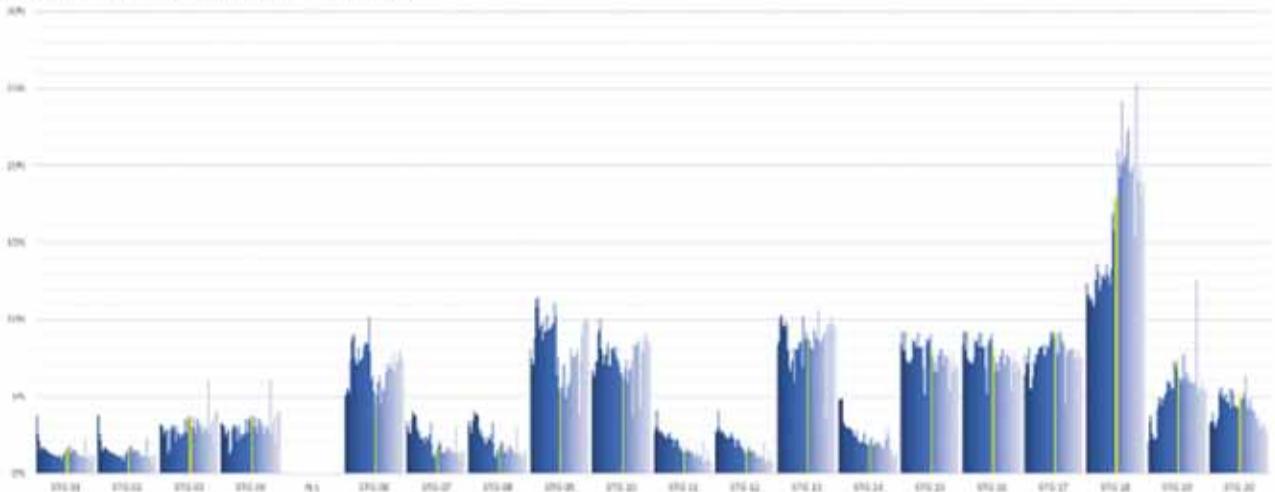


Figura 5. Gráfico del % contribución de agua de cada etapa en el período estudiado para el pozo B.

Resultados en el pozo B (pozo del medio)

Resultados de agua

Como se mencionó, las 19 etapas de este pozo fueron marcadas con trazadores individuales de agua y con trazador global.

En la figura 5 se observa el aporte relativo de agua estimado de cada etapa a partir de la concentración de cada trazador individual de agua detectada en las muestras de

agua analizadas de este pozo. Para cada etapa, las diferentes barras indican la concentración del trazador individual de esa etapa medida en las sucesivas muestras analizadas.

Resultados de gas

Las 19 etapas de este pozo fueron marcadas con trazadores individuales de gas.

De la misma manera que para el caso del agua, en la figura 6 se observa el aporte relativo de gas de cada etapa

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

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

Antares Naviera

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

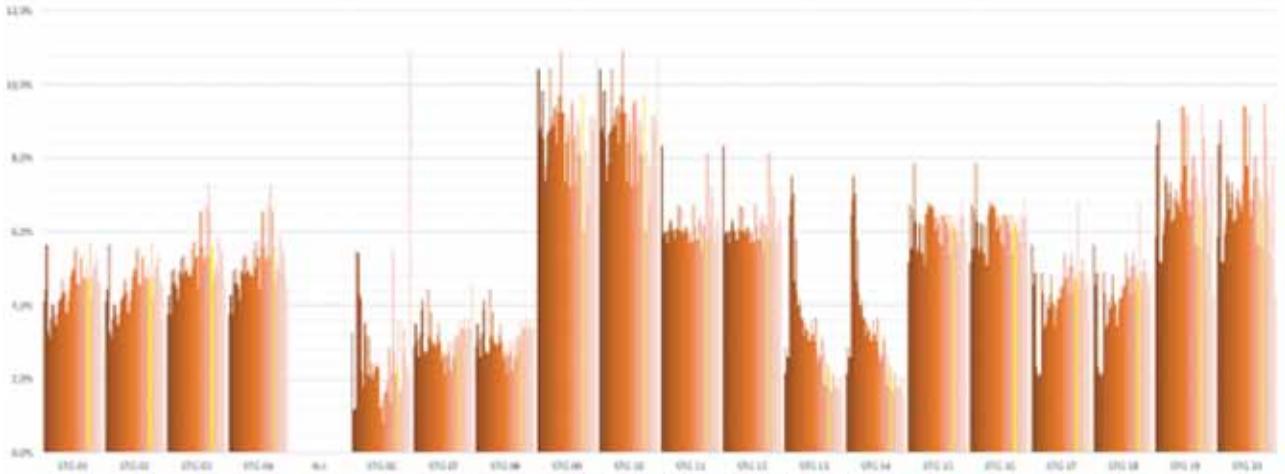


Figura 6. Gráfico del % contribución de gas de cada etapa en el período estudiado para el pozo B.

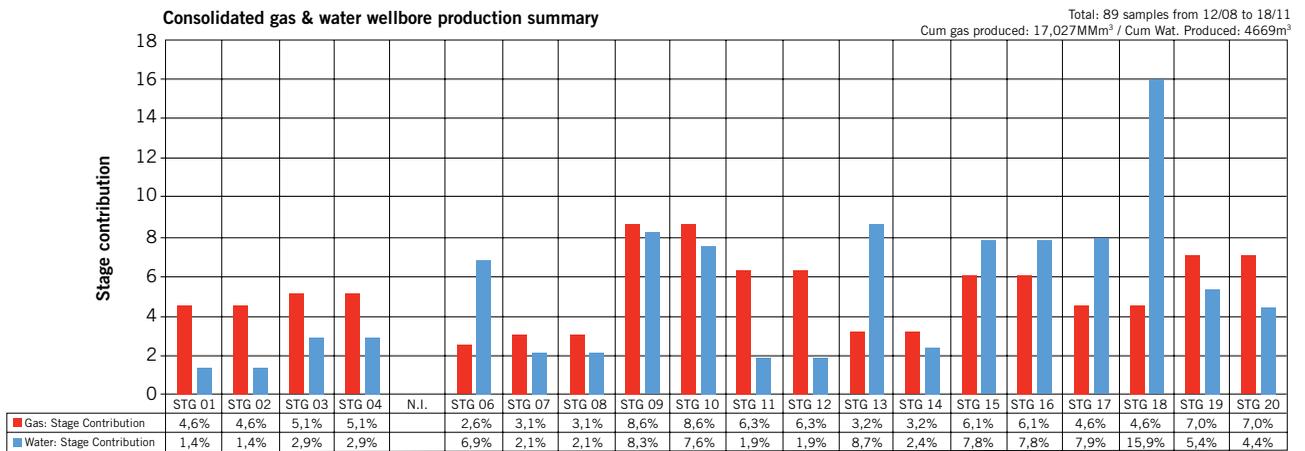


Figura 7. Resultado comparativo de la producción de agua y gas % para el pozo B.

estimado a partir de la concentración de cada trazador individual de gas detectada en las muestras de gas analizadas.

En la figura 7 se observa que no hay una relación directa entre la producción de agua y de gas y que el aporte de gas por etapa es mucho más homogéneo a lo largo del pozo comparado al agua.

Resultados de interferencias y comunicación entre pozos

Los tres pozos fueron abiertos secuencialmente. Se tomaron muestras de agua y gas de los tres pozos durante los primeros 4 meses de producción, luego fueron analizadas en laboratorio para identificar la producción de los trazadores inyectados. Se observó comunicación entre los pozos tanto mediante la detección de trazadores de un pozo en las muestras de pozos vecinos como por la comunicación de presión medida con sensores de fondo.

Interferencias de agua
Resultados de interferencias con trazadores globales de agua

En las figuras 8, 9, 10 y 11 se presentan los resultados observados de los trazadores de agua.

En la figura 8 se muestra la producción total del trazador global inyectado en cada pozo, detectada en las muestras del propio pozo y de los pozos vecinos. El trazador global de cada pozo fue detectado en las muestras de los pozos vecinos observándose comunicación incluso entre los pozos extremos del PAD.

La mayor cantidad observada en el pozo A de los trazadores globales inyectados en los pozos B y C puede tener

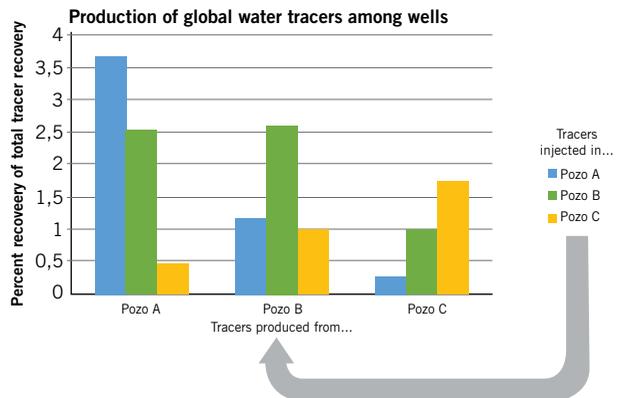


Figura 8. Interferencias con trazadores globales.



SOMOS UNA EMPRESA DE SERVICIOS, CONSTRUCCIÓN Y PRODUCTOS ENFOCADA EN GAS, PETRÓLEO Y ENERGÍA ELÉCTRICA.

Exploramos nuevos mercados y oportunidades.

Trabajamos proactivamente con nuestros clientes.

Nos diferencia nuestra marca y nuestra gente.

Trabajamos en un marco de innovación y mejora continua.

Somos PECOM.

PECOM
GRUPO PEREZ COMPANC

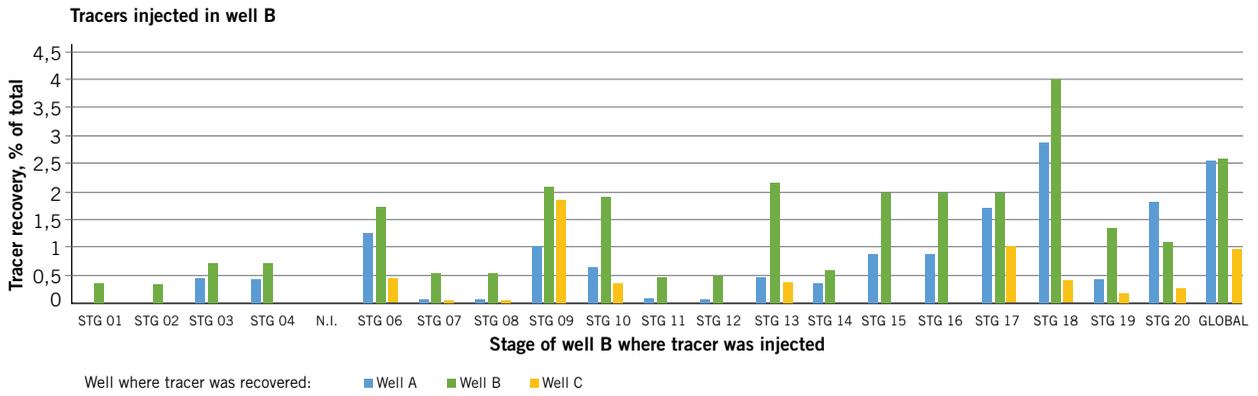


Figura 9. Interferencia de todos los trazadores de agua del pozo B.

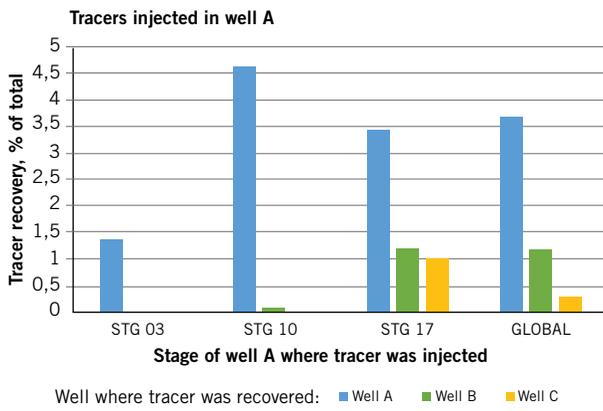


Figura 10. Interferencias de los trazadores de agua del pozo A.

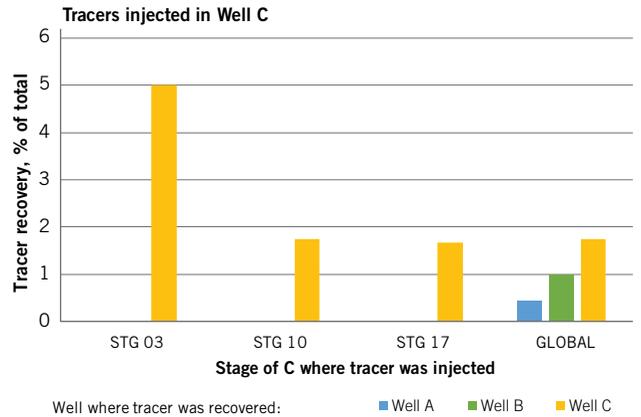


Figura 11. Interferencias de los trazadores de agua del pozo C.

como explicación la secuencia de inicio de producción de los pozos (el pozo A fue el primero en abrirse).

Resultados de interferencias con trazadores individuales de agua del pozo B

En la figura 9 se muestra la cantidad recuperada del trazador individual de agua inyectado en cada etapa del pozo central, en el propio pozo y en los pozos vecinos. De la misma forma que con trazadores globales, hay una fuerte comunicación de los trazadores individuales inyectados en el pozo B hacia los pozos vecinos. Si bien, la mayoría de los trazadores fueron detectados en los pozos vecinos se observa que la comunicación es más evidente en algunas etapas destacándose el *heel en el pozo A*.

Interferencia de los pozos A y C con los pozos vecinos

En las figuras 10 y 11 se muestran la cantidad recuperada de los trazadores individuales y trazador global inyectados en los pozos de los extremos del PAD. A pesar de haberse observado comunicación entre los pozos mediante el trazador global, muy pocos trazadores individuales fueron detectados en los pozos vecinos.

En la figura 10 se muestran las producciones de los trazadores de agua inyectados en el pozo A en el propio pozo y en los pozos vecinos.

En la figura 11 se muestran las producciones de los trazadores de agua inyectados en el pozo C en el propio pozo y en los pozos vecinos.

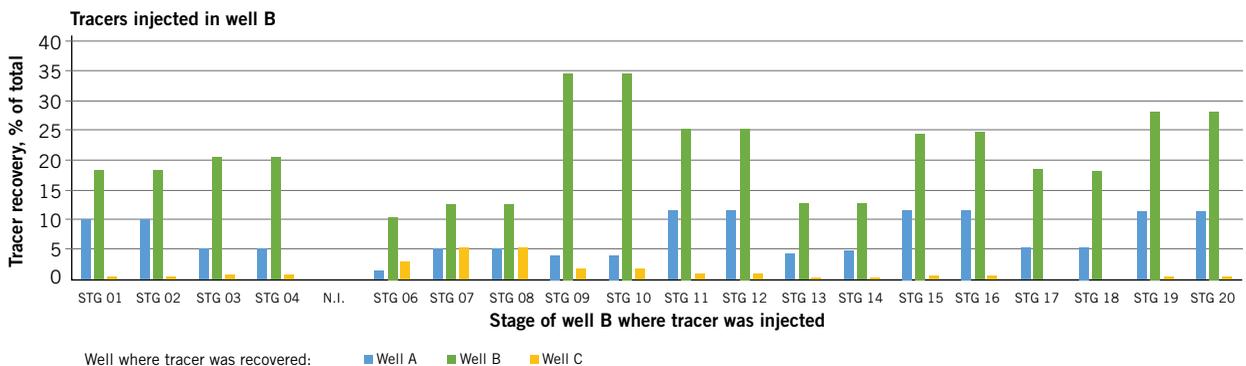


Figura 12. Trazadores inyectados en el pozo B.

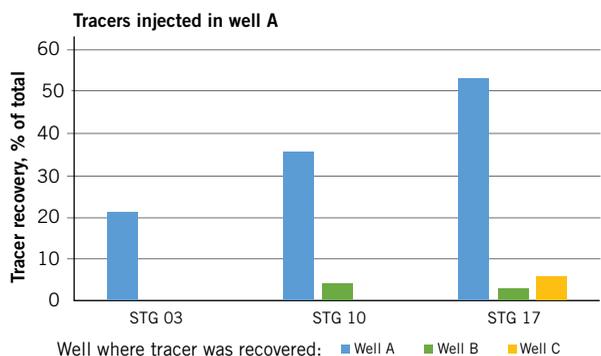


Figura 13. Trazadores inyectados en el pozo A.

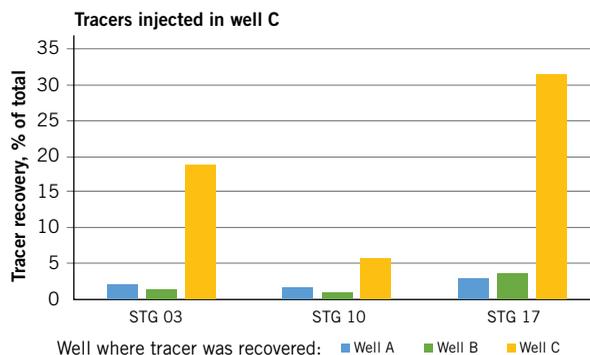


Figura 14. Trazadores inyectados en el pozo C.

Interferencias de gas

En las figuras 12, 13 y 14 se presentan los resultados observados de los trazadores de gas.

Interferencia del pozo B con los pozos vecinos

En la figura 12 se muestra la cantidad recuperada del trazador individual de gas inyectado en cada etapa del pozo central (pozo B) en el propio pozo y en los pozos vecinos. Si bien la mayoría de los trazadores fueron detectados en los pozos vecinos, se observa que la comunicación es más evidente en algunas etapas. También se observa que se recupera mayor cantidad de los trazadores del pozo B en el pozo A (primer pozo del PAD en ponerse en producción) que en el pozo C.

Interferencia de los pozos A y C con los pozos vecinos

En las figuras 13 y 14 se muestra la cantidad recuperada de los trazadores individuales de gas inyectados en

los pozos de los extremos del PAD. Se observa una mayor comunicación desde el pozo C hacia el pozo A, esto puede estar relacionado con la secuencia de apertura.

Evolución de la concentración de trazadores en la producción en función de la secuencia de apertura

Los pozos de este PAD se abrieron en forma secuencial y resulta llamativa la evolución de trazador detectado en función de la secuencia de apertura de los pozos. La evolución de la concentración de trazadores de los pozos detectada en los pozos vecinos según la secuencia de apertura de estos contribuyeron a comprender mejor ubicación del propante dentro de la red de fracturas generada y a validar el espaciamiento entre los pozos a pesar de la comunicación detectada mediante trazadores y presión de fondo.

En la figura 15 se muestra la evolución de la concentración promedio de trazador de gas inyectado en el pozo



Gas rate of the pad wells and presence of gas tracers from well B in samples collected at wells A and B

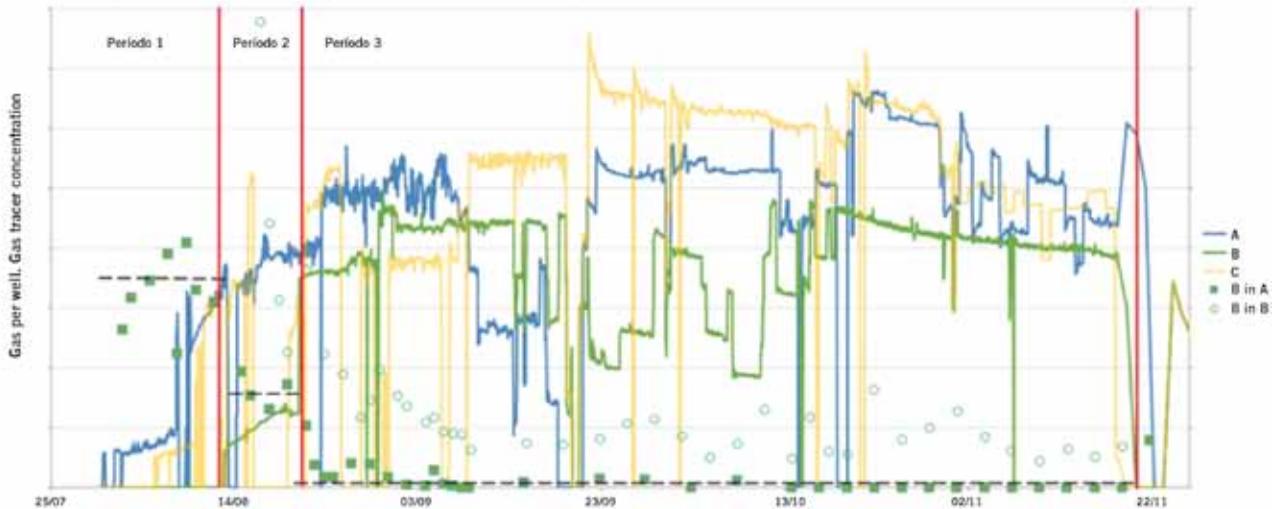


Figura 15. Trazadores de gas inyectados en el pozo B detectados en los pozos A y B.

central, detectada en el propio pozo y en el pozo A que fue el primer pozo del PAD en ponerse en producción. Inicialmente, el trazador de gas es detectado en el pozo A mientras los otros pozos están cerrados (período 1 en la figura). Cuando el pozo B se pone en producción (período 2 en la figura), se reduce la cantidad de trazador detectado en el pozo A y comienza a recuperarse el trazador en las muestras del pozo B. Finalmente, cuando ambos pozos producen caudales parecidos (período 3 en la figura) deja de detectarse el trazador de gas en el pozo A y aumenta la concentración detectada en el pozo B. Algunos meses después, al cerrar el pozo B, vuelve a detectarse trazador en el pozo A.

Cuando analizamos el comportamiento de los trazadores de agua inyectados en el pozo B, inicialmente se detecta trazador en el pozo A cuando es el único pozo del PAD en producción, pero en este caso se sigue detectando trazador del pozo B en el pozo A aun cuando se ponen en producción los otros pozos del PAD (Figura 16).

Interpretación de los resultados

Tanto por los datos de presión como de trazadores identificamos que las redes de fracturas de los tres pozos están comunicadas entre sí. Al abrir el primer pozo (pozo A), el flujo se da desde la red de fracturas hacia este pozo. Cuando se abre el pozo del medio (pozo B), los pozos A y B van a competir por producir los fluidos que se encuentran en la porción de la red de fracturas comprendida entre ambos y va a haber una parte donde el flujo se da hacia el pozo A y en otra hacia el B. Cuando ambos pozos produzcan con caudales similares, la línea divisoria del flujo hacia A o B se va a dar aproximadamente en la mitad del espaciamiento entre ambos pozos y en esta situación cada pozo estaría drenando su box.

En la figura 17 se muestra esta situación en los pozos.

Como se mencionó el trazador de agua se encontraría distribuido en la totalidad de la red de fracturas generada,

Gas rate of the pad wells and presence of global water tracers from well B in samples collected at wells A and B

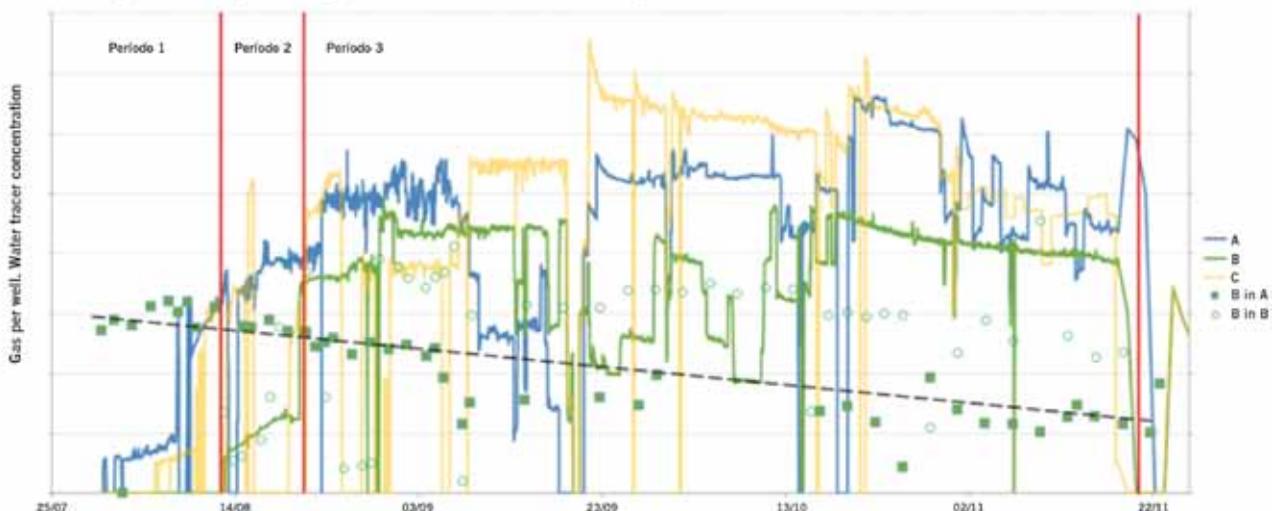


Figura 16. Trazador global de agua inyectado en el pozo B detectado en los pozos A y B.

MINDS OF ENGINEERS. PIONEERS AT HEART.

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

wintershalldea.com



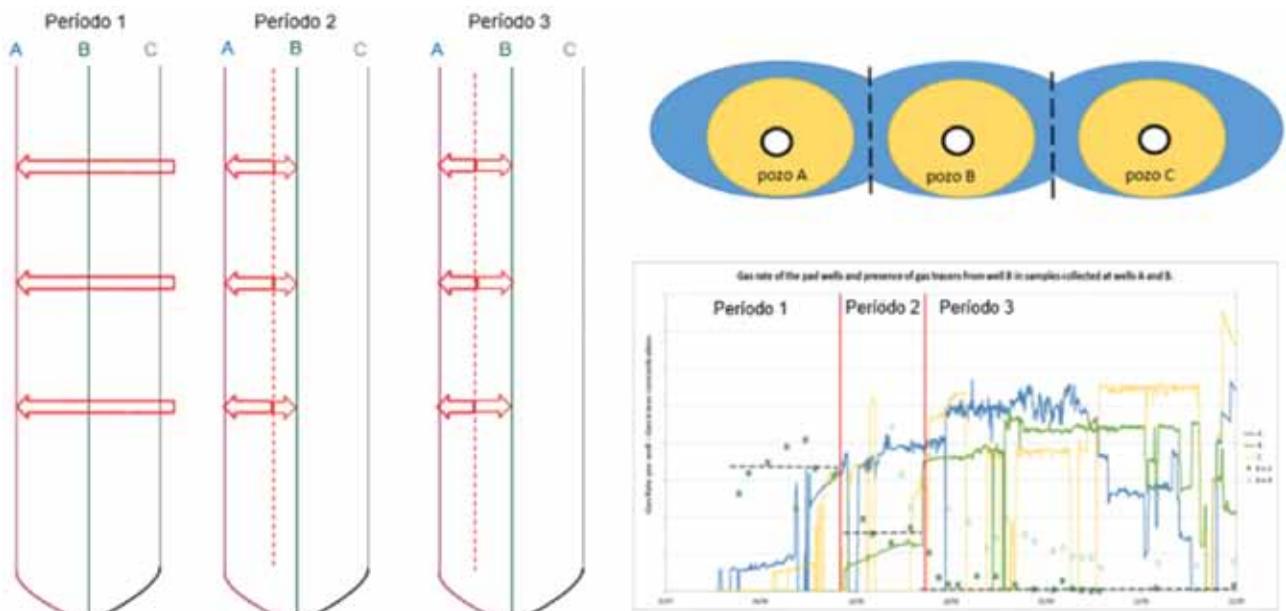


Figura 17. Esquema del flujo dentro de la red de fracturas.

mientras que el trazador de gas solamente en la parte alcanzada por el propante.

El hecho de detectar el trazador de gas del pozo B en el pozo A cuando el pozo B está cerrado o con bajo caudal, pero que deja de detectarse al producir ambos pozos a caudales similares nos permite inferir que el propante del pozo B estaría mayoritariamente ubicado dentro del box del pozo hasta la mitad del espaciamiento entre ambos. Asumiendo que la mayor parte de los recursos del pozo serán producidos cerca de las zonas de la red de fracturas alcanzadas por propante, estos resultados confirman que el espaciamiento entre los pozos no es demasiado cercano a pesar de tener las redes de fracturas de los tres pozos conectadas.

En el caso de los trazadores de agua, el comportamiento indicaría que las fracturas hidráulicas crecen más allá del box del pozo y se sigue detectando trazador del pozo B en el pozo A aun cuando ambos pozos producen a caudales similares y cada uno se encuentra drenando su box (Figura 16).

Conclusiones

El trabajo realizado permitió medir el aporte relativo de cada etapa e identificar la comunicación entre las redes de fracturas de los pozos.

La secuencia de apertura y cambio de orificios de los pozos tiene un impacto significativo en la concentración de trazador detectada en las muestras principalmente de gas obtenidas durante el ensayo.

El comportamiento de la concentración de trazador en función de esta secuencia de apertura y cambio de orificio nos permitió concluir que la fractura hidráulica crece más allá de los límites del box del pozo para el espaciamiento adoptado, pero que la parte de la red de fracturas que es alcanzada por el propante se encuentra mayoritariamente dentro del box del pozo.

En base a lo anterior se concluye que las ramas de los

pozos no están demasiado cerca entre sí, a pesar de que se observa comunicación entre las redes de fracturas de tres los pozos detectada en este estudio y ratificada con los datos de presión.

Referencias

- Acevedo, H. y A. Bande, 2018, *Characterization of lower Vaca Muerta at Fortín de Piedra in Neuquén Basin, Argentina*, SEG - Special Section: Latin America.
- Vergani, G. D., A. J. Tankard, H. J. Belotti y H. J. Welsink, 1995, *Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquen Basin, Argentina*, in A. J. Tankard, R. Suárez Soruco, H. J. Welsink, eds., *Petroleum basins of South America*: AAPG Memoir 62, 383-402.
- Wagner, O. R., L. E. Baker, R. S. Gordon y R. Scott, 1974, *The Design and Implementation of Multiple Tracer Program for Multifluid, Multiwell Injection Projects*, Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 6-9 October, Houston, Texas, <https://doi.org/10.2118/5125-MS>.



PONER LO MEJOR ES EXPANDIR NUESTRA REFINERÍA PARA SEGUIR CRECIENDO.

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

Estimulación hidráulica de pozos verticales y horizontales en el desarrollo de un yacimiento de baja permeabilidad en Cuenca Austral

Por **Mariano Bruzzon**, **Andrés Cremonini**, **Florencia Melendo** y **José Vega Sainz** (CGC)

Se presentan las experiencias en terminación y estimulación de pozos durante el desarrollo del yacimiento Campo Indio (Fm. Magallanes Inferior) ubicado en la Cuenca Austral. El reservorio se encuentra a 1400 m de profundidad y tiene un espesor permeable de entre 10 m y 20 m.

Este trabajo fue premiado como 2° Mejor Trabajo Técnico del 7° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, realizado por el IAPG en noviembre, 2019 (Mar del Plata).

El Yacimiento Campo Indio se encuentra en la Cuenca Austral a 150 km hacia el noroeste de la ciudad de Río Gallegos (Figura 1). Comenzó su desarrollo en los años noventa con la producción de petróleo en la Forma-

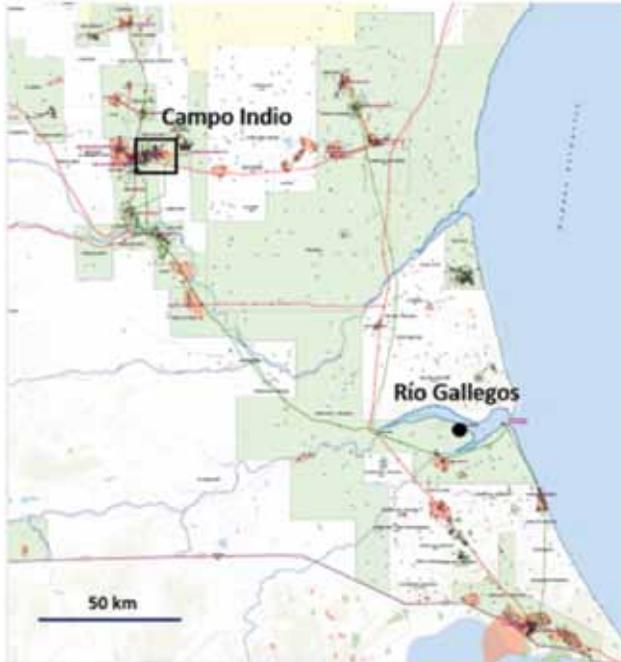


Figura 1. Mapa de la ubicación del yacimiento Campo Indio.

ción Springhill a 3000 m de profundidad. El desarrollo de la Formación Magallanes Inferior se inició en 2001.

La acumulación es una estructura monoclinnal con baja inclinación hacia el sur y entrapamiento estratigráfico. En la figura 2 se muestra el mapa estructural en el cual también se incluye el yacimiento Campo Boleadoras ubicado al oeste de Campo Indio. El reservorio, denominado informalmente M1 tiene un espesor neto de entre 10 m y 20 m. Se trata de una arenisca glauconítica con una porosidad promedio de un 22%. En la figura 3 se muestra un perfil eléctrico típico. Detalles sobre las características geológicas de este yacimiento se documentaron en Ref1.

El reservorio se encontró saturado en gas y tuvo una presión inicial de 140 kg/cm². La temperatura fue de 81 °C. Según el estudio de PVT realizado sobre muestras del pozo CI-25, la presión de rocío es muy cercana a la inicial, lo que indica la posible presencia de condensado en el reservorio. Sin embargo, no pudo comprobarse un contacto gas-líquido en ningún pozo. La relación gas-condensado se mantiene aproximadamente en 20.000 m³/m³. El área del reservorio está delimitada por una pérdida de propiedades petrofísicas de la capa M1.

Según la calidad del reservorio, el yacimiento se divide arealmente en las zonas Occidental, Oriental y Norte (Figura 4). La Zona Occidental tiene una buena permeabilidad de hasta 200 mD y fue desarrollada con 23 pozos verticales principalmente entre 2002 y 2011. La zona Oriental, don-

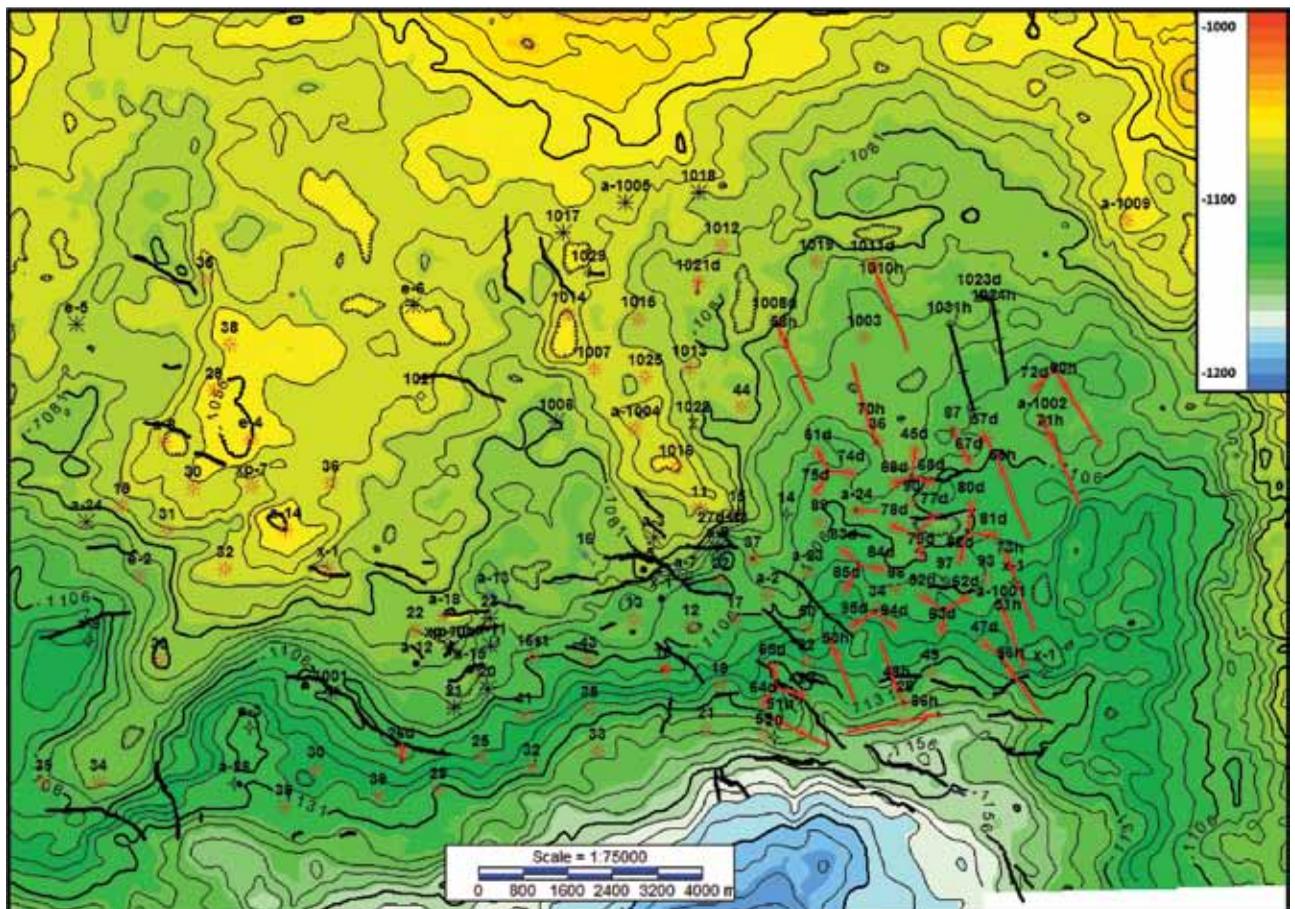


Figura 2. Mapa estructural al tope del reservorio M1.

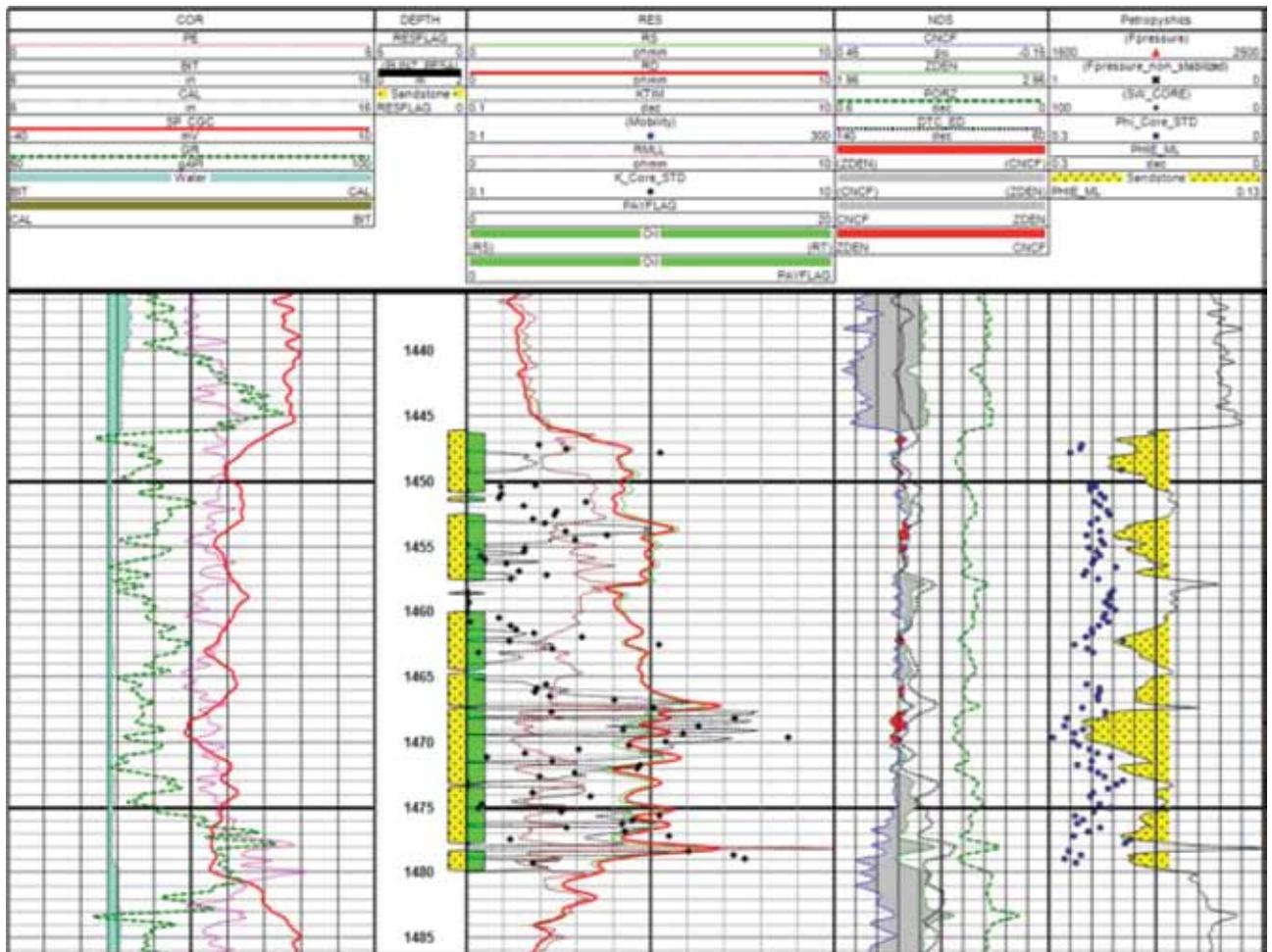


Figura 3. Perfiles eléctricos y datos de corona del pozo CI-28.

de se centran las experiencias de estimulación descritas en este trabajo, tiene una permeabilidad promedio menor que 1 mD. El desarrollo principal ocurrió desde 2017 con la perforación de 38 pozos verticales y 12 pozos horizontales hasta mediados de 2019. En la zona Norte, también desarrollada desde 2017, se perforaron 17 pozos verticales y un horizontal. Esta última zona, alterna pozos con muy buen espesor permeable con otros marginales o improductivos. En la figura 5 se muestra la historia de producción que refleja el incremento de producción de gas proveniente de los nuevos desarrollos.

La zona Oriental, de baja permeabilidad, se desarrolló con pozos verticales y desviados, entubados con cañería única (*monobore slimhole*). Hacia los bordes de menor espesor se perforaron pozos horizontales estimulados con fracturas múltiples.

Dadas las capacidades de las instalaciones disponibles, los pozos nuevos se captan inicialmente en media presión (Presión en boca de pozo - Pbp: 40 kg/cm² aprox.) y luego de algunos meses se pasan a baja presión (Pbp: 15 kg/cm² aprox.). Además de los controles de producción en baterías, algunos pozos se encuentran equipados con placa orificio. También pueden controlarse mediante separadores móviles de boca de pozo o mediante equipo ultrasónico.

Pozos verticales

La mayoría de los pozos verticales fueron entubados con cañería única (*monobore slimhole*) de diámetro 3 1/2" o de 2 7/8" cementada hasta la cañería guía (900 m). La mayor parte fueron desviados desde una locación compartida con otros pozos verticales desviados u horizontales. Tanto los punzados como la estimulación hidráulica y la posterior inducción con unidad de *coiled tubing* se realizó sin equipo de torre. Para la selección del diámetro de entubación se tuvo en cuenta la factibilidad de inyectar el tratamiento de fractura y el levantamiento de líquidos durante la posterior producción de gas. Luego de experimentar con ambos diámetros, se optó por continuar el desarrollo con el más pequeño (2 7/8"). Mayores detalles sobre la perforación y la terminación de los pozos pueden obtenerse en Ref. 2.

Los diseños de fractura fueron de entre 2500 y 3500 bolsas de agente de sostén y el fluido fue gel reticulado. Los diseños contemplaron un colchón de aproximadamente 25% del volumen total del tratamiento. En los casos en los que se diagnosticó alta eficiencia de fluido (mayor al 60%), se utilizó para el colchón gel lineal. La concentración máxima de agente de sostén fue de 7 u 8 ppg. Normalmente, se utilizó arena resinada en las últimas etapas para evitar la devolución del agente de sostén. Los punzados se

Aliado estratégico de Vaca Muerta y la energía del país



AESA es la contratista destacada a la hora de estructurar soluciones adaptadas a las necesidades de sus proyectos energéticos en Vaca Muerta. Con un amplio rango de productos y servicios que van desde Proyectos EPC, Ingeniería, Módulos de Procesos, Operación y Mantenimiento y Logística de Agua y Arena, hasta Monitoreo Inteligente con Drones, Servicios Ambientales y Perforación y Terminación de Pozos, AESA está contribuyendo a construir el desarrollo de la energía en la Argentina.

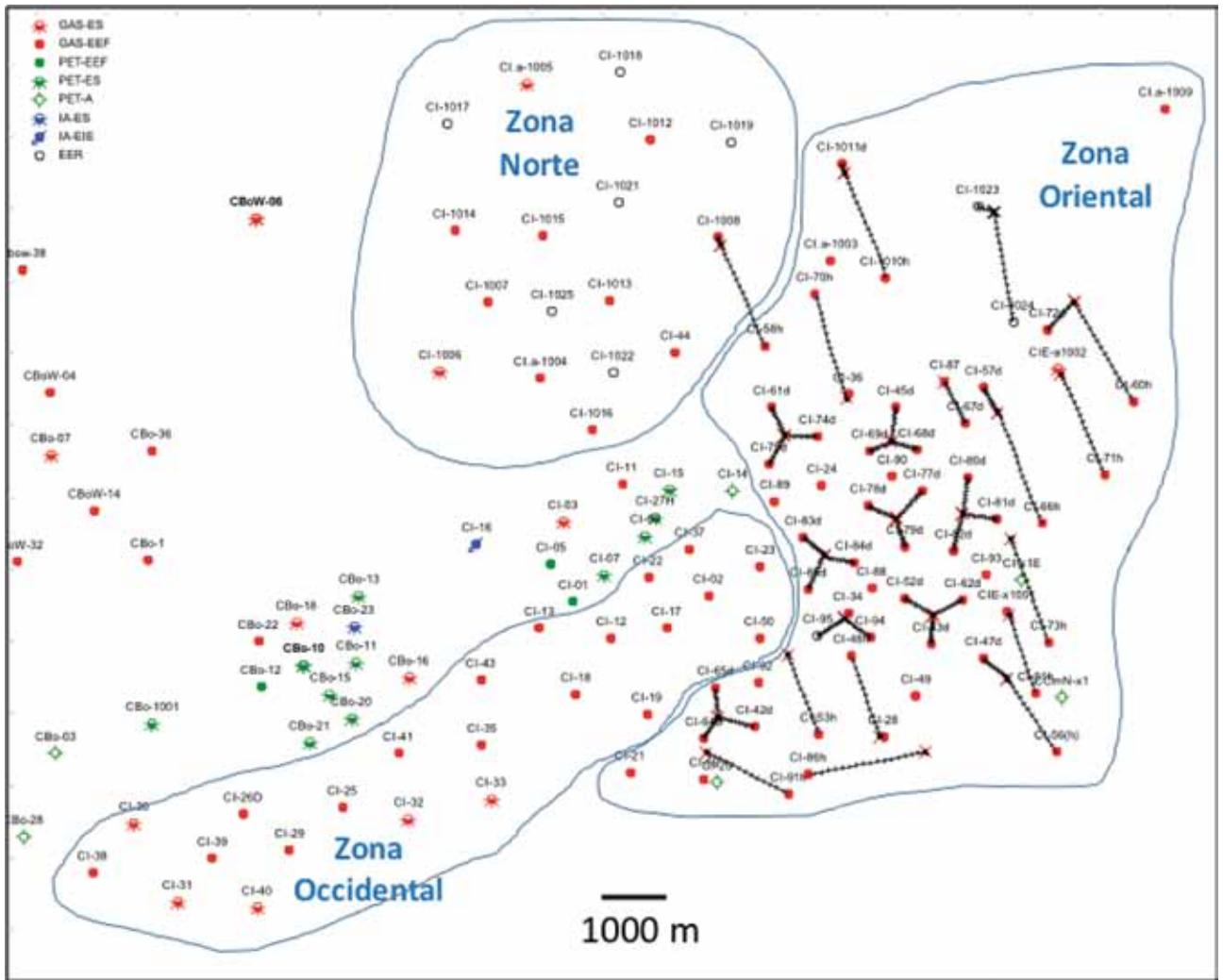


Figura 4. División del yacimiento en zonas según la calidad petrofísica del reservorio.

hicieron de 3 o 4 m, teniendo en cuenta la posición en la que se quiere iniciar la fractura y la velocidad de flujo en la cercanía del pozo que provoca devolución de arena. El

gradiente de fractura es de 0.6 psi/ft aproximadamente. La presión promedio de los tratamientos fue de unos 2500 psi y el caudal de inyección fue de entre 18 y 20 bpm. Este



Figura 5. Historia de producción de gas que muestra el impacto del desarrollo de las zonas Oriental y Norte a partir de 2017.

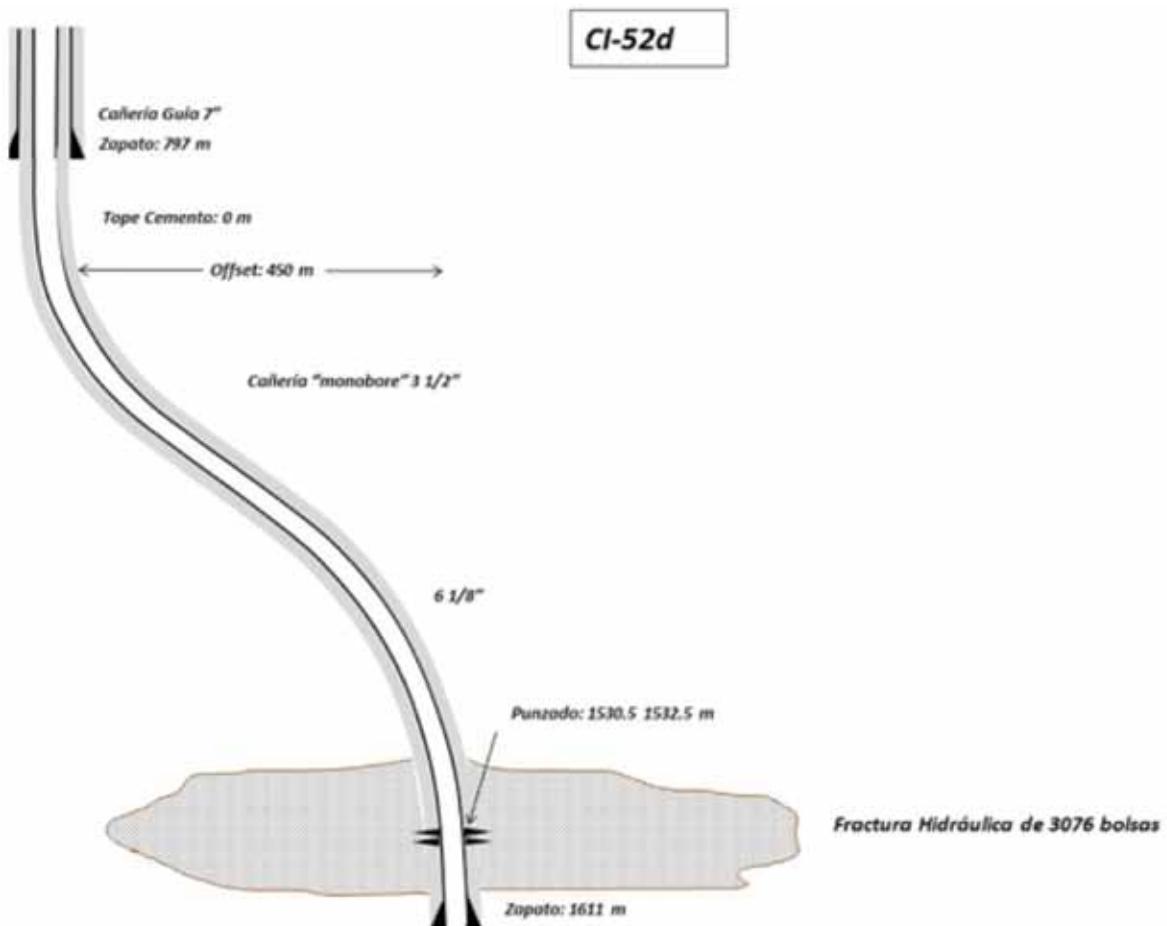


Figura 6. Esquema de pozos desviados *monobore slimhole*.

caudal se redujo hasta llegar a 14-16 bpm en los tratamientos más recientes.

Si bien el desarrollo más intenso de la zona de baja permeabilidad se realizó desde 2017, ya se contaba con anterioridad con seis pozos de delineación (CI-28, CI-34, CI-36, CI-49, CIE-1001, CIE-1002). Estos fueron estimulados con diseños de fractura de menor tamaño a lo ejecutado desde 2017.

Hasta la fecha se considera que los diseños de pozos con cañería única desviados desde locaciones compartidas permitieron un ahorro significativo en los costos de desarrollo del yacimiento y no presentaron desventajas. El hecho de no tener objetivos secundarios (solo se desarrolló el reservorio M1 de la Formación Magallanes) implica completar solo una capa durante la terminación, lo cual se realizó sin inconvenientes con la modalidad de terminación rigless.

En la figura 7 se muestran perfiles de producción típicos. Se observa menor declinación en el pozo CI-83d que se encuentra en una zona mayor espesor permeable. Un ejemplo de menor espesor es el resultado obtenido en el pozo CI-1003 que resulta económicamente marginal.

Evolución de los diseños de fractura en pozos verticales

Durante el desarrollo de la zona de baja permeabilidad (Oriental) se introdujeron variaciones en los diseños de fractura con el objetivo de aumentar la productividad,

reducir costos y lograr operaciones sin arenamientos prematuros y seguras.

Los ensayos previos a la fractura son “sin entrada”, esto hace imposible contar con datos de incremento de productividad prefractura *versus* posfractura.

Se incrementó sustancialmente el volumen de los tratamientos de estimulación hidráulica con respecto a lo que se habían realizado previo a 2017, en donde se utilizaban 50 sacos de agente de sostén por metro de capa a 120 sacos en promedio. Esto representó un incremento aproximado en total de bolsas de 500 a 3000. Se considera que este aumento significativo en el tamaño logró mejorar la productividad de los pozos. En la figura 8 se muestra el número de bolsas *versus* la productividad posfractura. Si bien la correlación es dispersa, se considera apreciable la mejora de productividad al variar el número de bolsas en las magnitudes antes descritas.

Puede observarse mejor correlación cuando se comparan propiedades petrofísicas del reservorio con la productividad alcanzada. Este parámetro resulta ser el más determinante en la productividad de los pozos. En el gráfico de la figura 9 se correlaciona la productividad posfractura con el espesor facies 1. Este parámetro resulta de discriminar los espesores del reservorio de mejores propiedades petrofísicas.

En cuanto a los caudales de bombeo, los primeros tratamientos fueron de 18 a 23 bpm. En algunos pozos se observó que a estos caudales se producían incrementos súbitos de presión durante el bombeo de concentraciones de

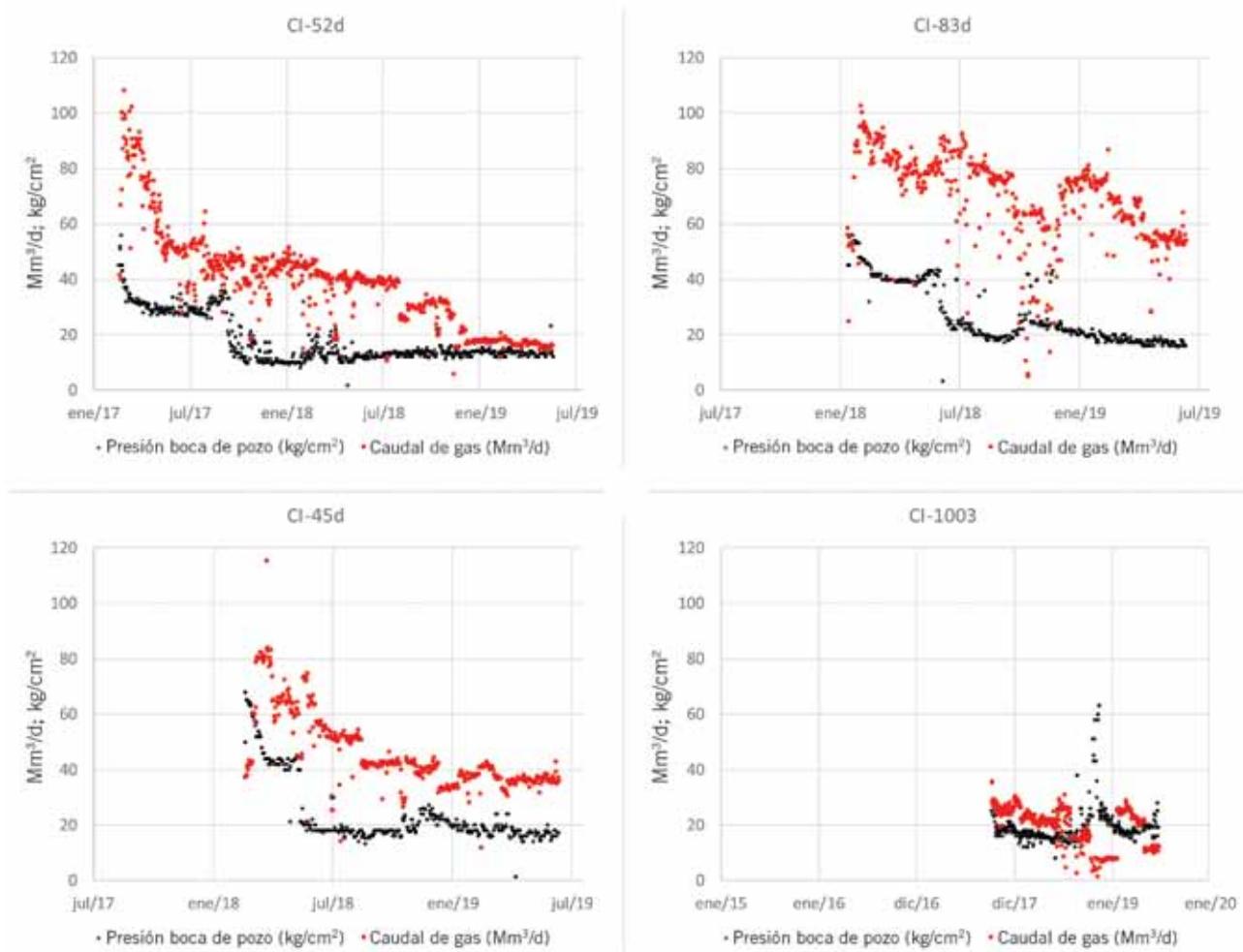


Figura 7. Gráficos típicos de producción de pozos verticales.

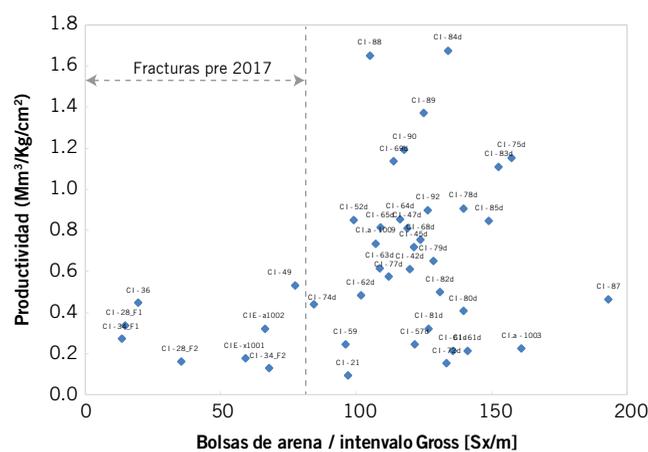


Figura 8. Productividad posfractura versus número de bolsas de agente de sostén.

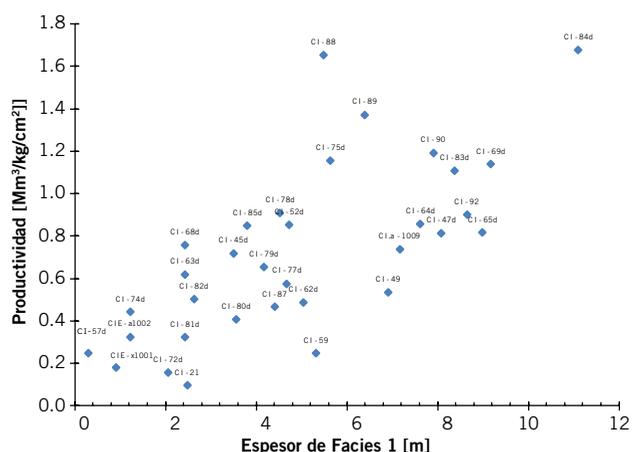


Figura 9. Productividad posfractura versus espesor reservorio de mejor calidad.

arena cercanas a las 5 ppg. Esto derivaba en la necesidad de realizar modificaciones al programa de fractura durante la operación con el fin de evitar los “arenamientos” prematuros (*screen out*). Estas modificaciones incluían reducción de caudal o de concentración de agente de sostén de acuerdo al caso. En las figuras 10 y 11 se muestran ejemplos de cartas de fractura evidenciando el efecto descripto.

Con el fin de mitigar los efectos mencionados, se traba-

jó en los diseños de fractura buscando un caudal de bombeo menor. Los caudales implementados fueron 14 a 16 bpm. También se modificó el tipo de carga del punzado con el objetivo de generar orificios de mayor diámetro (se pasó de orificios de 0,24 a 0,36 pulgadas).

Para reducir la devolución de agente de sostén se bombeó arena resinada curable o bien tratamiento con resina específica. Se bombeó un 30% del volumen total en las



SOLUCIONES PARA EL FUTURO

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

Estamos preparados para nuevos desafíos.



SECCO

www.secco.com.ar

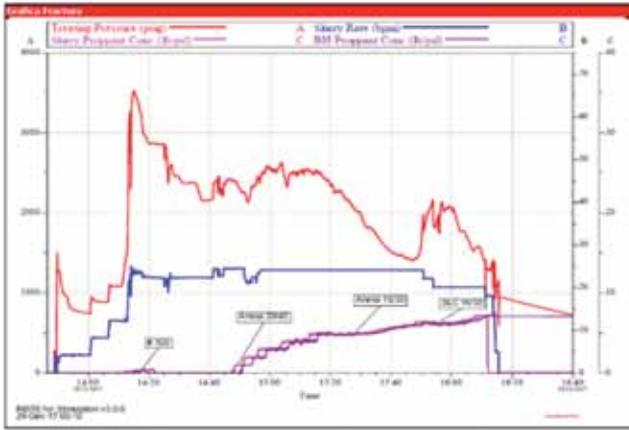


Figura 10. Carta de fractura CI-83d.

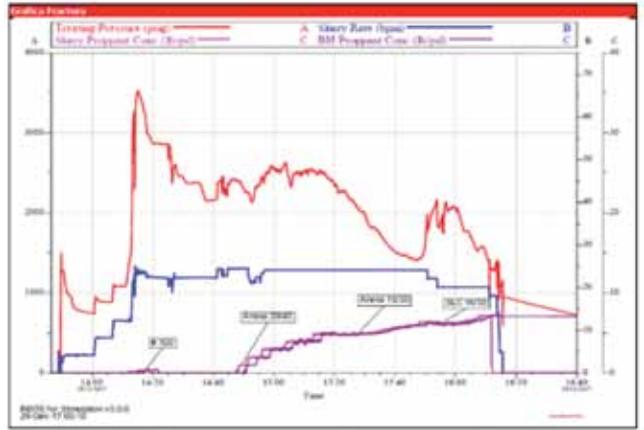


Figura 11. Carta de fractura CI-1003.

concentraciones finales. La producción de arena fue controlada luego de distintos ensayos de laboratorio que ayudaron a establecer el mejor diseño. Se ensayaron distintos tipos de arena resinada y concentraciones de activador. Los volúmenes de arena retenidos en el desarenador, que al comienzo de la campaña eran elevados (hasta un 10% del total bombeado), fueron reducidos a menos del 2%.

Para la puesta en marcha de los pozos fue necesario inducirlos con nitrógeno utilizando una unidad de *coiled tubing*. Se observó que en aquellos pozos en los que

el reposo posfractura fue mayor a aproximadamente una semana, disminuyeron los tiempos de limpieza y puesta en marcha. Hubo casos de pozos, con pocos días de reposo posfractura, que se debieron intervenir más de una vez hasta lograr una fluencia continua. En estos casos se observaba el retorno de gel “armado” y arena de fractura durante la inducción. Probablemente, la presencia de boro en el agua de formación sea causante de este efecto, ya que el activador para entrecruzar el fluido de fractura es en base a boratos.

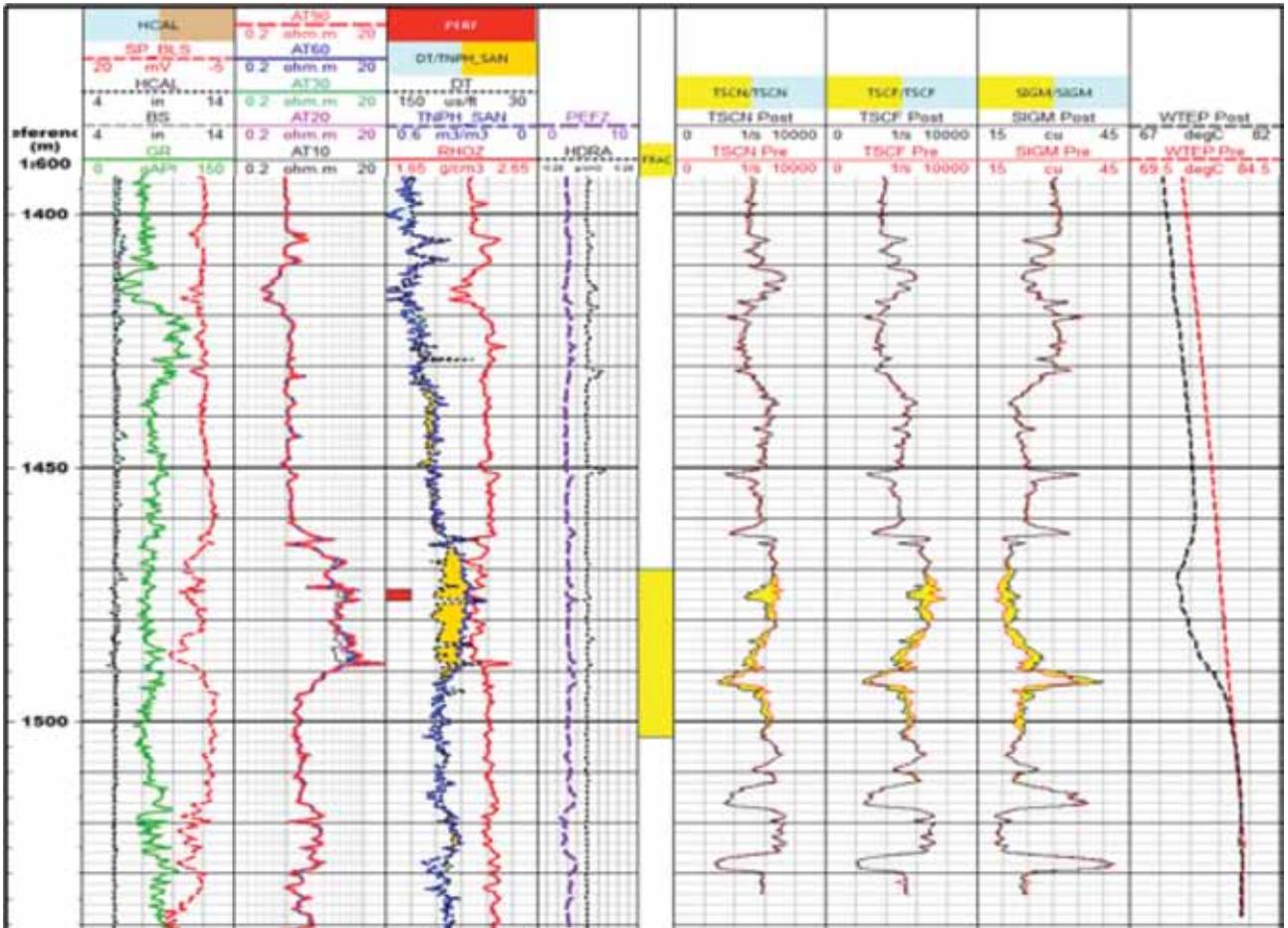


Figura 12. Perfil combinado del pozo CI-69d que muestra interpretación del crecimiento en altura de la fractura.

La fluencia de limpieza (*flow back*) se realizó con caudales intermedios (presión en boca de pozo aproximada de 40 a 60 kg/cm²), con el fin de encontrar un balance entre la minimización de la devolución de arena y el aprovechamiento de la energía inicial de la formación (normalmente presurizada) para lograr mejorar la limpieza de la fractura. Siempre teniendo en cuenta la cantidad de arena observada en el desarenador.

Determinación del crecimiento en altura mediante la inyección de arena trazada

En las fracturas de los pozos CI-69d y CI-88 se utilizó arena trazada con el objetivo de determinar crecimiento en altura. El perfil utilizado fue el neutrón pulsante registrado prefractura y posfractura. El material detectado en forma directa e indirecta es el gadolinio, principal constituyente de la arena trazada.

En el pozo CI-69d se realizó una fractura de 3300 bolsas, de las cuales el 30% fueron de arena trazada. En la figura 12 se muestra el perfil combinado indicando la zona permeable y las interpretaciones de crecimiento en altura (TSCN, TSCF, SIGM, WTEMP). Se observa un crecimiento desde 1470 m y 1502 m. Comparando con el intervalo punzado (1474 m-1476 m) se observa un crecimiento mayor hacia abajo.

En el pozo CI-88 se inyectaron 3050 bolsas, de las cuales el 30% fueron trazadas. En la figura 13 se muestra el perfil combinado indicando la zona permeable y las interpretaciones de crecimiento en altura (FNXS, TNPH, SIGM, *Temperature, Near, Far, Deep Detector*). Se observa un crecimiento desde 1418 m y 1437 m. Comparando con el intervalo punzado (1414 m-1416 m) el crecimiento queda contenido en la zona central de la arena M1.

La disminución de temperatura en ambos casos indica la zona de ingreso del fluido a formación.

La información obtenida con estos perfiles ayudó a calibrar los modelos de simulación de la geometría de las fracturas. En el Pozo CI-69 se pudo observar que la fractura creció por debajo de la capa de interés, mientras que en el pozo CI-88 quedó contenida dentro del intervalo.

Pozos horizontales

En las zonas de bajo espesor de reservorio neto (aproximadamente menor a 10 m) se optó por perforar pozos horizontales buscando una mejor economicidad en comparación a los pozos verticales. En las zonas de mejores espesores netos, la comparación costo-producción de los pozos verticales *versus* horizontales fue aproximadamente similar si se considera una relación tres verticales *versus* un horizontal.

Los pozos horizontales fueron entubados con cañería intermedia de 7" fijando el zapato en el ingreso al reservorio (Magallanes-M1). La sección horizontal fue de 800 m con 10 etapas de fractura. Los diseños más recientes se extendieron a 1200 m con 12 etapas. La terminación de la sección horizontal fue a pozo abierto con sistema de packer inflables y camisas activadas por sistema ball dropping. Para la parte vertical se instaló un tubing de 3 ½" con packer de producción (ver esquema del pozo en figura 14).

Se estima que con esta configuración se obtuvo flujo de gas hacia el pozo tanto desde las fracturas como desde el pozo abierto. Prueba de ello fueron ensayos de producción (solo de la primera etapa a fracturar) que se realizaron previo a la estimulación en dos pozos. Uno de ellos (CI-48h) ensayó 70 Mm³/d de 108 m de pozo abierto y el otro (CI-70h) ensayó un caudal menor a 10 Mm³/d de 105 m de sección horizontal. La interpretación de ensayos de presión también permite estimar que el pozo abierto tiene un aporte significativo cuando la permeabilidad supera un cierto umbral.

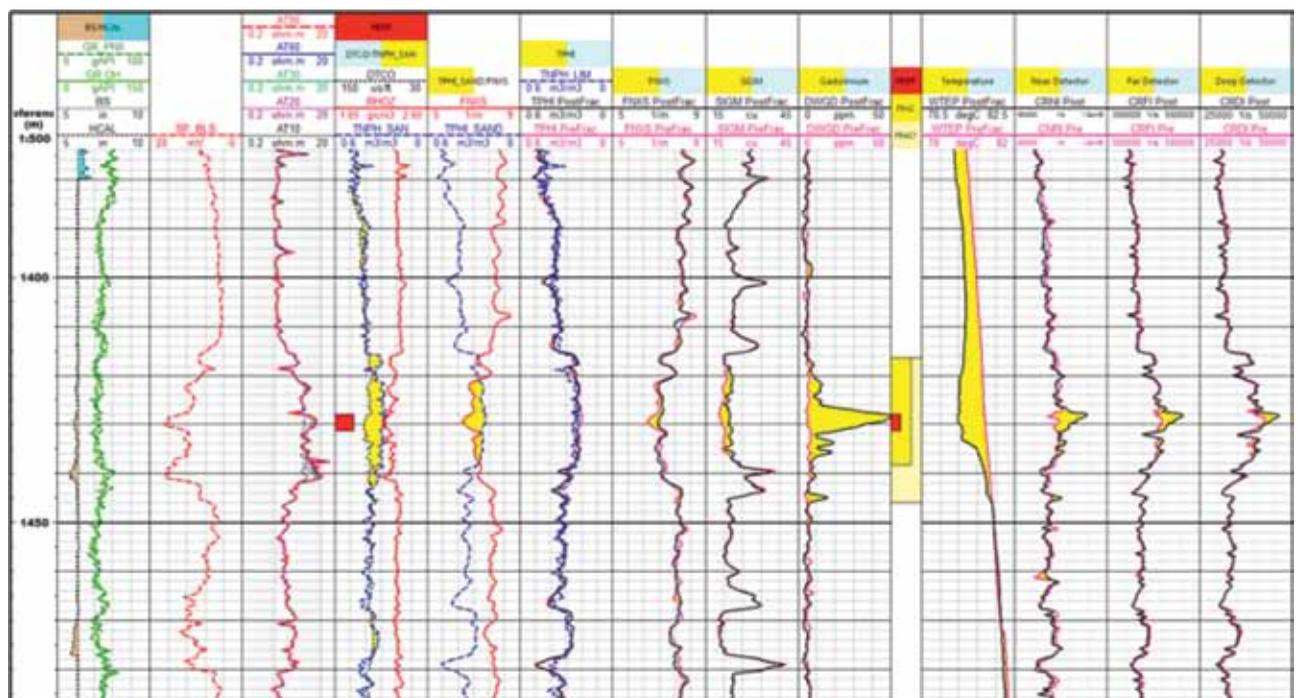


Figura 13. Perfil combinado del pozo CI-88 que muestra interpretación del crecimiento en altura de la fractura.

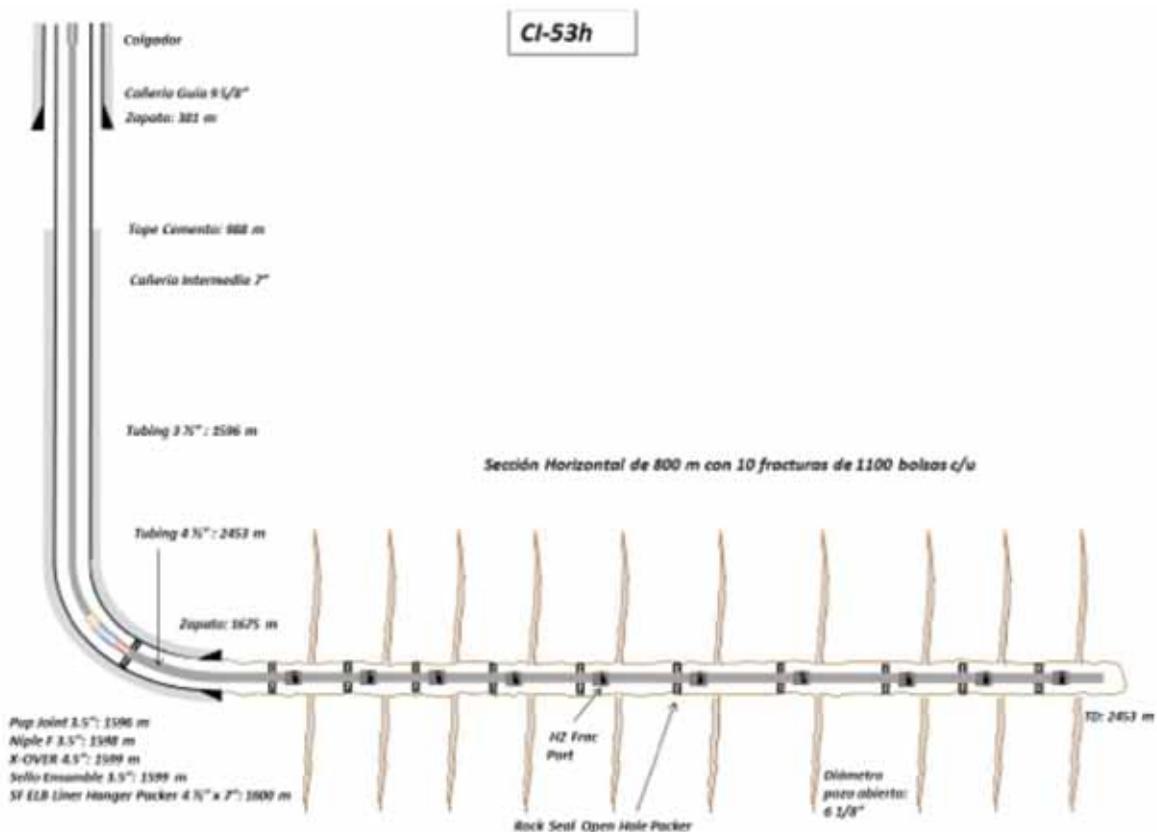


Figura 14. Esquema de pozo horizontal típico.

La mayoría de los diseños de fractura fueron de unas 1500 bolsas de agente de sostén por etapa, las últimas concentraciones de cada etapa fueron de 6 a 7 ppg de arena resinada. Se utilizó como fluido gel entrecruzado. El caudal de inyección fue de 18-22 bpm en las primeras fracturas, reduciéndose a 18 bpm en las más recientes.

La limpieza posfractura se realizó con *coiled tubing* al limpiar la arena remanente en el casing sin fresar las camisas. En los primeros pozos se optó por no navegar la sección horizontal. Luego de realizar limpiezas hasta mayor profundidad y confirmar aumentos de producción significativos se decidió limpiar hasta el máximo de profundidad posible y programar instalaciones con camisas de diámetros que permitan navegar con *coiled tubing* hasta la profundidad final (TD).

Los gráficos de la figura 15 muestran ejemplos del perfil de producción de los pozos horizontales. Se observa una gran declinación atribuible a la baja permeabilidad del reservorio.

Orientación de pozos horizontales

La mayoría de los pozos tiene una sección horizontal con orientación NO-SE. Esta disposición areal se basó en un estudio de geomecánica que, en base al perfil de imagen del pozo CI-50, se concluye que la dirección más probable del esfuerzo horizontal máximo (S_{hmax}) es de 72° .

En noviembre de 2018 se perforó el pozo CI-92. En este pozo vertical se buscó obtener un dato adicional de orientación de fracturas mediante un perfil de imágenes micro-resistivo. El procedimiento consistió en realizar un registro previo e instalar el *casing hasta* el tope de la formación de-

jando el reservorio a pozo abierto. Luego se realizó un minifrac (17.000 gal de agua- figura 16) y, finalmente, se repitió el mismo registro. Lamentablemente, por problemas técnicos, no se pudo realizar el registro luego de la fractura principal. En la figura 17 se muestran los resultados obtenidos, donde se puede apreciarse la fractura generada. La principal observación de este estudio es el rumbo interpretado de 75° . El mismo puede considerarse coincidente con lo interpretado en el rumbo del estudio del pozo CI-50.

Estudios de trazadores

Se realizaron estudios de trazadores en cuatro pozos (CI-51h, CI-48h, CI-86h y CI-56h). En los cuatro casos, el objetivo fue identificar la contribución de gas y de devolución de agua de cada etapa de fractura para (i) asegurar que toda la sección horizontal esté libre de obstrucciones, (ii) investigar la relación entre las propiedades petrofísicas observadas en los perfiles eléctricos y la productividad de cada etapa y (iii) investigar la relación entre el diseño de fractura y la productividad de cada etapa.

Se inyectaron trazadores base agua y base hidrocarburo que permitieron diferenciar la contribución de agua de fractura y de gas. Para el monitoreo de la limpieza y producción de los pozos se planificó un cronograma de unas 40 muestras de agua y 40 de gas durante aproximadamente un mes.

En las figuras 18 y 19 se grafican, para cada etapa de fractura, los volúmenes de trazadores de agua y gas medidos, los sacos de arena inyectados y la distancia de reservorio neto navegado (tener en cuenta que este último dato es limitado, ya que el espesor neto vertical de la capa no es conocido).



La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

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

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

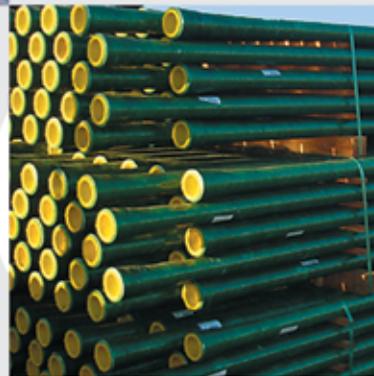


Caños de acero

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

Tuberías ERFV

- Line pipe API 15HR y accesorios.



TUBHIER



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



ISO-9001
ISO-14001
OHSAS-18001

Villa Mercedes, San Luis
Argentina
tubhier@tubhier.com.ar
www.tubhier.com.ar

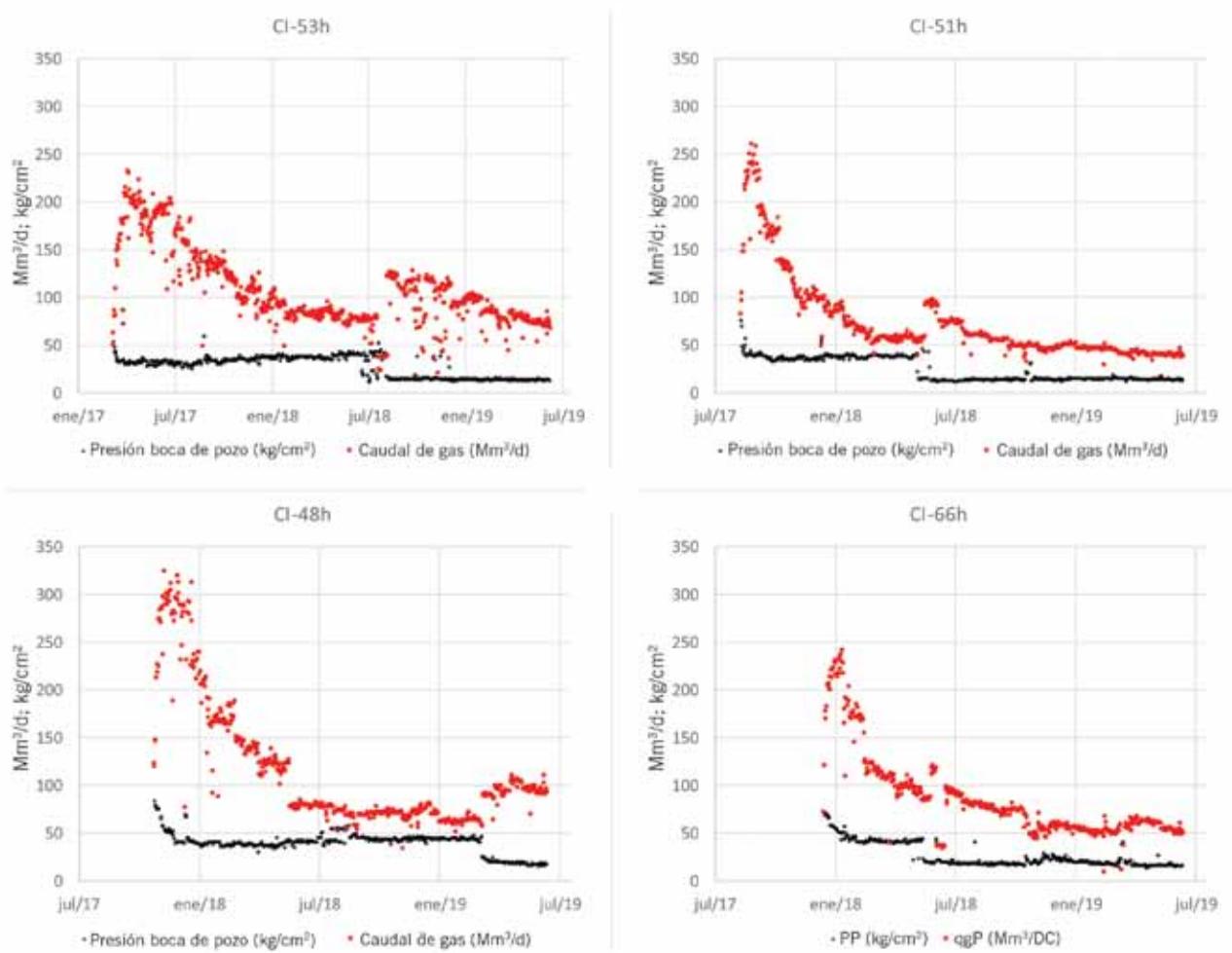


Figura 15. Perfiles de producción típico de pozos horizontales.

Entre las principales conclusiones, pudo observarse que todas las etapas produjeron pese a no haberse limpiado la sección horizontal completa de cada pozo (se transitaron 2, 1, 8, y 6 puertos de fractura en los pozos CI-51h, CI-48h, CI-86h y CI-56h, respectivamente). Sin embargo, pudo observarse un aumento en la producción de las etapas 1 a 5 en el pozo CI-51h luego de realizar una limpieza posterior a la inducción inicial (Figura 20). Por este motivo, se es-

tableció la estrategia de utilizar una instalación en la cual los diámetros de las camisas permitan el ingreso del *coiled tubing* hasta la profundidad final del pozo (TD).

En cuanto a la relación entre el tamaño de fractura y la producción, no pudo encontrarse una correlación. Puede observarse en la figura 18 (Pozo CI-48h) que para volúmenes de tratamiento distintos (500, 1000 y 2000 sacos de arena), no se encuentra correlación con la producción de agua ni de gas de cada etapa. Similar comportamiento puede verse en la figura 19. En el pozo CI-56h se redujo el tamaño del tratamiento por un problema operativo. No se observa que esto afecte la producción.

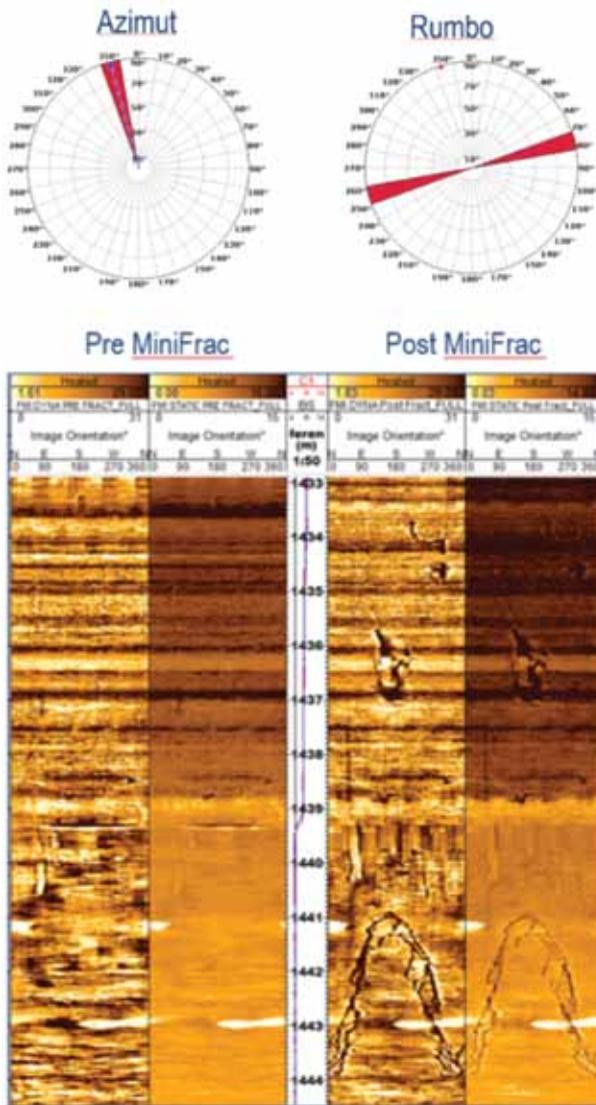
Tampoco pudo observarse correlación con la producción si se tienen en cuenta la calidad de la petrofísica determinada por el perfilaje horizontal. Las etapas 1, 2, 9 y 10 de la figura 19 (pozo CI-56h) muestran una producción promedio de agua y gas para un espesor neto navegado nulo. Es probable que las propiedades petrofísicas sean mejores en un nivel distinto al navegado por el pozo, pero si contactado por la fractura generada.

Estudios de modelado

Se realizaron dos estudios en los que se intentó determinar diseños de terminación y de estimulación que resulten en una maximización de la relación costo-beneficio.



Figura 16. Presión y caudal del minifrac en el pozo CI-92.



Características de la fractura generada en 1441/44:
 Azimut 345 °
 Buzamiento 89 °
 Rumbo 75 °-255 °
 Alto en la pared del pozo 3 m

Optimización del largo de fractura mediante el modelado analítico de pozos

Para estudiar la incidencia de la cantidad de sacos de arena en la productividad de los pozos se analizaron los resultados de los pozos CI-62d y CI-69d de permeabilidad promedio de 0.1 y 0.4 Md, respectivamente. Ambos pozos fueron fracturados con 2700 y 3300 sacos de arena durante la terminación y cuentan con más de 500 días de historia de producción.

Para ello se utilizó un simulador analítico de producción y un software de simulación empleado para el diseño de fracturas.

Con el simulador analítico de producción se ajustó la historia de producción de los pozos y las presiones dinámicas de fondo. Los datos diarios de producción con los que se contaba eran caudales de gas (Qg) y presión dinámica de boca de pozo (Pbp). Para estimar las presiones dinámicas de fondo se utilizaron correlaciones de flujo multifásico, que fueron ajustadas con datos de gradientes dinámicos y mediciones de caudal con separador.

Los parámetros de entrada del simulador fueron espesor (h), porosidad (PHI), longitud de fractura (Xf), radio de drenaje (Rd) y permeabilidad (k).

En la figura 21 se resume las principales variables para la simulación analítica de cada pozo.

Los datos de espesor de capa (h) y porosidad (PHI) fueron calculados a partir de las interpretaciones petrofísicas de los registros eléctricos de pozo. La longitud de fractura (Xf) cargada fue estimada con un software de simulación para el diseño de fracturas. El Radio de drenaje (Rd) y la permeabilidad (K) fueron las variables de ajuste que permitieron reproducir los datos dinámicos (Figura 23).

Figura 17. Orientación de la fractura generada en el pozo CI-92. Se observa coincidencia en los esfuerzos máximos con el estudio de geomecánica con datos del pozo CI-50.

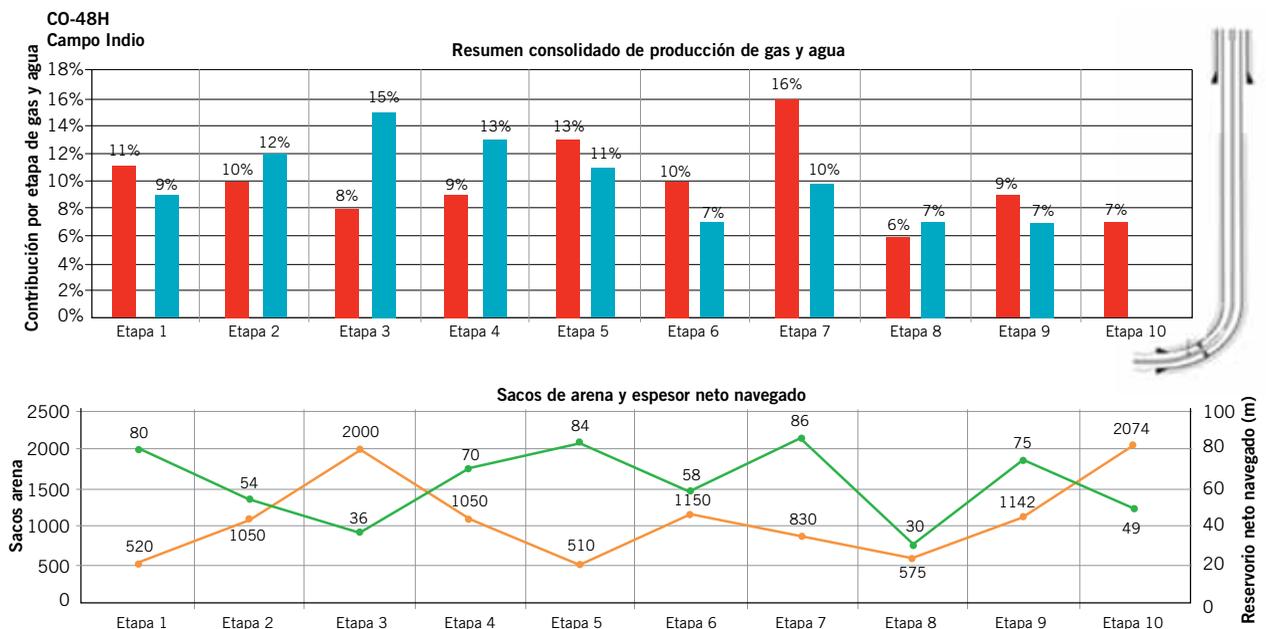


Figura 18. Estudio de trazadores realizado en CI-48h.

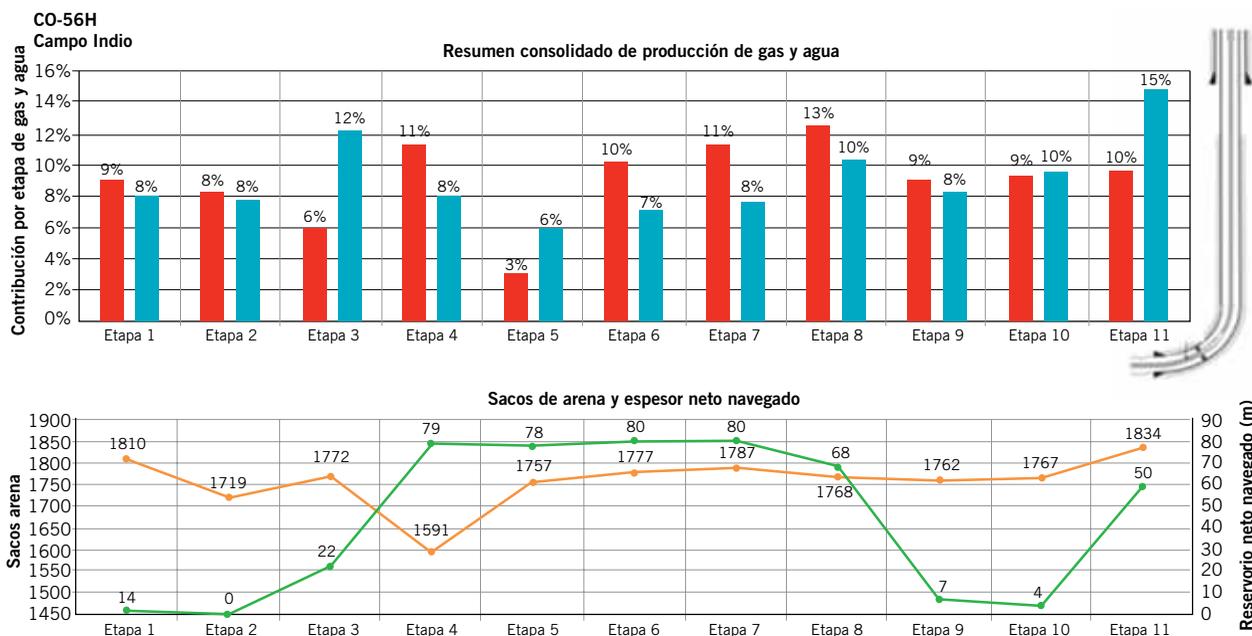


Figura 19. Estudio de trazadores realizado en CI-56h.

Con la productividad de los pozos ajustada en el simulador se realizaron nuevas simulaciones con variaciones en el parámetro de longitud de fractura (X_f). Todas las simulaciones realizadas fueron controladas por los datos de presión dinámica de fondo observados (Figura 24).

Los valores de X_f adoptados en los distintos escenarios de producción fueron determinados mediante el uso del software de simulación de fracturas. Se ejecutaron distintas simulaciones variando la cantidad de sacos de agente de sostén (S_x). Para este caso particular se simularon las geometrías generadas con 1000, 2000, 4500 y 5500 sacos de arena (Figura 25).

Con el fin de parametrizar el tamaño de la estimulación de acuerdo con las características de reservorio de cada pozo, se trabaja con el parámetro: cociente de sacos de are-

na totales sobre espesor total de capa ($S_x \text{ arena} / H \text{ gross}$).

El gráfico de la figura 25 muestra la evolución del X_f a medida que se incrementa la cantidad de sacos de agente de sostén en los pozos de 0.1 mD y 0.4 mD.

El siguiente paso en la optimización en los tamaños de fractura fue realizar el análisis económico para cada escenario planteado. Del simulador analítico de producción, se obtuvieron los perfiles de producción para los diferentes casos de estudio. Del simulador de diseño de fracturas se obtuvieron las geometrías de fractura y la relación entre sacos de arena en formación y longitud de fractura (X_f). Con todo esto se realizaron las evaluaciones económicas para cada escenario con el fin de determinar el mayor valor actual neto (VAN) y la eficiencia de la inversión (E_{finv}), que se define como el cociente del VAN sobre la inversión.

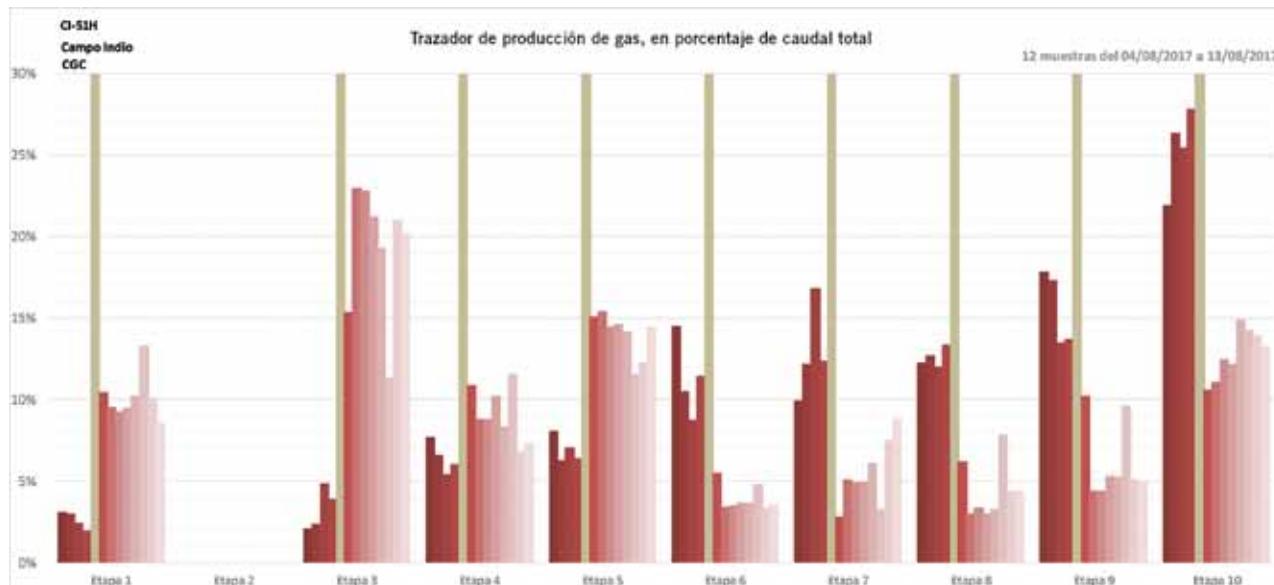


Figura 20. Estudio de trazadores realizado en CI-51h. La Etapa 2 no pudo trazarse por un problema operativo.



producto argentino

BORCEGUÍ CATER

► IMPERMEABLE ◀



**NUEVO
MODELO**



WWW.KAMET.COM.AR



SECURITY SUPPLY S.A. Cnel. Sayos 2753 (B1822CFI) Valentín Alsina - Buenos Aires, Argentina - (+5411) 4208-1697
info@calzadoskamet.com.ar

	Pozo	
	CI-62d	CI-69d
Espesor (m)	15	19
Porosidad (fracción)	0.18	0.19
Saturación agua (fracción)	0.45	0.40
Area de drenaje (m ²)	230400	360000
Permeabilidad (mD)	0.1	0.4
Largo de fractura (m)	106	72

Figura 21. Parámetros de ajuste.

En las figuras 26 y 27 se resumen los resultados obtenidos para los pozos de estudio.

De acuerdo con este análisis, se observa que a partir de los 100 sacos de arena por metro de capa se alcanza el

VAN máximo. Para fracturas de mayor tamaño se mantiene el VAN en valores similares, aunque disminuye en cierto grado la eficiencia de la inversión. De esta manera, el desarrollo de las fracturas de Campo Indio a partir de 2017 fue con un diseño promedio de 120 sacos por metro de capa buscando la mejor relación entre la productividad del pozo y los costos de terminación.

Modelo conceptual de productividad de pozos horizontales

La contribución en la productividad del pozo por el flujo desde del pozo abierto, así como el largo de la sección horizontal y el tamaño y la densidad de las fracturas fueron analizadas para estimar el impacto de las distintas variables. Para ello se construyó un modelo numérico conceptual.

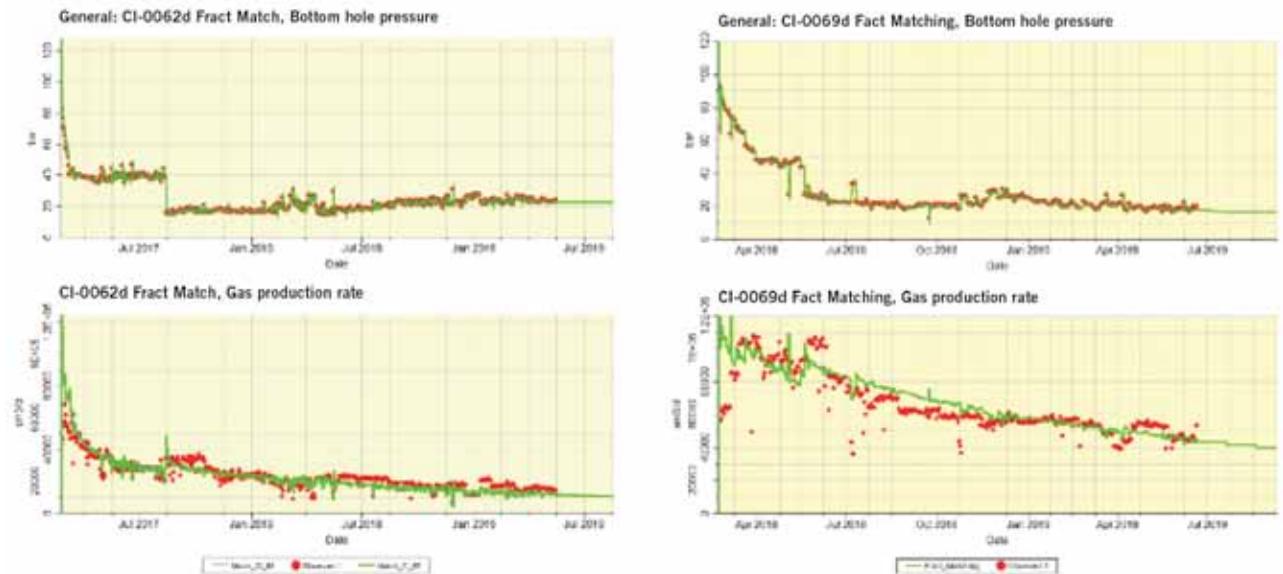


Figura 23. Ajuste de historia de producción del pozo CI-69d y CI-62.



Figura 24. Escenarios de producción según el largo de fractura.

En la figura 28 se muestra el pozo y la grilla modelados. Se aprecia la depletación generada por la producción. Las celdas son de 10 x10 x 2 m con 10 capas (espesor neto = 20 m). La estimulación es simulada por el software aumentando la permeabilidad de aquellas celdas por donde atraviesa la geometría de las fracturas.

Resultados: se toma como escenario base a un pozo de 800 m de largo horizontal, 10 etapas de fractura y largo de ala de fractura de 72 m. La tabla de la figura 29 resume los resultados obtenidos. Como indicador de productividad, se tomó la producción acumulada en 12 meses manteniendo constante en todos los escenarios la misma presión dinámica de fondo de 40 kg/cm². Para los parámetros de reservorio y de diseño de pozo se consideran rangos de variación que sean lo suficientemente grandes como para mostrar el impacto en la productividad y que además se mantengan dentro de valores factibles.

A partir de estos cálculos se observa que la productividad de los pozos horizontales está influenciada principalmente por la permeabilidad. En cuanto al diseño de pozo, es significativa la influencia del largo de la sección horizontal y de la densidad de fracturas. También es importante el aporte del pozo abierto en comparación a las fracturas (con dependencia de la conectividad vertical del reservorio, que es un parámetro de gran incertidumbre). Con respecto al tamaño de fractura, se estima que el impacto es menor a los otros parámetros de diseño.

Conclusiones

Se describieron los trabajos relacionados con la estimulación de pozos verticales y horizontales durante el desarrollo del yacimiento Campo Indio. Se enumeran las principales conclusiones:

- La estimulación hidráulica masiva de pozos verticales y horizontales hizo posible el desarrollo exitoso de las zonas de baja permeabilidad de Campo Indio.
- Como es de esperar en este tipo de operaciones, resulta difícil encontrar correlaciones entre productividad y parámetros de diseño o propiedades del reservorio; sin embargo, los datos permiten concluir que el haber elevado el tamaño de los tratamientos a un rango de 2500-3500 bolsas resultó en una mejora considerable de la economía de los pozos.
- Los perfiles de producción con altos caudales iniciales muestran que las fracturas realizadas logra-

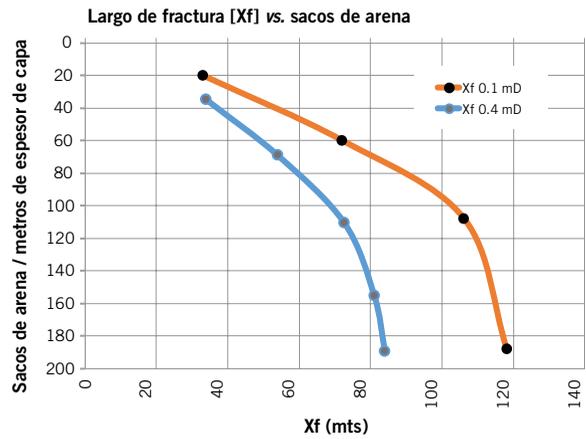


Figura 25. Simulaciones de geometría de fractura para el pozo CI-69.



Desempeño confiable Innovación tecnológica

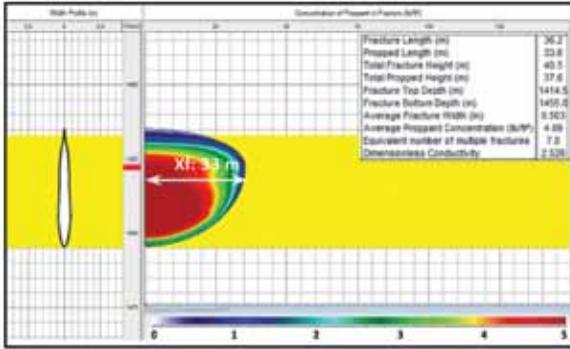
Superior Energy Services provee servicios de Wireline, Slickline y Coiled Tubing en la industria del Petróleo y del Gas en Argentina, atendiendo el mercado local desde 1996. Junto con las divisiones de **Workstrings**, **Wild Well Control** y **Stabil Drill**, **Superior Energy Services** mantiene su compromiso de innovar en la industria, con personal capacitado y cumpliendo las normas de Salud, Seguridad, Medioambiente y Calidad.

STABILDRILL

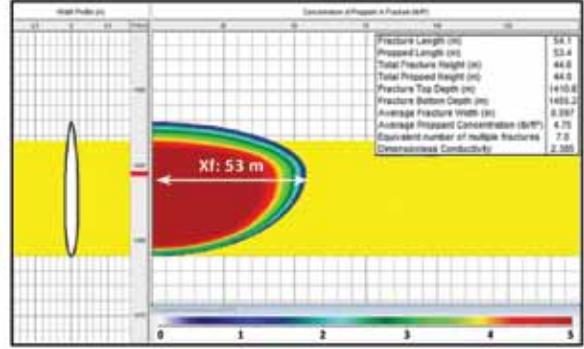


Superior Energy Services Argentina
Wireline & Slickline – Coiled Tubing & FPDO
www.superiorenergy.com
Tel: +54.11.5530.1150

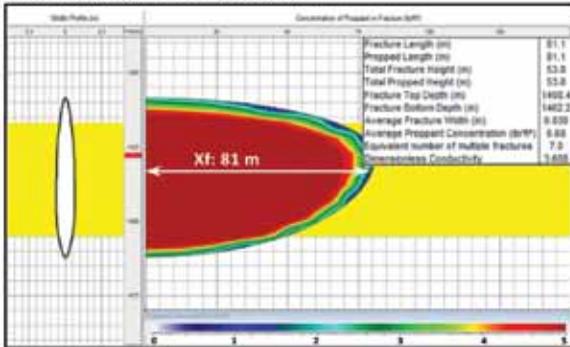
Simulación fractura 1000 sacos



Simulación fractura 2000 sacos



Simulación fractura 4500 sacos



Simulación fractura 5500 sacos

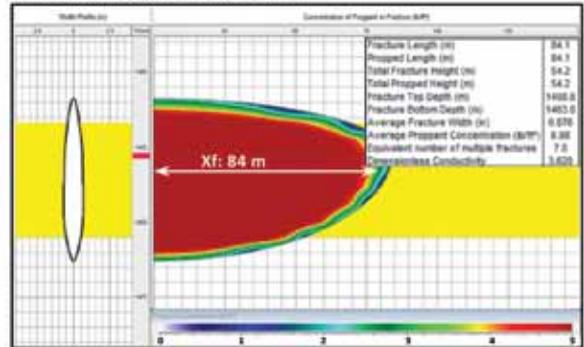


Figura 25. Variación del Xf respecto cantidad de agente de sostén. Pozos CI-62d y CI-69d (0.1 y 0.4 Md, respectivamente).

ron una significativa aceleración de la producción.

- La utilización de arena resinada curable, en un volumen del 30% del total, contribuyó a reducir la devolución de agente de sostén.
- La operación de puesta en marcha fue mejorada al dejar mayor tiempo de reposo posfractura antes de la inducción con nitrógeno, probablemente debido a una mejor ruptura del gel.
- La determinación del alto de fractura mediante arena trazada resultó en un dato adicional para el modelado de la geometría de fractura.
- Los incrementos súbitos de presión que derivaron en “arenamientos” prematuros se contrarrestaron reduciendo los caudales de tratamiento e incrementando los diámetros de orificios de punzado.
- Para pozos horizontales, la terminación a pozo abierto con camisas activadas con el sistema *ball dropping* tuvo

un buen funcionamiento en lo operativo. Se estima que también favoreció a la productividad la posibilidad de producir desde el pozo abierto y desde las fracturas a la vez.

- Los perfiles de imagen fueron de utilidad para estimar la dirección de esfuerzos máximos y definir la orientación de los pozos horizontales.
- A partir de los datos obtenidos con estudios de trazadores, no se lograron identificar patrones de correlación entre la productividad de las etapas de fractura con el tamaño de las mismas o propiedades de reservorio estimadas con perfiles eléctricos.
- Los estudios de trazadores mostraron la importancia de la limpieza de toda la sección horizontal para garantizar el aporte de todas las fracturas.
- El modelado de la productividad de pozos verticales y horizontales y la sensibilidad a los distintos paráme-

Pozo	Sacos de Arena	Sx / Mt espesor gross	Xf (mts)	VAN Normalizado	Ef inv
0.4 mD	1000	34	34	0.91	2.6
0.4 mD	2000	69	54	0.97	2.7
0.4 mD	3200	110	73	1.00	2.7
0.4 mD	4500	155	81	1.00	2.6
0.4 mD	5500	190	85	1.00	2.5
0.1 mD	500	20	33	0.13	0.4
0.1 mD	1500	60	72	0.22	0.6
0.1 mD	2694	108	106	0.26	0.7
0.1 mD	4700	188	118	0.25	0.6

Figura 26. Evaluaciones económicas de las simulaciones al incrementar los tamaños de fractura. VAN: Valor presente neto. Efinv: eficiencia de la inversión (VAN/Inversión).

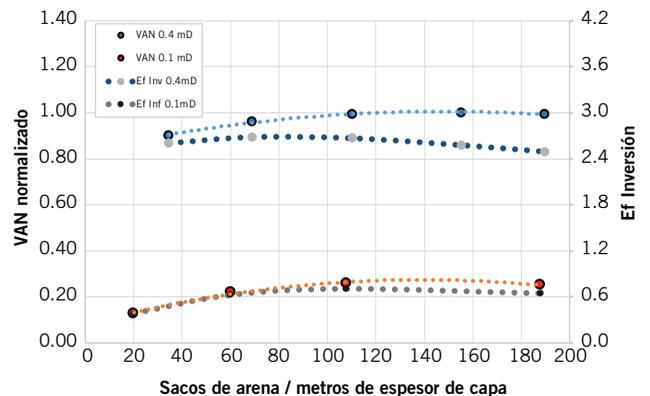


Figura 27. VAN (valor presente neto) y Eficiencia de la inversión (VAN/inversión) pozos CI-69 y CI-62.

**SABEMOS QUE NECESITAMOS ENERGÍA
PARA CRECER. POR ESO, EXPLORAMOS
Y DESARROLLAMOS NUEVOS RECURSOS
PARA NUESTRO PAÍS.**



Usamos la innovación y la tecnología para operar de manera responsable, contribuyendo al desarrollo de la comunidad y limitando los impactos en el medio ambiente.



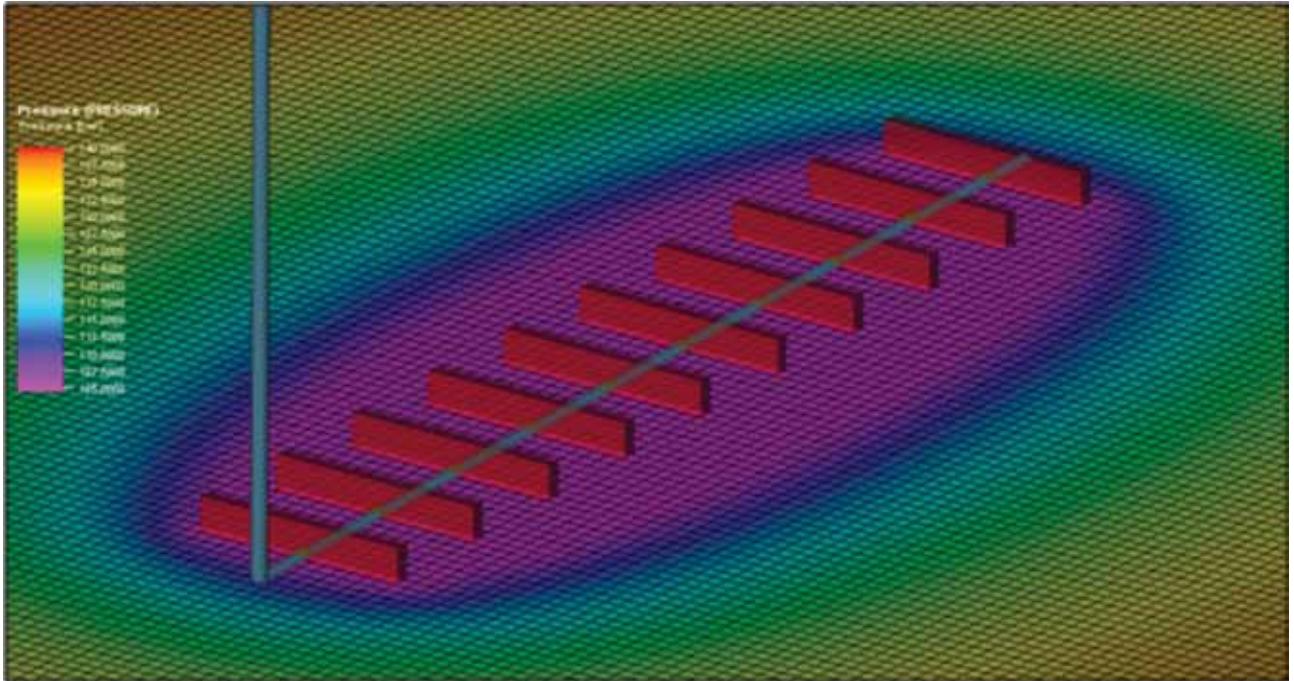


Figura 28. Modelo conceptual para estimación de la productividad de pozos horizontales.

Escenario	K, mD	Xf, m	L, m	N° etapas	Conexión a la grilla	Gp (12 meses) MMm ³
1	1	72	800	10	Fracturas	118
2	0.1	72	800	10	Fracturas	20
3	1	33	800	10	Fracturas	18
1	1	72	800	10	Fracturas	20
4	1	107	800	10	Fracturas	22
5	0.1	33	800	10	Fracturas	109
2	0.1	72	800	10	Fracturas	118
6	0.1	107	800	10	Fracturas	124
7	1	72	800	5	Fracturas	76
1	1	72	800	10	Fracturas	118
8	0.1	72	800	5	Fracturas	11
2	0.1	72	800	10	Fracturas	20
1	1	72	800	10	Fracturas	118
9	1	72	1200	15	Fracturas	167
2	0.1	72	800	10	Fracturas	20
10	0.1	72	1200	15	Fracturas	30
1	1	72	800	10	Fracturas	118
11	1	72	800	10	Pozo abierto	91
12	1	72	800	10	Ambos	142
2	0.1	72	800	10	Fracturas	20
13	0.1	72	800	10	Pozo abierto	14
14	0.1	72	800	10	Ambos	31

Figura 29. Resultados comparativos de la influencia de las distintas variables en la productividad del pozo horizontal. Los parámetros en negrita son los que difieren del escenario base. K: permeabilidad de reservorio, Xf: largo de un ala de fractura, L: largo sección horizontal.

tros de terminación y estimulación ayudaron a definir los diseños de pozo.

Unidades

m	Distancia, metro
ft	Distancia, pie
"	Distancia, pulgada

m ³	Volumen, metro cúbico
Mm ³ /d	Caudal de gas, miles de metros cúbicos por día en condiciones estándar
bpm	Caudal, barriles por minuto
kg/cm ²	Presión, kilogramos por centí metro cuadrado
psi	Presión, libras por pulgada cuadrada
mD	Permeabilidad, milidarcys
ppg	Concentración de agente de sostén, libras por galón

Referencias

- Ernesto Aimar, Martín Cevallos, Alejandro Cangini, Federico Mas Cattapan, Víctor Vega. "Extensión y Desarrollo de los Reservorios de Baja permeabilidad del Yacimiento Campo Indio, Formación Magallanes (Maastrichtiano Tardío-Daniano), Cuenca Austral Argentina". Noviembre 2018, Mendoza.
- Florencia Melendo, Fernando Solanet. "Optimización Económica a través del Re-diseño de Pozos en un Campo Tight Gas Marginal. 3º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos", Buenos Aires, 2017.

Agradecimientos

Los autores agradecen a CGC por la posibilidad de disponer de la información para esta publicación. Gracias a los que desde las distintas disciplinas contribuyeron al desarrollo de Campo Indio. Un agradecimiento especial a Ernesto Aimar, Carlos Gargiulo y Gustavo Kruse por sus contribuciones a este trabajo.

23RD WORLD PETROLEUM CONGRESS

DEC 6-10, 2020 | HOUSTON, USA

Tap into the future of energy in Houston, this December. Gain access to game-changing technology and people providing cleaner, smarter, safer, more accessible solutions from 700 expert speakers spanning five days of everything oil and gas.

Learn More and
Register Today
at WPC2020.COM



PRESENTED BY



HALLIBURTON

accenture



ExxonMobil



Baker Hughes



ConocoPhillips



Por *Isabel Cano Frers, Laura Alonso, Juan Pablo García, Diego Leandro Zurlo, Juan José Ramos, Augusto Brennan y Maximiliano Varela Muñoz.*

La perforación de tres pozos de avanzada entre 2013 y 2014 en Yacimiento Zorro/Oriental permitió la comprobación de la continuidad y de saturación de petróleo de reservorios estructuralmente más bajos e indicó que las acumulaciones de hidrocarburo se extendían más allá de la zona desarrollada.

Este trabajo fue premiado como 3º Mejor Trabajo Técnico del 7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, realizado por el IAPG en noviembre de 2019 (Mar del Plata).

Cerro Dragón es un área madura de la Cuenca del Golfo de San Jorge, ubicada a 90 km al oeste de Comodoro Rivadavia, con una superficie de 3.480 km² y más de 6.500 pozos perforados. Prácticamente desde su descubrimiento en 1958 el área estuvo ligada al desarrollo de proyectos de recuperación secundaria, el primer proyecto implementado fue en 1969.

En la actualidad más del 60% del campo se encuentra bajo recuperación secundaria con una inyección diaria de 214.000 m³/d distribuida entre 786 inyectores activos y con 2.706 pozos productores afectados.

Esta cuenca de origen fluvial genera un desafío en cuanto al desarrollo del campo por la multiplicidad de capas, sus respectivos contactos agua-petróleo y la escasa información disponible.

El área de estudio se centra en los yacimientos denominados Oriental y Zorro. Ambos constituyen un reservorio en conjunto sin mayores diferencias geológicas entre ellos.

En los últimos años se adoptaron técnicas, tanto de perforación como de completación, que permitieron la implementación de los proyectos de inyección de agua en el menor tiempo posible.

Esta nueva forma de desarrollar un campo permitió, no solo alcanzar los niveles de producción previstos, sino también incrementar las reservas asociadas con el menor costo posible y haciendo un uso eficiente de los recursos disponibles.

Desarrollo de un yacimiento bajo recuperación secundaria con el uso de nuevas metodologías de perforación y terminación en la Fm. Comodoro Rivadavia, Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge

Antecedentes de la zona

En 2013 se perfora un pozo de avanzada. Sus buenos resultados impulsaron en 2014 la perforación de otros dos pozos, ambos estructuralmente más bajos y con muy buena producción de petróleo (Figura 1). La comprobación de la continuidad y la saturación de petróleo de los reservorios de estos pozos indicaban que no se estaba cerca del límite del yacimiento.

A partir de 2015 comenzó el desarrollo de la zona que hoy se denomina Oriental V & VI y Zorro IX & X, donde los primeros pozos ya mostraron que la zona tendría un alto potencial productivo, especialmente bajo recuperación secundaria. Con la constatación de la continuidad de capa y el bajo porcentaje de agua en estos reservorios se optó por perforar pozos inyectores en un estadio temprano del desarrollo.

Se contaba con los recursos básicos (agua de inyección, capacidad en baterías) para encarar el desarrollo hacia el sur, por lo que se decidió acelerar la implementación de un proyecto bajo recuperación secundaria.

Metodología utilizada

El nuevo enfoque que se planteó para este desarrollo se orientó en considerar cómo podría optimizarse el uso del

recurso escaso de equipos de torres, tanto de perforación como de terminación.

Para ello se cambió la *estrategia de desarrollo* con la que se implementaban tradicionalmente los bloques. La metodología utilizada consistía en perforar primero todos los pozos como productores, luego se realizaba el modelo geológico y, con la información de los ensayos de pistoneo de capas y los perfiles a pozo abierto, se seleccionaban los mejores candidatos para convertirlos en pozos inyectores de agua. Luego de implementado el proyecto se detectaban oportunidades de perforación de pozos productores para completar *patterns* o mejorar el barrido de las capas.

La nueva estrategia consistió en perforar primero los productores de la malla e inmediatamente después el inyector asociado. Esta estrategia apuntaba a múltiples objetivos; por un lado, se evitaban las complicaciones durante la perforación y/o completación asociadas al *cross flow* de los reservorios bajo recuperación secundaria, con los que se encontraban muy por debajo de la presión hidrostática; por otro lado, se buscaba minimizar la despresurización de los reservorios a inyectar. Desde el punto de vista operativo, se simplificaban las instalaciones selectivas de los inyectores, ya que no era necesario realizar conversiones y solo se punzaban las capas a ser inyectadas.

Con respecto a la optimización de los recursos de equipos, específicamente con los equipos de perforación, se seleccionaron algunos pozos para ser perforados mediante

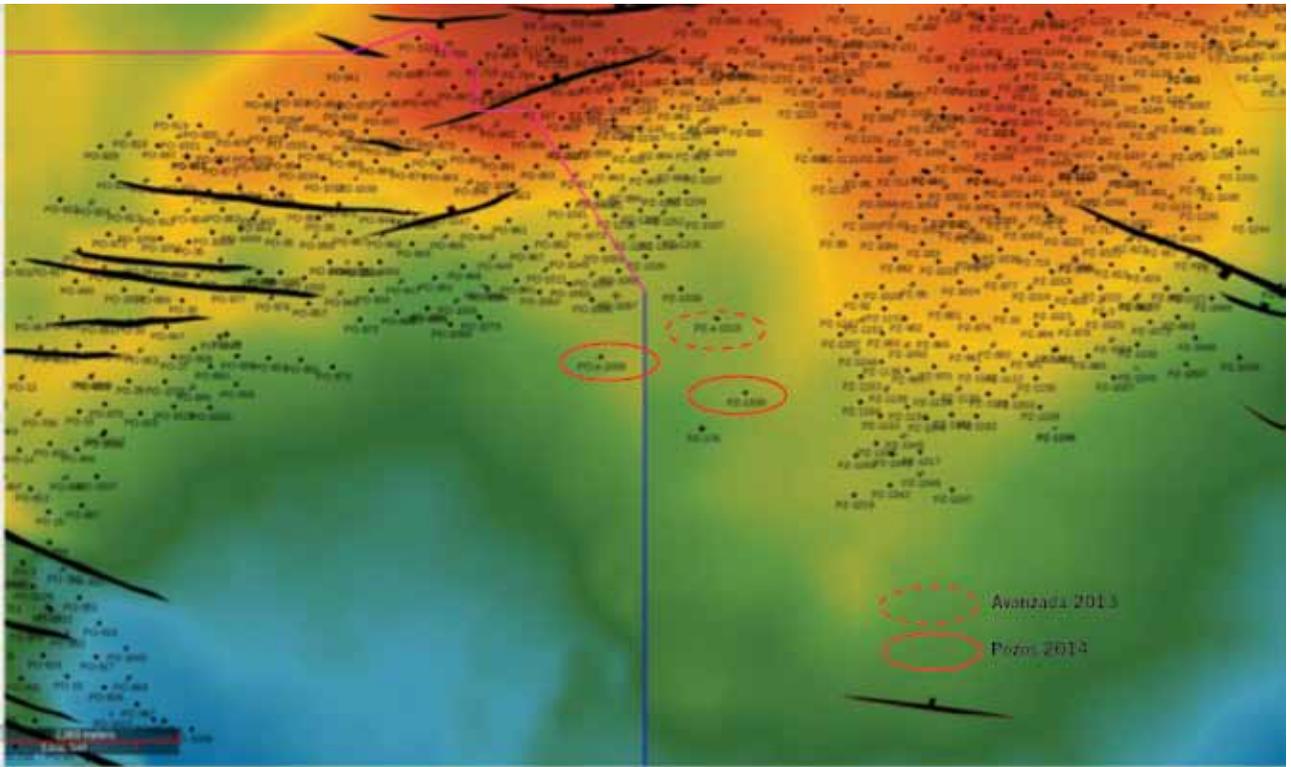


Figura 1. Mapa estructural yacimientos Zorro / Oriental (2014).

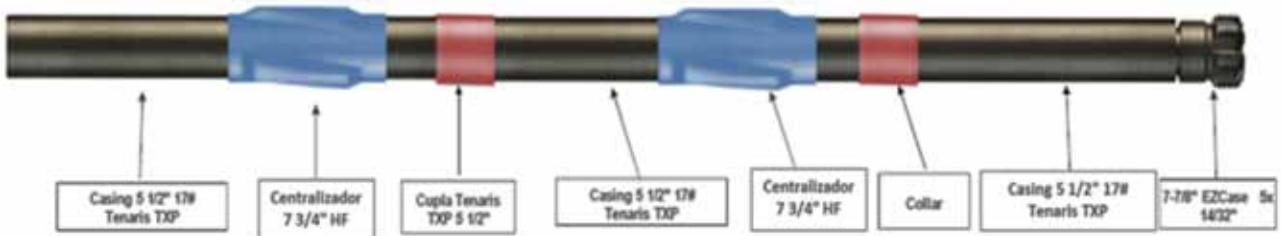


Figura 2. Sondeo de CWD.

la tecnología de *casing while drilling* (CWD) (Figura 2), que permitió atravesar y entubar zonas problemáticas, como formaciones inestables y zonas depletadas con pérdida de

circulación. No obstante, para no perder calidad de información que pudiera repercutir en la productividad de los pozos, fue necesario contar con *pozos entrenadores*, los



Figura 3. Operación de *rigless*.

Posgrado en Derecho de los Hidrocarburos y la Energía

Una profundización exhaustiva en el marco legal y la jurisprudencia
específicos y complejos que rigen el desarrollo de la industria energética



Un análisis completo del marco regulatorio del sector, en 5 módulos:

- **MARCO REGULATORIO PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS:**
su evolución, aplicación práctica y alcance e interacción entre jurisdicción y dominio provincial y federal.
- **TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE ENERGÉTICOS. ENERGÍA ELÉCTRICA:**
marcos regulatorios aplicables a la industrialización, transporte y distribución de hidrocarburos sólidos y líquidos y para la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.
- **FINANCIAMIENTO DE LA ACTIVIDAD Y MITIGACIÓN DE RIESGOS:**
los mecanismos de financiamiento de proyectos energéticos, la distribución y/o mitigación de riesgos del negocio.
- **ASPECTOS AMBIENTALES Y SOCIALES EN LA INDUSTRIA ENERGÉTICA:**
la problemática social y ambiental del entorno donde se desenvuelve la actividad energética.
- **RELACIONES CON SOCIOS, PROVEEDORES Y EMPRESAS DE SERVICIOS:**
las relaciones comerciales-jurídicas entre los socios de un proyecto energético.

> Descarga el programa completo desde www.uca.edu.ar

Más información: maria_dominguez@uca.org.ar



Figura 4. *Straddle Packer*.

cuales fueron perfilados *open-hole* y *cased-hole* para luego generar los perfiles emulados en aquellos pozos perforados con CWD.

Adicionalmente, se optimizó la terminación realizando la primera etapa de punzados de manera *rigless* (Figura 3) al realizar fracturas directas sin ensayos previos y, preferentemente, con *straddle packer* (Figura 4), que básicamente consiste en una herramienta de doble *packer* con un puerto de fractura entre ellos. Esto permite ensayar y luego fracturar sin necesidad de fijar tapón, lo cual agiliza las maniobras y reduce los tiempos de completación.

También se hicieron algunas terminaciones con *Target TT*Logging* (TTL) (Figura 5) a fin de tener información completa de los reservorios con petróleo y el perfil de producción de la zona (Figura 6), posteriormente se eliminaron los ensayos de capas en futuras terminaciones.

Resultados

El hecho de perforar primero los productores de la maella y por último el inyector implicó no tener excedente de agua en la planta por paro de inyectores, asegurar presiones por debajo de la hidrostática en los reservorios, disponer de la información completa de correlaciones para definir la configuración más óptima del pozo inyector y minimizar la pérdida de presión del reservorio.

La perforación con CWD permitió reducir los tiempos de perforación un 34%, equivalente a un ahorro de 4,9 días promedio por pozo perforado, minimizó las complicaciones por pérdidas de lodo por admisión y se redujeron los tiempos de exposición y daño a la formación. El uso de

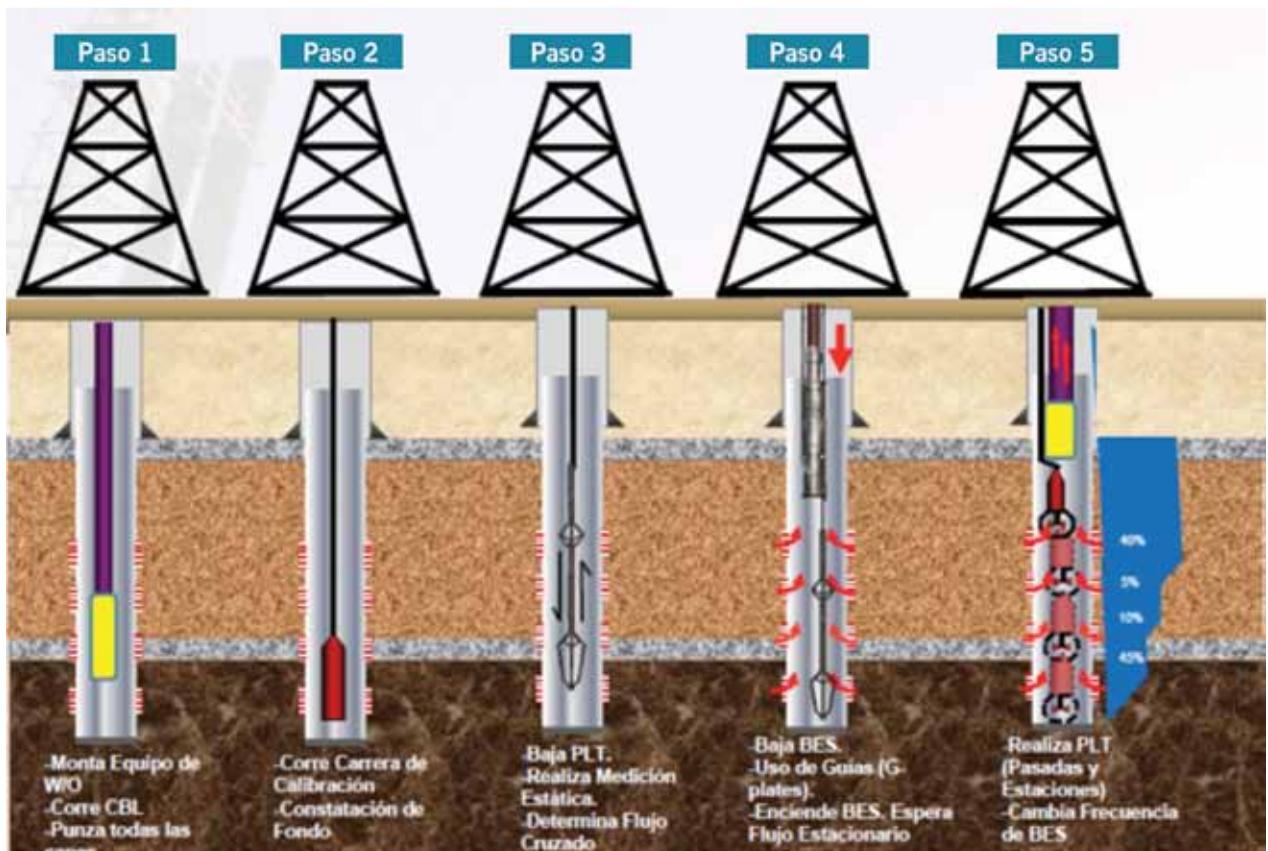


Figura 5. *Target TT*Logging*.



Figura 6. Resultados de Target TT*Logging.

esta tecnología permitió un ahorro de USD75.000 promedio por pozo perforado.

Las terminaciones en modo *rigless* (punzados y perfiles entubados con pluma) y las fracturas directas permitieron un ahorro en tiempos del 15%, lo que representa 2,6 días menos de uso de equipo de torres por completación. El ahorro generado fue de USD34.000 promedio por pozo.

La realización de perfiles de producción con TTL en zo-

nas bajas de la estructura permitió obtener información útil para descartar ensayos de formación en posteriores terminaciones y definir polígonos de espesor útil en el modelo estático.

Por último, se bajaron bombas electrosumergibles de amplio rango para disminuir las intervenciones por adecuaciones en productores asociados a las futuras respuestas de inyección.

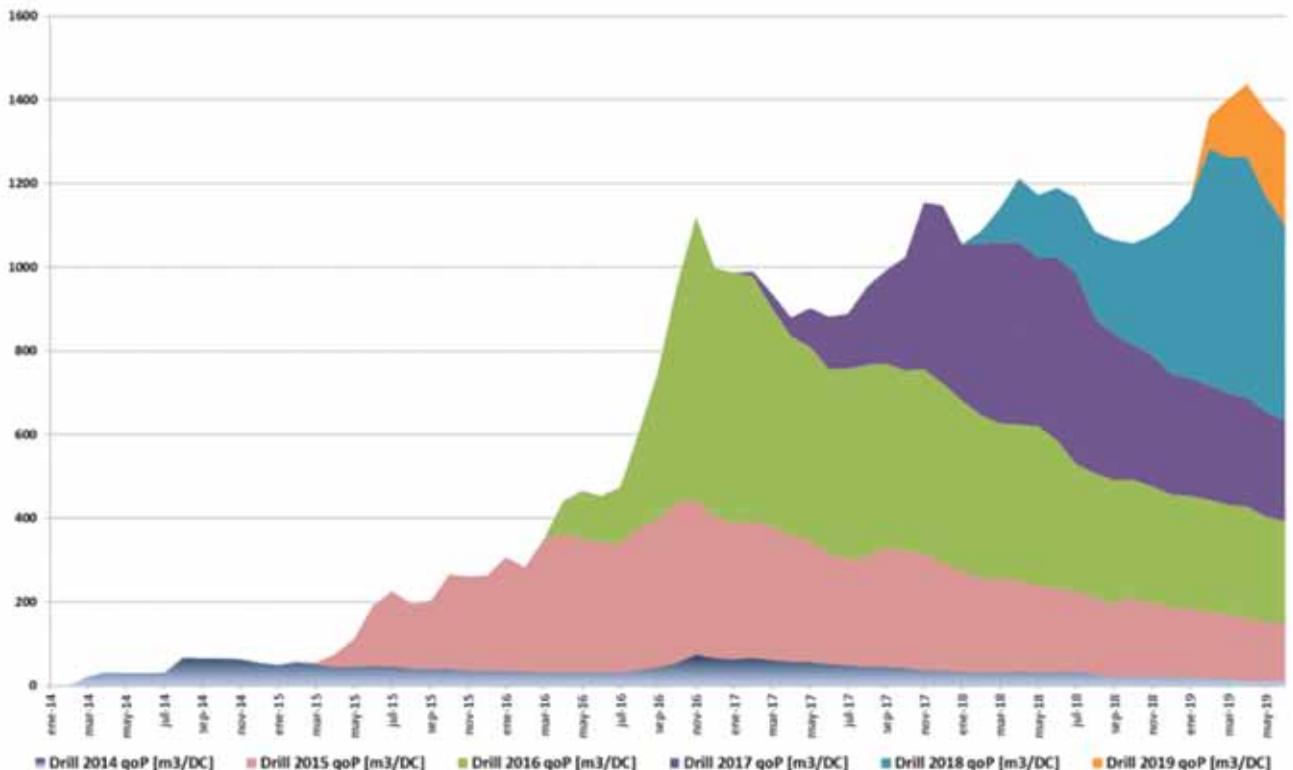


Figura 7. Producción de petróleo por campaña de perforación.

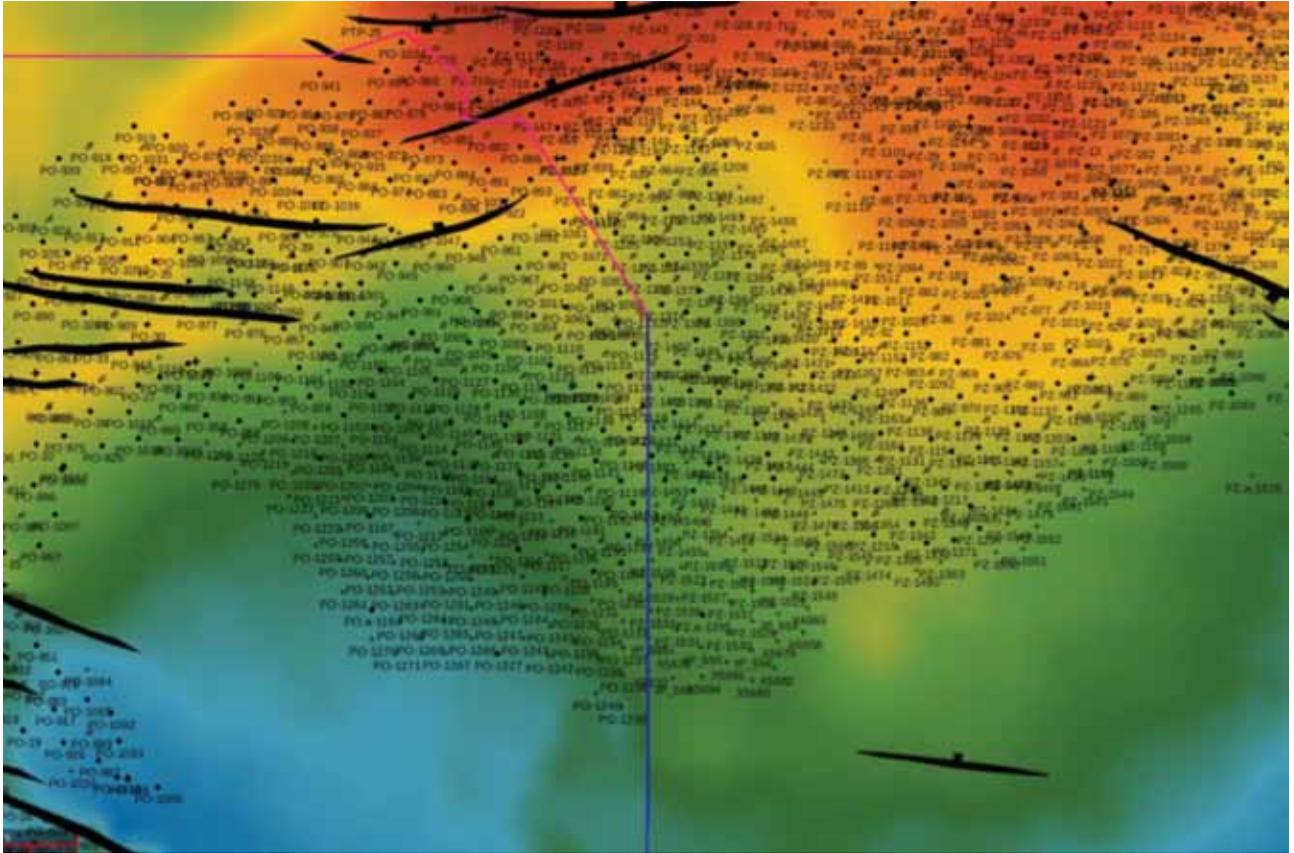


Figura 8. Mapa estructural yacimientos Zorro / Oriental (2021).

Entre productores e inyectores se perforaron 61 pozos CWD con un tiempo promedio de perforación de 9,6 días, y se perforaron 69 pozos en forma convencional con un tiempo promedio de perforación de 14,5 días. Los pozos fueron completados en 15 días, lo que nos permitió alcanzar un pico de producción de 1430 m³/d (Figura 7), un caudal de inyección de 12.300 m³/d, y una acumulada de 1.300.000 m³ de petróleo a junio de 2019.

La implementación total de estos proyectos involucrará 245 pozos, de los cuales 134 pozos (un 55%) se perforarán en la modalidad CWD, y el 57% de los productores serán terminados con fracturas directas sin ensayo previo (Figura 8).

Conclusiones

La implementación temprana de la recuperación secundaria implica una respuesta anticipada y una mejora en el *cash flow* del proyecto.

La utilización de nuevas tecnologías permitió hacer un uso eficiente de los recursos sin perder información ni calidad de pozo, facilitando el rápido desarrollo de las reservas involucradas.

Se definió una estrategia de desarrollo de un campo integrando esfuerzos de diversas especialidades y sectores. Esta implementación sirvió como aprendizaje para ser extrapolado a otros campos y yacimientos de Cerro Dragón.

Se trabajó fuertemente en las problemáticas operativas para reducir tiempos de perforación y hacer más eficiente el uso de los equipos de perforación y terminación.

Este cambio de estrategia en el desarrollo permitió implementar los proyectos de secundaria un 30% más rápido generando una aceleración de la producción y de la incorporación y progresión de reservas, como consecuencia se liberaron recursos operativos para otros proyectos y se obtuvo un ahorro promedio del 5% en el costo por pozo.





CURSOS IAPG

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



Cursos Presenciales

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



Cursos In Company

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



Cursos Online

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

Para más información: cursos@iapg.org.ar



Diseño de proyecto piloto integral de inyección de polímeros

Cómo prolongar la vida y aumentar el valor de un área marginal en el Golfo de San Jorge

Por **María Eugenia Peyrebonne Bispe**, **Martín Villambrosa**, **Mayra Goldman**, **Darío Benítez (Capex)** y **Federico Ponce** (Petrominera del Chubut SE)

Este trabajo fue premiado como 1º Mejor Trabajo Técnico de las 6º Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo EOR, realizadas en el marco del 7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, realizado por el IAPG en noviembre, 2019 (Mar del Plata).

Este trabajo presenta el diseño y la propuesta de un proyecto piloto de inyección de polímeros que comenzará durante 2020 en el bloque maduro “La Guitarrita” (provincia del Chubut), donde se ha inyectado agua durante más de 30 años.

solo el 0,13% corresponde a métodos de recuperación asistida, que contribuyen a un 1% de la producción actual. La importancia que tienen los proyectos de recuperación asistida (EOR) reside en la posibilidad de extenderlos a todas las zonas maduras bajo recuperación secundaria de la CGSJ con el fin de maximizar la recuperación de hidrocarburos y reducir los costos operativos a escala regional.

La inyección de polímeros y geles obturantes son métodos comprobados destinados a incrementar el factor de recuperación entre un 5% y un 8%. En las áreas de la CGSJ, con un factor de recuperación de alrededor del 20%, las reservas declaradas (335 MMm³) y la producción acumulada histórica descrita anteriormente, el incremento del 1% del factor de recuperación implicaría un volumen adicional de 55 MMm³, equivalente a 4 años de producción.

En los últimos años, la RAP ha mostrado un incremento sostenido de 4% anual. A medida que este índice aumenta y los yacimientos llegan a sus límites productivos, los métodos de recuperación asistida serán decisivos para obtener costos aceptables. Existen ejemplos exitosos en los que se triplicó la producción de petróleo mientras que la RAP decreció unas tres veces debido a la recuperación asistida.

El yacimiento Pampa del Castillo posee bloques bajo recuperación secundaria madura, donde se producen importantes volúmenes de agua en un proceso de inyección ineficiente. El diseño de un proyecto piloto de inyección de polímeros y su posterior implementación permite poner en valor nuevamente zonas marginales del yacimiento y replicar la experiencia en zonas vecinas.

La CGSJ es una de las cuencas hidrocarburíferas más productivas de la Argentina. Se ubica entre los paralelos 44° y 47° Sur y los meridianos 63° y 72° Este, abarcando una superficie de 130.000 km² en la región central de la Patagonia (Figura 1). La producción acumulada de petróleo en la CGSJ es de 780 MMm³. De este volumen,

Ubicación

El yacimiento Pampa del Castillo - La Guitarra se ubica en el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, al sudoeste de la provincia del Chubut y a 50 km al oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia.

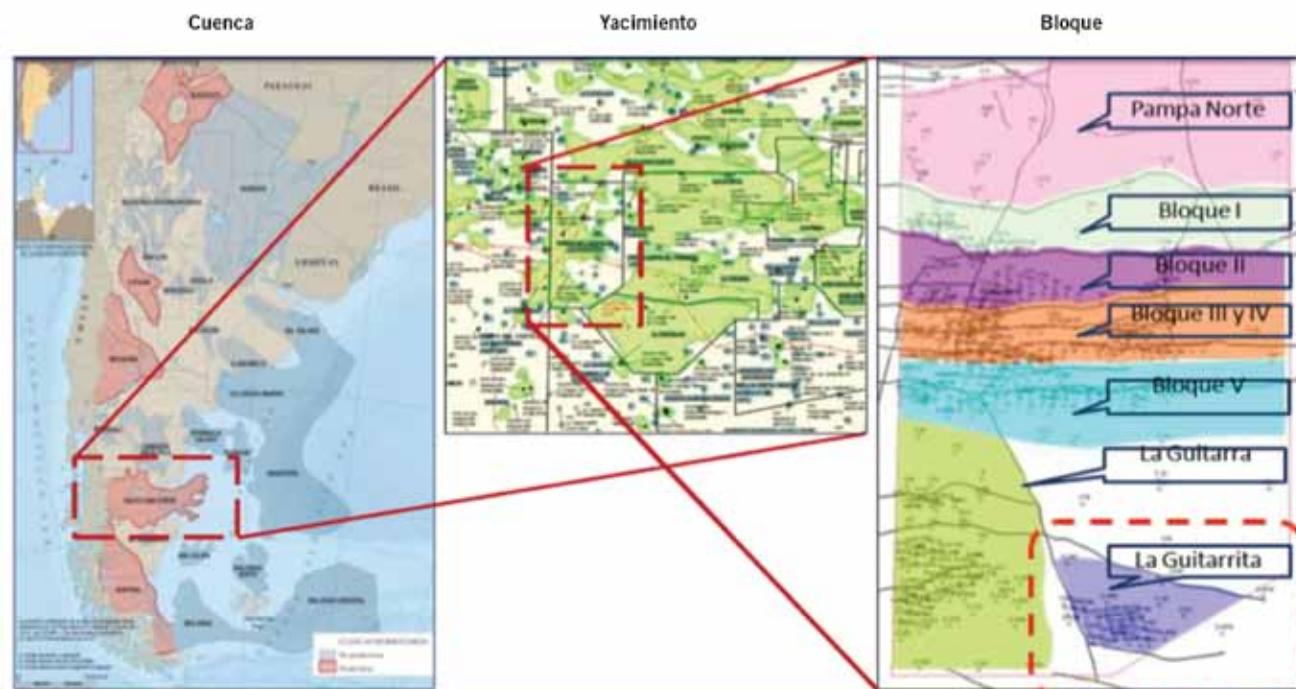


Figura 1. Ubicación.

La estructuración del área permite dividirla en siete bloques principales. Este trabajo se centra en el bloque más meridional denominado La Guitarrita (Figura 1).

Historia de producción en la Cuenca del Golfo San Jorge

Desde 1907 se perforaron 41.600 pozos en la CGSJ, de los cuales, a la fecha permanecen activos 13.300 como productores y 3.350 como inyectores.

La producción histórica supera los 780 Mm³ de petróleo y 5,5 Tcf de gas. Diariamente se producen 581 Mm³ de líquido y 37 Mm³/d de petróleo. Del caudal total de crudo obtenido, se asigna un 49% a métodos de recuperación secundaria y solo un 1% a EOR. Teniendo en cuenta los valores mencionados, la relación agua petróleo (RAP) es de 14,7 m³/m³ con un ratio de 4,1 entre pozos productores e inyectores.

A continuación se detalla la producción actual de la CGSJ para poner en contexto productivo el bloque de interés y realizar un diagnóstico comparativo (Figura 2).

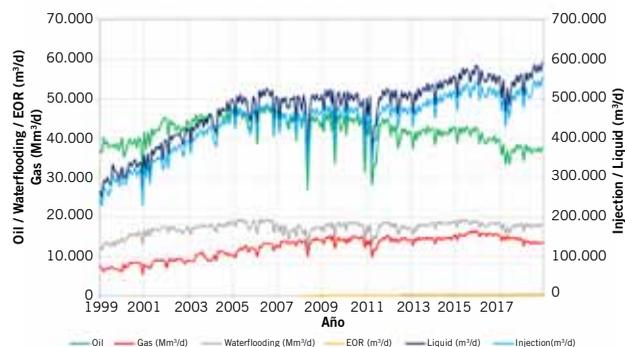


Figura 2. Historia de producción en la Cuenca del Golfo San Jorge.

Historia de producción de La Guitarrita

Desde su pico de producción en 1998 (Figura 3a), la producción de petróleo fue declinando durante 20 años, con una producción de agua en aumento y la necesidad de inyección de agua en un proceso altamente ineficiente, en el que se producen 80 m³/d de agua por cada 1 m³/d de petróleo con una proporción de pozo productor-inyector de 1:1.

Esta área con recuperación secundaria madura es hoy una zona marginal.

Con el agregado de que si un pozo presenta problemas mecánicos, permanecerá *stand-by* debido a las condiciones de marginalidad del bloque.

A causa del agotamiento por recuperación secundaria o a la baja productividad, el bloque La Guitarrita ha llegado

Comparación de Producción Cuenca Golfo San Jorge - La Guitarrita

Indicador	Unidades	CGSJ	La Guitarrita
Producción de Petróleo	Mm ³ /d	37	40
Producción de Líquido	Mm ³ /d	581	3.3
Producción por recuperación asistida	m ³ /d	394	0
Inyección	Mm ³ /d	538	3.5
RAP	m ³ /m ³	14.7	80
N° pozos productores/inyectores		4.1	1.9

Tabla 1

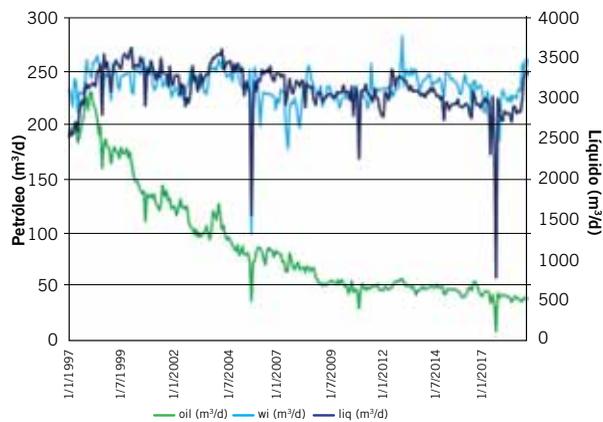


Figura 3a. Historia de producción de La Guitarrita desde 1997.



Figura 3b. Historia de producción de La Guitarrita de los últimos 6 años.

a sus límites productivos, por lo tanto es necesario mejorar el proceso de recuperación mediante la implementación de proyectos de Recuperación Terciaria.

Para dimensionar el área y estimar, entre otras variables, el petróleo original por capa, se creó un modelo analítico utilizando un software de análisis de reservorios.

Con dicho modelo, se evaluó a su vez el comportamiento y la eficiencia de barrido de la inyección vertical como la respuesta esperada de producción tanto vertical como arealente. De este modo, se resuelve que el petróleo original *in situ* del bloque es de 6.902 Mm³ con un espesor útil de 29 m y un FR del 28%. En la tabla 2 se indica con mayor detalle cómo está distribuido el petróleo *in situ* por secuencia.

Marco geológico

La zona de estudio se encuentra en la porción norte de la cuenca del Golfo San Jorge, una cuenca intracratónica que ha sufrido dos fases tectónicas de gran importancia: entre el jurásico temprano y el cretácico temprano la identificó una etapa inicial con un desarrollo tectónico tipo rift y esfuerzos extensionales con dirección predominante N-S, seguido por una fase tectónica de SAG entre fines del cretácico temprano y el cretácico tardío, en la que dominaron esfuerzos en dirección E-O que provocaron nuevos juegos de fallas antitéticas y sintéticas.

En líneas generales, las características de origen extensional confirieron a esta región la posibilidad de desarrollar

Diagnóstico productivo por secuencia

	Reservorio		Acumuladas y FR			Inyección	Producción		
	VP	POIS	FR Prim	FR Sec	FR Total	VPI	Oil	Liq	Ainy
	[Mm³]	[Mm³]	%	%	%	fr	[m³/d]	[m³/d]	[m³/d]
CR1 - H	1,142	631	7%	5%	12%	1.2	4.4	242	482
CR1 - G	372	199	17%	0%	17%	0.2	0.2	2	0
CR2 - G	1,552	979	26%	13%	39%	5.2	9.8	739	647
CR2 - F	2,849	1,849	30%	16%	46%	3.8	14.5	1,066	1110
CR2 - E	2,767	1,757	12%	9%	21%	2.4	12.3	797	819
CR2 - D	109	68	10%	0%	10%	-	0.0	2	0
CR3 - D	1,283	767	14%	0%	14%	0.0	0.7	7	0
CR3 - C	472	283	22%	0%	22%	-	0.5	3	0
MEC - A	675	370	5%	0%	5%	-	2.1	6	0
	11220	6902	19%	9%	28%	2.40	45	2,865	3,058

Tabla 2

un gran espacio de acomodación y, sumado a las importantes tasas de subsidencia asociadas, se dio lugar a un marco excepcional para la depositación de facies lacustres, fluviales y deltaicas, que rellenaron los depocentros extensionales desarrollados sobre los complejos volcánicoclásticos de edad jurásica. El desarrollo de una potente columna sedimentaria de ambiente principalmente continental alcanza los 3.500 m en sus sectores más potentes.

La formación Pozo D-129, de edad cretácica inferior, conforma la parte basal de la columna estratigráfica de interés, correspondiente al Grupo Chubut. Si bien es alcanzada por solo un pozo, su porción superior cobra importancia debido a su rol fundamental como roca madre de los hidrocarburos en este sector de la cuenca y por su atractivo exploratorio. Se trata de depósitos lacustres de ambiente anóxico caracterizados por potentes sucesiones de pelitas oscuras ricas en materia orgánica, dentro de las cuales pueden identificarse de manera intercalada miembros tobáceos y calcáreos oolíticos y, en menor medida, delgadas lentes arenosas.

Por encima yace la formación Mina El Carmen que, junto con la suprayacente formación Comodoro Rivadavia, conforma los reservorios más importantes de la cuenca. Está constituida predominantemente por facies finas, de planicies aluviales y lacustres, con intercalaciones arenosas, previamente interpretadas por distintos autores como sublacustres, originadas por flujos de turbidez. Debido al

El éxito en GeoPark se define de muchas maneras.

- ✓ Crecer continuamente durante 17 años
- ✓ Estar presentes en 6 países
- ✓ Certificar reservas por más de 180 millones de barriles
- ✓ Operar más de 75.000 barriles equivalentes por día
- ✓ Ser la empresa de E&P con mejor performance en NYSE*
- ✓ Atraer a la mejor gente de la industria
- ✓ Regresar a casa seguros cada día
- ✓ Ser el mejor aliado de nuestros vecinos

| COLOMBIA
| ARGENTINA
| BRASIL
| CHILE
| PERÚ
| ECUADOR

www.geo-park.com



GEOPARK
CREAR VALOR • RETORNAR

*2017 y 2018 entre compañías de capitalización bursátil mayor a USD150MM (NYSE:GPRK)

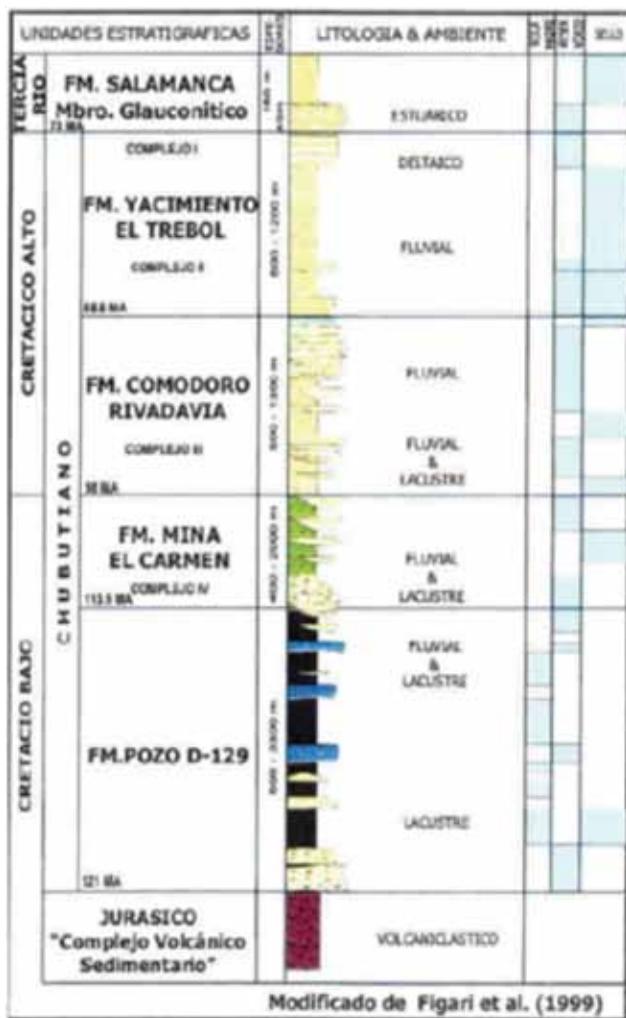


Figura 4. Columna estratigráfica.

evento volcánico patagónico (cretácico inferior alto), son frecuentes las intercalaciones volcánicas en esta formación, representadas por tobas y arcillitas tobáceas, que se hacen menos presentes hacia el techo de la unidad. Esta disminución es acompañada con un mayor predominio de miembros arenosos, estableciendo un pasaje progresivo hacia la formación Comodoro Rivadavia (Figura 4).

La formación Comodoro Rivadavia, objetivo principal en el ámbito de estudio, está constituida por pelitas de pro-delta gradando a areniscas de frente deltaico con secuencias de origen fluvial y ha sido dividida en dos miembros: el miembro arenoso en la base y el miembro lutítico al tope. En el primero, la proporción de arenas es más importante que en la formación Mina del Carmen, compuesta por una alternancia de areniscas tobáceas de grano medio y de arcillitas de planicie aluvial. Los principales niveles productores se encuentran al tope del miembro arenoso. El mayor espesor y porcentaje de clásticos es registrado en el flanco norte de la cuenca. Esta sugiere un comportamiento activo de este borde norte.

El miembro lutítico, en cambio, es más pobre en arenas. Solo algunas lentes arenosas están presentes en la base y techo pero sin gran extensión ni continuidad.

El bloque en estudio tiene un espesor promedio de alrededor de 1000 me y su mineralización resulta debido a

una trampa de tipo estructural/estratigráfico combinado con un importante componente estructural.

Los mecanismos naturales de producción predominantes antes del comienzo de la inyección de agua, deducidos de la historia de producción y presiones, fueron la expansión monofásica del fluido subsaturado en un comienzo, según resultados de ensayos PVT y la posterior expansión del gas en solución con una leve entrada de agua (que se intuye a partir del aumento sostenido y suave del corte de agua durante la etapa de producción primaria).

A los fines de este proyecto, el reservorio en estudio se encuentra en las secuencias CR-G, CF-F, y CR-E, debido a que más del 65% del OOIP se encuentra en dichos reservorios (Figura 5, Tabla 2).

Para la correcta implementación de un proyecto de recuperación terciaria es determinante la buena continuidad de las arenas a ser inyectadas. En este caso, existe buena conectividad de los reservorios de interés tanto vertical como arealmente (Figuras 6 y 7).

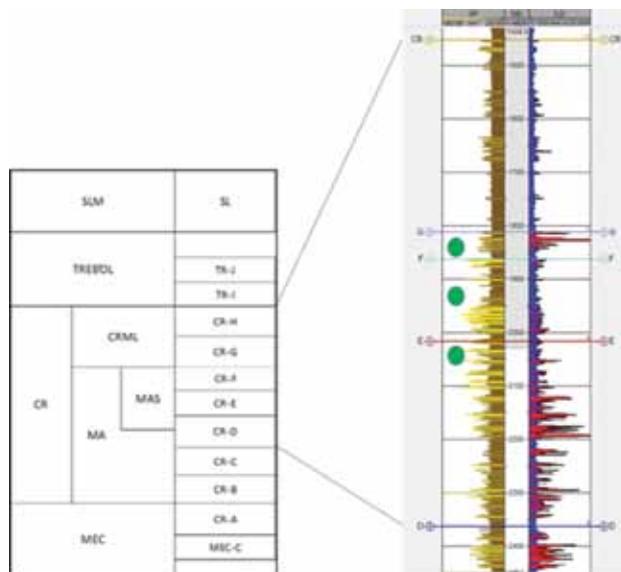


Figura 5. Columna estratigráfica. SP y perfil ILD.

Condición de los reservorios

Luego de describir la formación en la que se desarrollará el piloto, a continuación se explicará el estado de los reservorios:

- Volumen poral inyectado (VPI): entre 3 y 7 VPI. (Figura 7 y 7 bis). Dos de los reservorios de interés se encuentran en un estado terminal de la recuperación secundaria, visualizando la misma tendencia en las otras capas. A su vez, podemos observar que difiere la eficiencia de barrido entre ellas, evidenciando la alta heterogeneidad vertical y alta relación de movilidades.
- Alta heterogeneidad de la permeabilidad vertical: entre 100 y 1500 mD. Promedio 400 mD (Figura 8).
- Alta viscosidad: 20° API petróleo 100 cp.
- Multicapa: 4 reservorios en estudio.
- Profundidad del reservorio: de 1700 m a 1900 m.
- Alta temperatura: aprox. 80/85 °C.



iAPG

Cursos
Online

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

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

Registros de Pozo

Instructor: Alberto Khatchikian

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

Registros de Pozo I

Curso Básico

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

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

Registros de Pozo II

Curso Avanzado

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

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

Para más información: cursos@iapg.org.ar

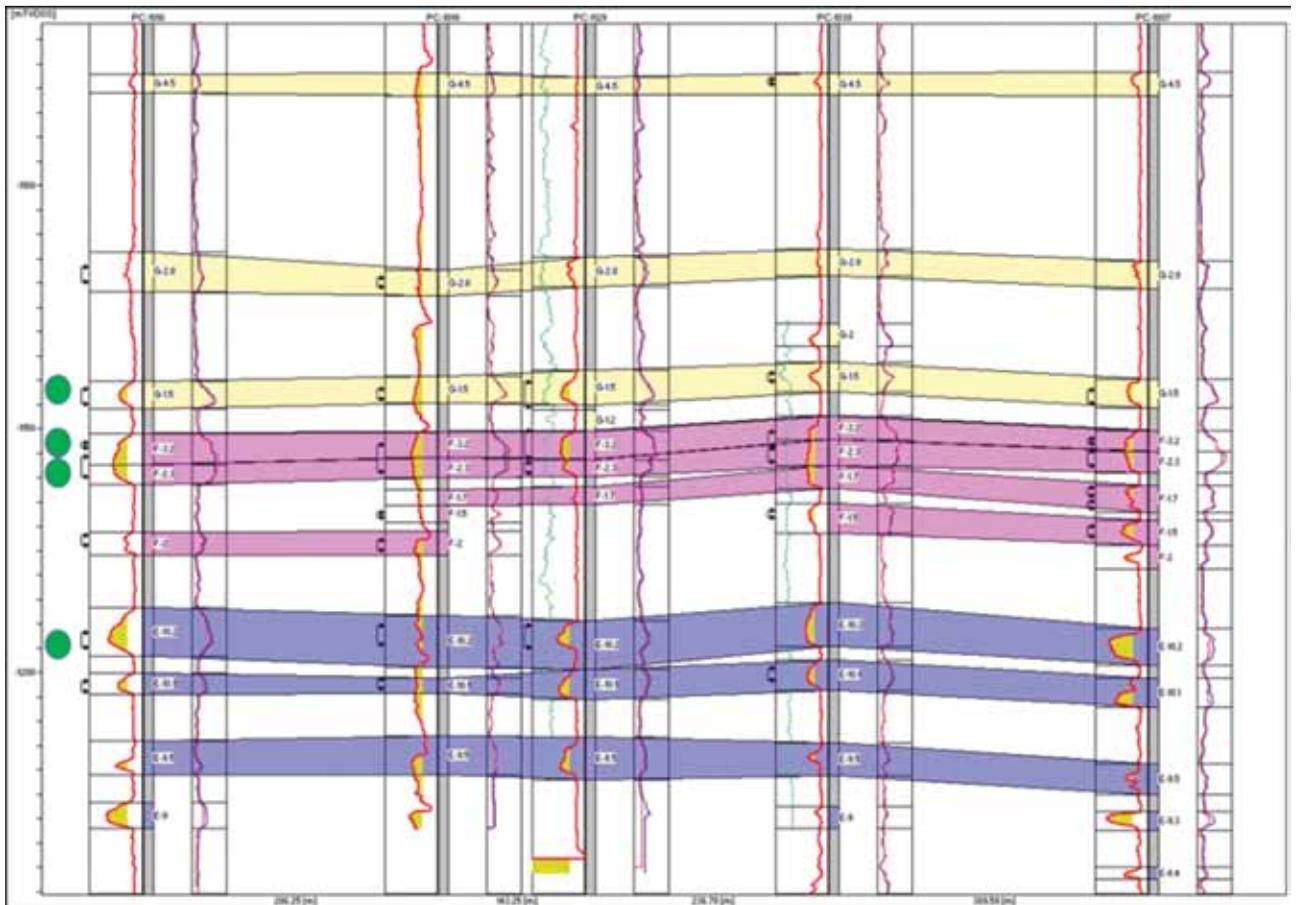


Figura 6. Corte 1 pozo inyector – 4 pozos productores. Conectividad de los capas de interés.

Por último, a la hora de implementación del proyecto, se estimó que se encuentra presente el 60% del petróleo original *in situ*.

Descripción del proyecto

Teniendo en cuenta estas características, se evalúa la implementación de un proyecto integral de recuperación

terciaria para mejorar la eficiencia de barrido volumétrico, que incluye:

- Proyecto integral de inyección de polímeros.
- Construcción de una planta de inyección de polímeros.
- En caso de que dé buenos resultados, la extensión del proyecto a otro bloque del yacimiento.

Proyecto integral de inyección de polímeros

1. Inyección de geles

Los reservorios objetivo tienen un alto volumen poral inyectado (IPV) y alta heterogeneidad de la permeabilidad vertical. Para mejorar la eficiencia del barrido, se iniciará

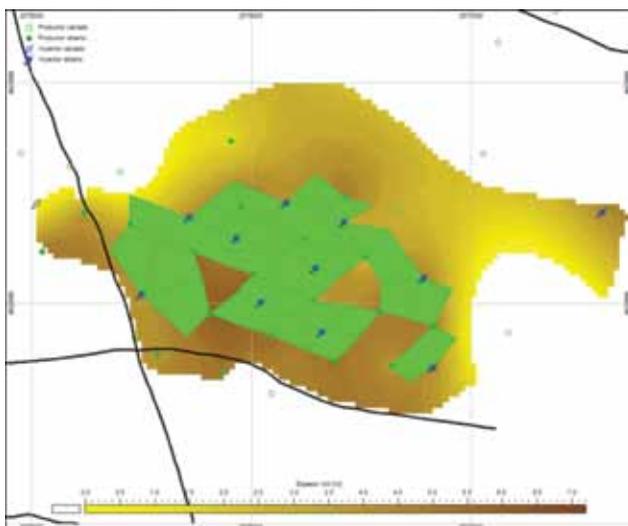


Figura 7. Continuidad areal de una de las capas seleccionadas para la inyección de polímero.

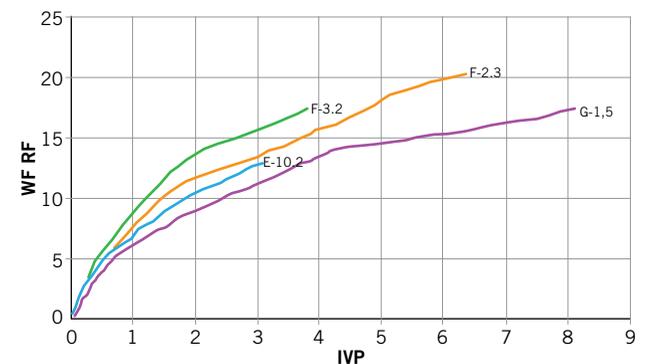


Figura 7 bis. FR Recuperación secundaria versus IPV por cada capa.

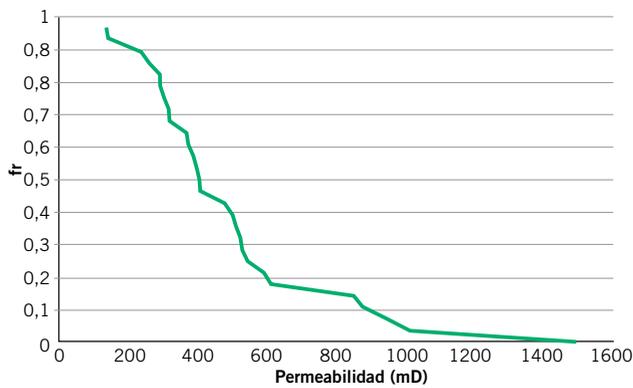


Figura 8. Dispersión de la permeabilidad vertical.

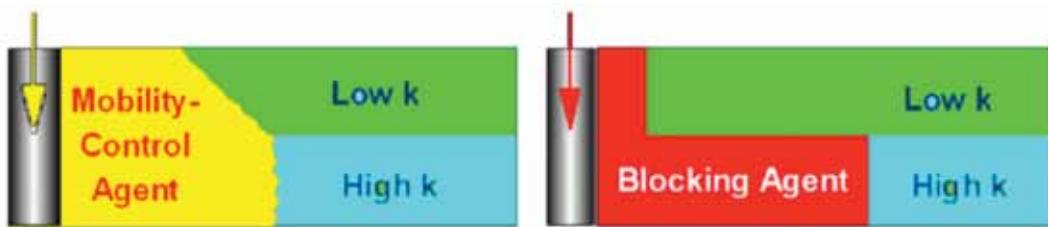


Figura 9. Perfil de inyección vertical que muestra las diferencias entre la inyección de polímeros (izquierda) y de geles (derecha) en dos zonas con permeabilidades diferentes. En verde, la zona de baja permeabilidad y, en celeste, la zona de alta permeabilidad. Fuente: Seright. <http://www.prrc.nmt.edu/groups/res-sweep/>

el proyecto con inyección de gel para luego continuar con polímero a alta viscosidad (similar al petróleo).

La inyección de geles es un tratamiento corto para bloquear o reducir la admisión en zonas canalizadas del reservorio con el objeto de mejorar la recuperación y contactar más petróleo al comienzo de la inyección de polímero.

La formulación química de los geles que se utilizarán en los tratamientos es un gran desafío. Encontrar el polímero adecuado y un agente reticulante estable con la cinética controlada para este tipo de reservorio es un trabajo desafiante.

Volumen del gel: el volumen a inyectar depende del volumen de las canalizaciones de los reservorios canal.

El volumen poral es el resultado del producto de área, Hk y porosidad (Ecuación 1).

$$\text{Ecuación 1: } VP = A * H_k * \phi$$

Referencias:

VP: Volumen Poral, Mm³

A: área (m²) es la superficie barrida dentro de un pozo inyector y sus pozos productores asociados. Se considera que, como hablamos de un bloque de más de 20 años de recuperación secundaria, la eficiencia del barrido de agua está en alrededor del 100% en las zonas con mayor permeabilidad en que se canaliza el agua.

Hk: espesor permeable en las zonas de alta permeabilidad >1000 mD.

Una vez que se calcula el volumen poral, y teniendo en cuenta el IVP por capa, podemos estimar el volumen de gel a inyectar.

En función de la experiencia del operador, que lleva más de 10 años realizando tratamientos de geles por administración, los volúmenes target para los tratamientos se indican en la tabla 3.

Luego de realizar este cálculo por cada capa y para cada uno de los 11 pozos inyector, se concluyó que es necesario efectuar 24 tratamientos con un volumen total de 16 mbbl de gel que se a inyectar. En la tabla 4 se detalla cómo es el ejercicio de cálculo.

Rangos de volumen de tratamiento

SI 1 < VPI < 2	se inyectan	2.5% de VP
SI 2 < VPI < 3.5	se inyectan	5% de VP
SI 3.5 < VPI < 6	se inyectan	7.5% de VP
SI 6 < VPI < 8	se inyectan	10% de VP

Tabla 3.

Durante la inyección de geles, se realizará un continuo monitoreo de los parámetros de inyección como caudal de inyección y presión (*hall plots*) para poder efectuar cambios a demanda en función de la respuesta de los reservorios.

La tendencia de la presión da una indicación de la eficiencia del tratamiento. Si la presión aumenta, significa que el gel está bloqueando el canal de alta permeabilidad. Si la presión no se incrementa, es necesario evaluar si se requiere aumentar el volumen del gel y/o modificar el diseño del tratamiento.

2. Inyección de polímeros

Una vez efectuada la inyección de geles, se continuará con la de polímeros.

A continuación se muestra la diferencia en eficiencia de barrido al inyectar agua y polímero en reservorios heterogéneos:

El objetivo principal para el agregado de polímero es el aumento de la viscosidad del agua; sin embargo, agregar polímero también hace que mejore la eficiencia del

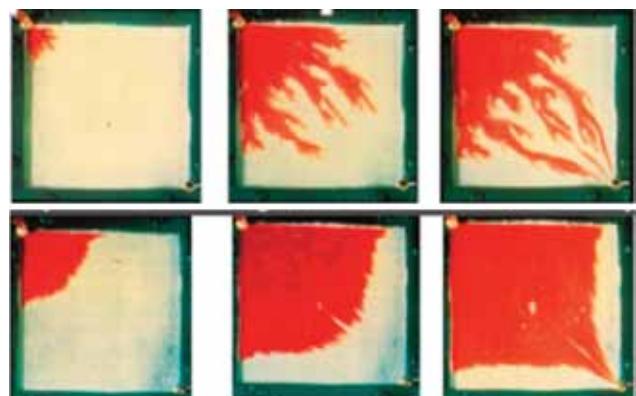


Figura 10. Células 2D de simulación de desplazamiento. Fuente: Surtek.

Cálculo de volumen de gel a inyectar por pozo por capa

Pozo	Capa	VPI (fr)	Area (m ²)	Hk (m)	Porosidad (fr)	VP por capa por pozo (Mm ³)	Volumen de tratamiento acorde con VPI	Volumen final (Mm ³)	Volumen final (bbl)
PI-1	1	6.98	113,000	2.50	0.30	85	10% VP (Mm ³)	8.48	53,308
	2	3.47	113,000	1.50	0.20	34	5% VP (Mm ³)	1.53	9,595
	3	3.38	36,000	4.00	0.18	26	5% VP (Mm ³)	1.17	7,337

Tabla 4.

barrido al reducir la permeabilidad de los canales de alta permeabilidad.

Iniciar la inyección de polímero con alta viscosidad es otro desafío del proyecto, porque además de favorecer el índice de movilidad en la inyección de agua, buscamos superar el contraste de permeabilidades.

3. Screening polímeros

La alta temperatura (80 °C) de los reservorios y las características del agua de producción a utilizar (salmuera de 4.700 ppm salinidad TDS, dureza de 1500 ppm) (Figura 11) para la preparación de la solución polimérica por inyectar, constituyen una limitación al desarrollo de viscosidad.

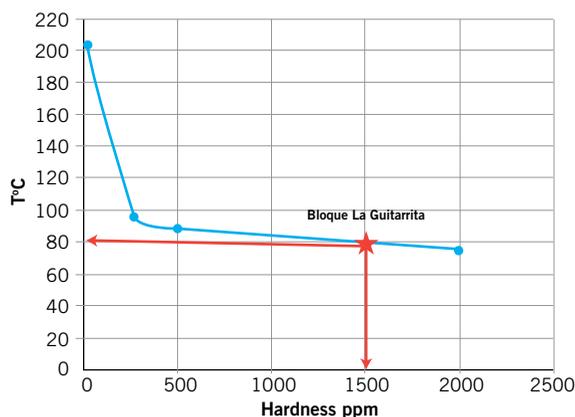


Figura 11. Temperatura versus dureza, agua producida en pozo en La Guitarrita, curvas basadas en información experimental Moradi-Araghi & Doe, 1987.

Es necesario seleccionar cuidadosamente la composición química del polímero teniendo en cuenta las características de la salmuera, la interacción polímero-solvente, la interacción polímero-roca y la degradación del polímero (los polímeros son sensibles a la degradación química, mecánica, térmica y biológica).

Se probaron más de 10 polímeros de características químicas diferentes de acuerdo con las prácticas recomendadas por la norma API-RP 63 ("Prácticas recomendadas para la evaluación de polímeros utilizados en EOR"). La selección del producto de calidad deberá tener en cuenta el desarrollo de la viscosidad, la estabilidad térmica, la filtración y otros parámetros.

A continuación se muestran los resultados del desempeño de algunos de los productos evaluados (Figura 12), representando la viscosidad desarrollada por polímeros comerciales en distintas concentraciones en condiciones análogas en La Guitarrita.

El polímero se seleccionará a través de un proceso licitatorio para obtener el mejor rendimiento de costo por

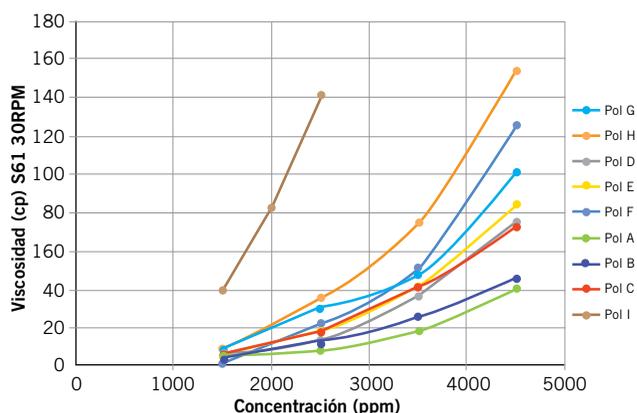


Figura 12. Desempeño del polímero: desarrollo de viscosidad en distintas concentraciones del polímero.

metro cúbico de tratamiento. Para estas condiciones de reservorio, se debe tener en cuenta la estabilidad térmica y el cloud point de los polímeros.

4. Proyecto integral de EOR. Resultados estimados

Se utilizó un proyecto análogo para estimar el petróleo incremental en función del polímero inyectado. El tiempo de respuesta se espera que sea entre los 6 a 12 meses. Los resultados fueron los siguientes: se espera incrementar la producción actual en un 150% aproximadamente. Esto representa un incremento de 8 a 10% del factor de recuperación (Figura 13).

Sumado a que, debido al incremento de la producción de petróleo, y como resultado directo de la inyección de polímeros, se traduce en una disminución del RAP, como se muestra a continuación. Se espera que el RAP disminuya 4 veces (Figura 14). Esto generará una importante disminución de la producción del agua con la consecuente disminución de los costos en instalaciones de superficie.

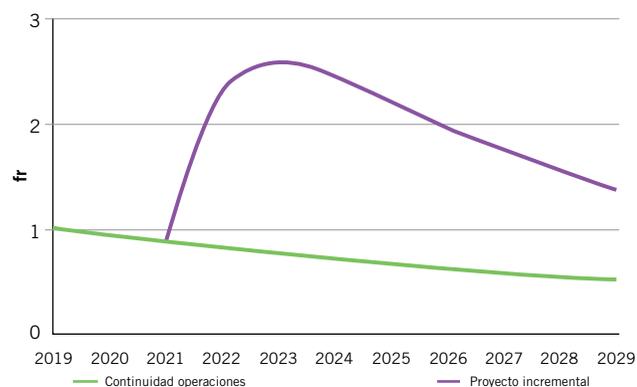


Figura 13. Producción incremental de petróleo relativa a producción inicial.

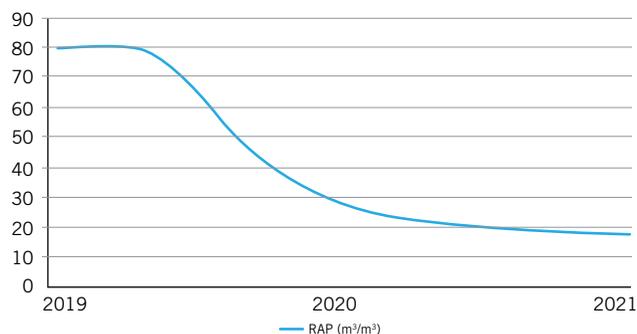


Figura 14. Curva de RAP esperada con la implementación del proyecto.

Conclusiones

La Guitarrita es un bloque donde se evidencia petróleo remanente por extraer pero donde hoy el proceso de recuperación secundaria implementado hace más de 30 años significa recircular agua sin obtener el resultado productivo esperado.

Por encontrarse en los límites de su economicidad, pozo que tiene problemas mecánicos, etc., queda parado, haciendo más ineficiente el proceso y afectando aún más la curva de producción.

El objetivo es revalorizar el activo con la implementación de un Piloto de un Proyecto Integral de EOR, donde los desafíos y los riesgos están presentes pero que gracias a la experiencia en implementación de proyectos de terciaria, se pondrá a disposición para su desarrollo todas las lecciones aprendidas, curva de aprendizaje y todo su conocimiento en llevarlo a cabo y afrontar las dificultades que se puedan presentar.

Se realizarán 24 tratamientos de geles de conformance con el fin de contactar más petróleo al inicio de la inyección de polímero.

De esta forma, la producción se aumentará en un 150% con una disminución progresiva del RAP de $80\text{m}^3/\text{m}^3$ a $20\text{m}^3/\text{m}^3$ y un aumento del FR en el orden del 8 a 10%.

Para disminuir los riesgos es de suma importancia el conocimiento de las características del agua que se inyectará (salinidad, dureza, etc.) porque definirá como variable de

gran importancia el polímero que se podrá utilizar, teniendo en cuenta además que será inyectado en reservorios de importante profundidad y temperatura con la consecuente pérdida de viscosidad a medida que es inyectado en caso de no seleccionar el polímero adecuado para dichos reservorios y agua.

Al desconocimiento de antecedentes locales de proyectos de EOR a las profundidades mencionadas, se suma que también desconocemos el comportamiento de los reservorios de interés frente a la inyección de fluidos de alta viscosidad. Por este motivo, previamente a la inyección de geles para el bloqueo de los canales de alta permeabilidad, se realizarán pruebas de inyectividad con las mismas instalaciones y planta que se utilizará para el proyecto.

Este proyecto no es solo un primer paso para la reactivación de un bloque en estado de marginalidad, sino también el punto inicial para implementar este tipo de proyectos en la Cuenca, extendiendo la vida útil gracias a la recuperación terciaria.

Permitiría además replicar la experiencia en zonas profundas de la Cuenca donde actualmente la temperatura es una limitante para el desarrollo de viscosidad de los polímeros tradicionales.

La aplicación de recuperación terciaria en la Cuenca del Golfo es incipiente y apenas 1% de la producción actual.

El incremento en los FR por estos métodos es fundamental para lograr el desarrollo de los recursos remanentes, además tiene el potencial de ser una de las grandes fuentes de incorporación de reservas a futuro.



Referencias

- Buciak, J. M., Fondevila Sancet, G., & Del Pozo, L. (2015, February 1). *Polymer-Flooding-Pilot Learning Curve: Five-Plus Years' Experience To Reduce Cost per Incremental Barrel of Oil*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/166255-PA.
- Moradi-Araghi, A. & Doe, P. H. (1987, May 1). *Hydrolysis and Precipitation of Polyacrylamides in Hard Brines at Elevated Temperatures*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/13033-PA
- Reservoir Sweep Improvement. Section Head: Dr. Randall Sright. <http://www.prrc.nmt.edu/groups/res-sweep/>



Inyección de partículas activadas térmicamente en fondo para el control de conformance en profundidad para mejorar la recuperación de petróleo en un campo maduro de explotación secundaria: Cerro Dragón

Por **Javier E. Gómez, Alberto Iuliano y Christian R. Martínez** (Pan American Energy S.L.); **Mahdi Kazempour, Mojtaba Kiani y Daniela Alzate** (Nalco Champion) y **Praveen Singh, David Thrasher, Gary Jerauld y Giovanna Boccardo** (BP)

Este trabajo fue premiado como 2º Mejor Trabajo Técnico de las 6º Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo EOR, realizadas en el marco del 7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, realizado por el IAPG en noviembre, 2019 (Mar del Plata).

La aplicación de una tecnología para el control de conformance en profundidad, en especial partículas activadas térmicamente (*Thermally Activated Particle, TAP*) o *Bright Water™ (BW)*, ha demostrado resultados positivos. Su bajo costo de implementación e intervención la convierten en una alternativa para su aplicación en campos maduros.

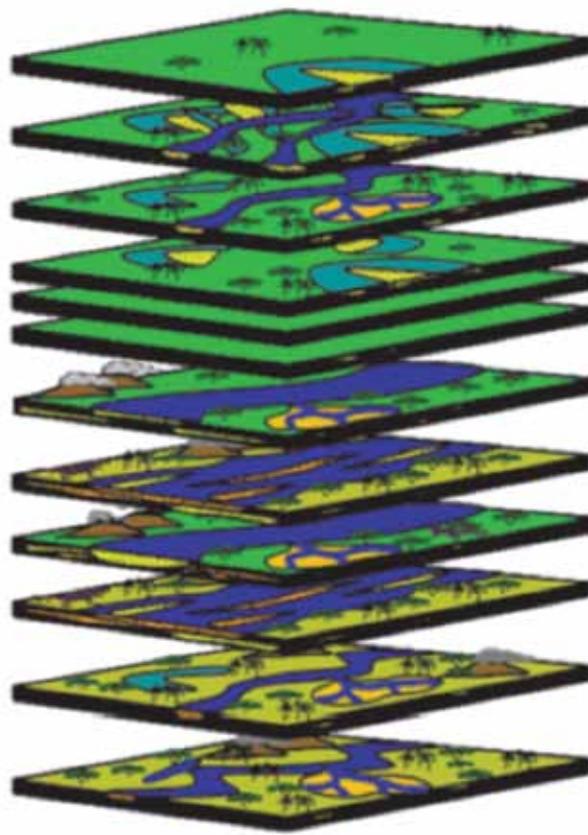


Figura 1. Vista esquemática del ambiente depositacional.

El campo Cerro Dragón se ubica en el sur de la Argentina en la cuenca del Golfo San Jorge extendiéndose principalmente de oeste a este por 170.000 km². Operado por Pan American Energy S.L. desde 1999 es el mayor campo productivo de petróleo del país con caudal de petróleo de 15 km³/d y una inyección de agua de 214 km³/d, la relación agua petróleo (RAP) es igual a 14.7.

El mecanismo de drenaje característico del yacimiento es el de expansión de gas en solución. Tuvo su primera producción de petróleo en 1965 y una larga historia de recuperación secundaria desde 1969. Actualmente dividida en más de 100 bloques de explotación secundaria con diversas respuestas al empuje, sumando 3500 pozos en producción y 770 en inyección con un distanciamiento promedio entre pozos de 250-300 m.

La cuenca se caracteriza por la presencia de múltiples reservorios apilados consecuencia del modelo deposicional fluvial y lacustre. Pueden presentarse hasta 30 capas productivas por pozo aisladas unas de otras y consideradas como unidades hidráulicas independientes. Todo pattern de explotación secundaria presenta un subsecuente modelo de flujo diferente como respuesta a las heterogeneidades presentes (Figura 1).

Se lograron identificar una gran cantidad de bloques independientes en los que el agua de barrido recircula por zonas preferenciales que no permiten recuperar hidrocarburo presente y económicamente atractivo, recirculando agua y alcanzando altos valores de RAP. La excesiva producción de agua trae aparejada esfuerzos extras a nivel producción, además de limitar el factor de recobro, obligando a rediseñar el método de recuperación. En este trabajo se muestran los resultados y planes de desarrollo de la aplicación de recuperación terciaria con la tecnología de conformance en profundidad llamada *Thermally activated particles (TAP)*. Esta tecnología logra bajar los niveles de RAP y modificar la tendencia característica del barrido de secundaria agregando valor a nivel producción y reservas.

A partir de un proceso de *screening* se lograron identificar los bloques para la aplicación de la tecnología. En 2011 se llevó a cabo un primer piloto en uno de los bloques con inyección de TAP en 7 inyectores con resultados positivos que motivaron la implementación en otros bloques. El bloque central de este trabajo, implementado en el primer cuatrimestre de 2018, tuvo un diseño basado en un modelo geológico, en el modelo dinámico térmico respectivo, estudio de trazadores entre pozos, interpretación de historia de producción y estudios de laboratorio.

Descripción geológica de la región

El área de Cerro Dragón se encuentra ubicada en la cuenca del Golfo San Jorge al sur de la Argentina (Figura 2).

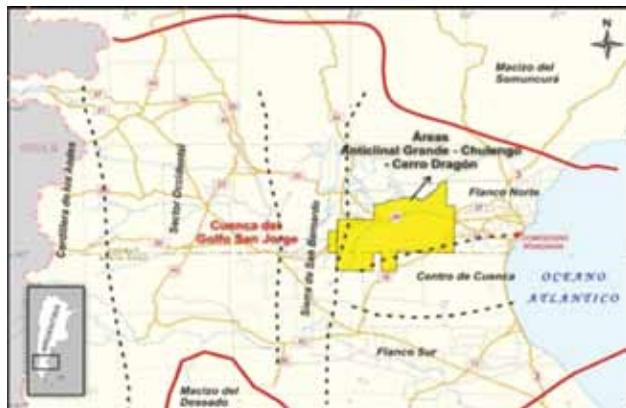


Figura 2. Área de Cerro Dragón en la cuenca del Golfo San Jorge.

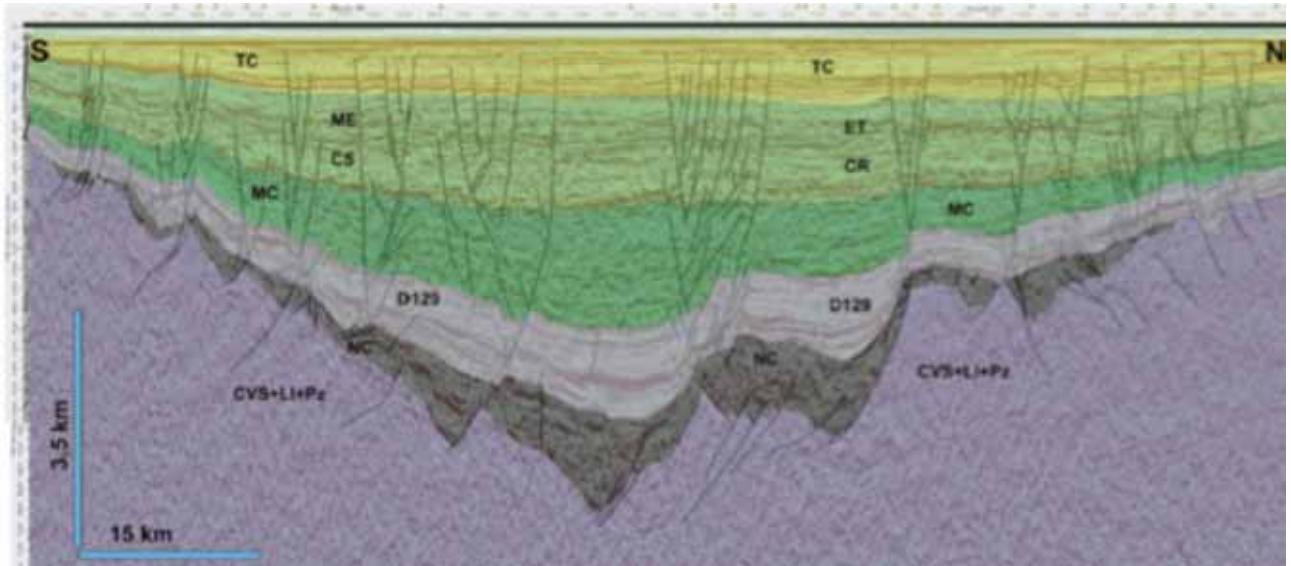


Figura 3. Línea sísmica S-N de la cuenca del Golfo San Jorge (Sylwan *et al.*, 2011).

Es una de las cuencas productoras de hidrocarburos más importantes de la Argentina caracterizada por reservorios multicapas intercalados, propios de un ambiente depositacional lacustre y fluvial.

Las formaciones más productivas son Comodoro Rivadavia y Mina El Carmen y corresponden al cretácico medio y superior depositados en un ambiente de sistemas aluviales y fluviales constituidos por cuerpos de areniscas con espesores variables que oscilan entre 2 m y 10 m. Su porosidad total y permeabilidad también son variables, la porosidad entre un 17% y un 27%, y la permeabilidad con mayores rangos y más aleatoria, en general oscila alrededor de los 100 mD; sin embargo, existen zonas con gran contraste de permeabilidades entre 500 mD y 1000 mD que dan origen a grandes diferencias en los modelos de flujo.

Los entrapamientos, en su mayoría, son combinados: sedimentarios y estructurales (fallas, intrusiones y pliegues). Las principales estructuras son del tipo extensional con bloques descendentes a lo largo de fallas regionales lístricas, generalmente de alto ángulo y con fallas menores asociadas (Figura 3).

El ambiente depositacional y el sistema de trampas dio origen a un sistema de unidades hidráulicas diferenciadas con variaciones de presión, propiedades del fluido y tipo de roca. Estos reservorios están distribuidos a lo largo de la columna sedimentaria y pueden abarcar entre 400 m y 3500 m de profundidad, según el lugar de la cuenca donde se encuentre. Las unidades hidráulicas son relativamente pequeñas con un rango entre 200 m y 700 m de ancho y de espesor variable; debido a esto un pozo puede llegar a contactar 30 reservorios productivos de petróleo, agua o zonas no productivas, principalmente arcillas que actúan como sello. Por otro lado, estos cuerpos no se encuentran alineados verticalmente por lo que un pozo puede atravesar distintos canales en distintas partes, razón por la cual el patrón o configuración geométrica de ubicación de los pozos de desarrollo es irregular e intenta maximizar el contacto de los cuerpos de canal (Figura 4). El modelo de flujo de cada inyector-productor depende de la anisotropía de

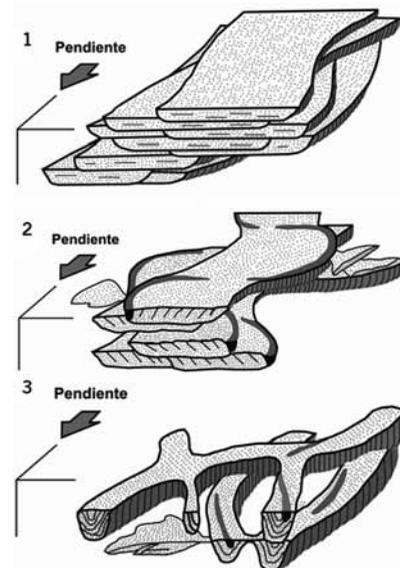


Figura 4. Geometría espacial de los cuerpos fluviales de la Cuenca del Golfo San Jorge. (1) Ríos entrelazados, (2) Meandriformas y (3) Anastomosados (Galloway y Hobbay, 1983).

las propiedades de la roca, el fluido en el reservorio, la posición relativa de cada pozo en el canal y de la historia de inyección y producción.

Tecnología de conformance en profundidad: *Thermally Activated Particle (TAP)*

TAP son partículas submicrónicas poliméricas expandibles que se inyectan en reservorio junto con un surfactante dispersivo. En contacto con el agua inicia la reacción de hidrólisis y el proceso de activación térmica mientras viaja en un frente creciente de temperatura. De esta forma, se expande hasta 10 veces respecto de su tamaño original, lo que permite una reducción de la permeabilidad relativa del agua en las zonas de barrido preferenciales. Luego de la aplicación, se reinicia el proceso de barrido de agua logran-

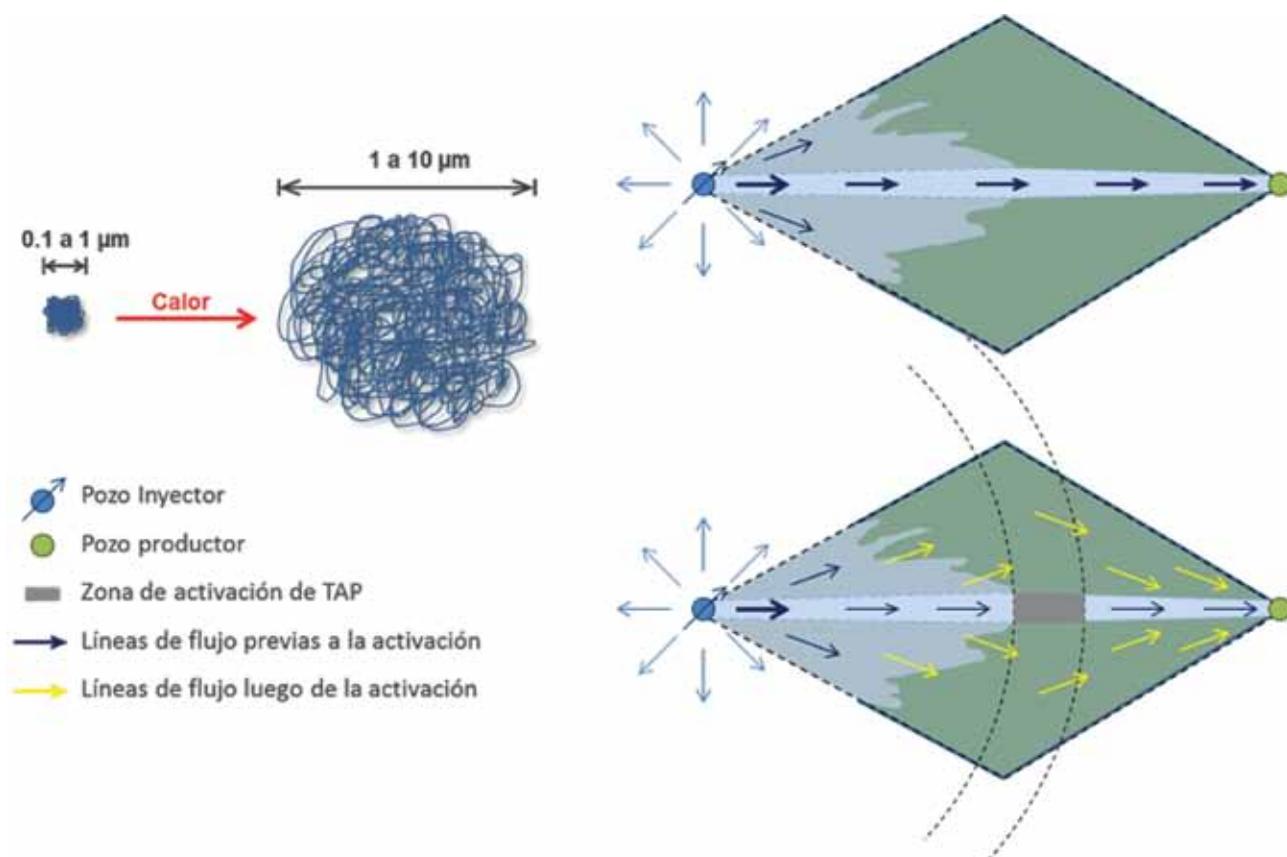


Figura 5. Partícula expandiendo 10 veces su tamaño y frente de líneas de flujo del agua luego de la activación térmica.

do cambiar la dirección de las líneas de flujo hacia zonas no barridas, con la consecuencia de una mayor eficiencia de barrido y subsecuente adicional recuperación de petróleo (Figura 5). Esta tecnología de conformance en profundidad es de bajo impacto ambiental y provee una opción de EOR de bajo riesgo tanto en aplicaciones *onshore* como *offshore*. Existen publicaciones de referencia con resultados de estudios de laboratorio de las partículas y casos históricos de implementación. (Pritchett *et al.*, 2003; Frampton *et al.*, 2004; Chang *et al.*, 2007; Yañez *et al.*, 2007; Garmeh *et al.*, 2011; Salehi *et al.*, 2012; Mustoni *et al.*, 2012; Choudhary *et al.*, 2014; Fabbri *et al.*, 2015 y Thrasher *et al.*, 2016).

Algunas ventajas de la tecnología TAP son las siguientes:

- De fácil aplicación a nivel operativo, inyectada directamente en la misma línea de inyección del agua.
- Amplio rango de aplicación al ser una partícula robusta para distintos valores de TDS (*Total Dissolved Solids*) que tolera hasta 150.000 ppm y temperaturas de reservorio hasta 120 °C.
- Muy baja pérdida de inyectividad durante y después del tratamiento, debido a que la viscosidad de la solución al momento de ser inyectada es similar a la del agua.
- Tratamiento que dura algunos meses para luego reestablecerse la operación de recuperación secundaria.
- No tiene impacto negativo en los fluidos de producción ni en las instalaciones de producción.
- Reduce el costo de tratamiento de altos volúmenes de agua.

Identificación de la problemática y el proceso de selección de candidatos

Los altos cortes de agua obligan a rediseñar la metodología de recuperación. Por lo tanto, a partir de criterios de selección y una evaluación de los 100 bloques que se encontraban bajo recuperación secundaria, se identificaron los candidatos para aplicar la tecnología de inyección de TAP.

Para la determinación de zonas y bloques con recirculación de agua se tomaron en cuenta los siguientes criterios:

- Evidencia de heterogeneidades y barrido ineficiente. El ambiente depositacional de la cuenca se caracteriza por tener barridos de baja eficiencia dado que cada patrón que se establece tiene distinto comportamiento productivo en cada capa explotada, como consecuencia de las zonas que son comunicadas, estableciendo conexiones inyector-productor en algunos casos y sin conexión alguna en otros.
- Altos valores de RAP y tendencias crecientes de RAP. Deben identificarse estas tendencias luego de una estabilización en la explotación secundaria, por lo que debe capturarse una historia reciente sin actividades, como apertura o cierre de capas, conversión de pozos, perforación de pozos nuevos o incrementos o bajas de inyección significativas. Esta estabilización sumada a altos valores de RAP reflejan la recirculación de agua.
- Tiempos de tránsitos mayores a 30 días. Los tiempos de tránsito inyector-productor pueden ser establecidos a partir del estudio detallado de la recuperación secun-

daria y, en caso de existir, del resultado de estudio de trazadores interwell. Las heterogeneidades quedan reflejadas en un rango amplio de la distribución de los tiempos de irrupción. Por otro lado, dado que las TAP son partículas que se activan en fondo con la temperatura y el tiempo, es importante rediseñar los caudales de inyección de las capas que evidencien tiempos menores a 30 días, ya que es el tiempo mínimo necesario para la activación térmica.

- Se debe tener un modelo geológico representativo y entendimiento de la historia de recuperación secundaria. A partir del modelo se pueden determinar los volúmenes de petróleo remanente y zonas potenciales no barridas. En caso de existir, un modelo dinámico permite determinar el pronóstico del diseño de la tecnología y evaluar la correcta activación de la partícula en fondo.
- Se debe seleccionar una zona o bloque con una historia de inyección que refleje respuesta de secundaria con ineficiencias en el barrido. También debe tener un desarrollo estable en cuanto a cantidad de pozos y capas en producción e inyección para delinear una línea de declinación base de la secundaria.
- La zona de aplicación debe tener buena conectividad en tanto no debe presentar fallas u otro tipo de barreras que impidan la mejora de la eficiencia de barrido una vez aplicada la tecnología.
- Las condiciones de las instalaciones deben ser optimizadas para lograr una implementación exitosa. Todos los pozos e instalaciones de superficie deben pasar por una revisión previa que incluya los cambios necesarios para asegurar integridad en los sistemas de inyección y producción.
- Se debe asegurar que el bloque o zona seleccionada no tenga en el futuro próximo un plan de desarrollo que incluya aperturas o cierres de capas, perforación de nuevos pozos, conversiones productor-inyector o todo tipo de acción para lograr una confiable línea base que permita cuantificar los resultados.

Teniendo en cuenta los criterios enumerados y al evaluar los 100 bloques, se seleccionaron los candidatos. En este trabajo se mostrarán resultados del bloque CGIIIW implementado a fines de 2010 y parte de 2011; y el diseño, la implementación y los resultados de CDIVW implementados en el primer cuatrimestre de 2018.

Antecedentes: bloque implementado en 2010-2011

El bloque CGIIIW tiene una historia de producción que comienza con el primer pozo productor en 1969. Su desarrollo se dio con la perforación de 70 pozos y una historia mostrada en la figura 6 con explotación primaria durante 27 años y comienzo de secundaria a partir de 1996, y una expansión de secundaria a partir de 2007 con incrementos en los caudales de inyección de agua, conversiones de productores a inyectores y desarrollo de nuevos reservorios.

Para la aplicación de la tecnología de terciaria fue elegida la zona sur del bloque con 7 inyectores y 15 productores asociados. Entre octubre de 2010 y enero de 2011 se inyectaron 266 toneladas de TAP, con una operación de

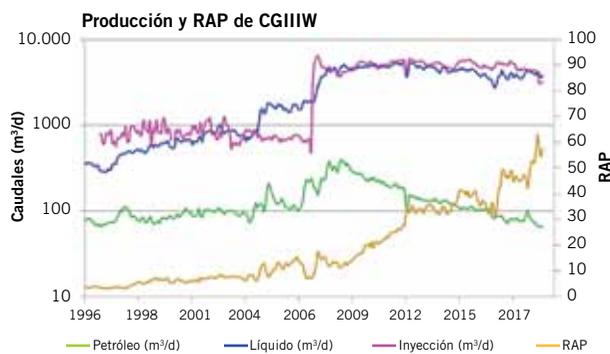


Figura 6. Historia de producción del bloque CGIIIW.

inyección sin desvíos respecto a los tiempos y caudales estimados. Toda inyección de TAP debe acompañarse en solución con un dispersante que se inyecta simultáneamente y tiene la función de evitar que la solución de TAP flocule y no fluya correctamente.

Debido a que la tecnología consiste en bloquear las zonas por las que recircula agua, se calcularon los volúmenes de estos canales preferenciales o zonas ladronas. Una vez determinados estos volúmenes se tuvieron como objetivo de tratamiento un porcentaje del mismo. Así quedaron determinadas las toneladas a ser inyectadas por pozo y por capa. El detalle de este diseño puede consultarse en el paper SPE 153331 (Mustoni *et al.*, 2012).

Los pozos inyectoros tienen instalaciones de mandriles y packers para la inyección selectiva por capa, con un promedio de 10 capas abiertas por pozo y como objetivo del tratamiento 4 capas en promedio por pozo (Figura 7). Cabe mencionar que la producción es en conjunto.

Previo a la implementación y como necesidad para el diseño, se inyectaron trazadores interwell (ácidos fluorbenzoicos) para determinar conectividades entre pozos,

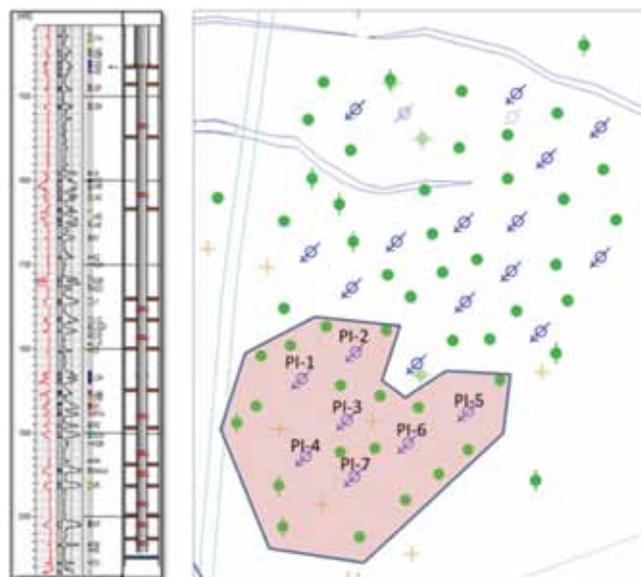


Figura 7. Esquema de pozo inyector con arreglo de mandriles y packers para la inyección selectiva (izquierda) y bloque seleccionado para la tecnología TAP (derecha). La zona sur fue tratada y luego comparada con la zona norte.

tiempos de irrupción y para tener una estimación de los volúmenes porales de los canales preferenciales.

Considerando que la partícula puede ser fabricada y diseñada para distintos tiempos y temperaturas de activación (llamado grado de TAP), se evaluaron los gradientes de temperatura de las capas objetivo. Con estas temperaturas y los tiempos de irrupción conocidos se seleccionó el grado correspondiente con el objetivo de lograr que la partícula se active en el reservorio y nunca sea producida. Aproximadamente 30 días es el intervalo desde el momento de la inyección hasta alcanzar el máximo de viscosificación del producto.

Finalmente se calcularon las masas a ser inyectadas por capa como se muestra en la siguiente tabla.

El equipo de bombeo se instaló junto al manifold, así se logró distribuir las toneladas de TAP estimadas por pozo a cada uno de ellos. Los detalles de la instalación y diseño de los caudales de inyección son similares a los del otro bloque implementado que será descrito más adelante.

La inyección duró tres meses y una semana y no presentó inconvenientes en cuanto a capacidad de inyección y admisión de las capas, manejo de presiones, dosificación del TAP y dispersante, logística y aspectos de la ingeniería

Diseño de masas de TAP y dispersante a inyectar por capa en CG_IIIW

Inyector	Capa	TAP (ton)	Dispersante (ton)
PI-1	J4	10	3
	L1	17	5
	L1c	11	3
	M1a	7	2
PI-2	M1a	6	2
	M2	7	2
	M7	9	3
PI-3	J4	9	3
	J2h	7	2
	M4	6	2
	L1	12	4
PI-4	J2h	13	4
	J4	10	3
	M1	11	3
	M7	9	4
PI-5	M1	15	5
	M2a	9	3
	M4	11	3
PI-6	M1	12	3
	M4	13	4
	O2	5	1
PI-7	O6	5	1
	L3a	20	6
	O4	15	4
	S5a	18	5
Total		266	80

Tabla 1

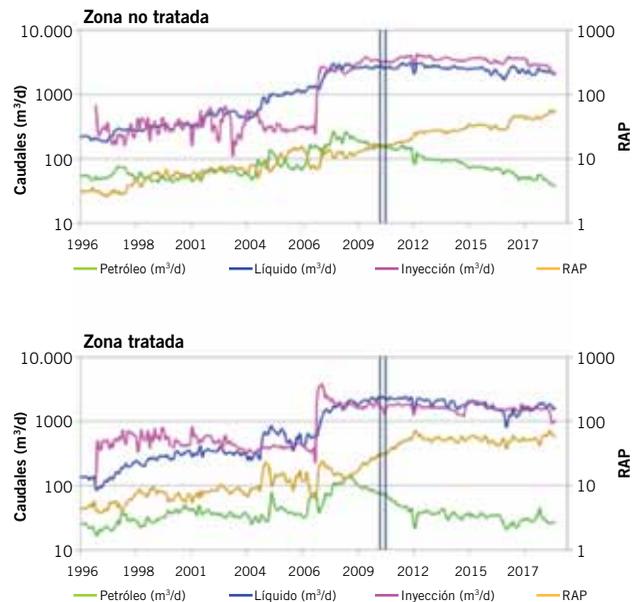


Figura 8. Curvas de producción de la zona norte con recuperación secundaria y la zona sur con aplicación de la tecnología TAP. Se evidencian los cambios en las tendencias de declinación del petróleo y estabilización del RAP.

de producción. Luego de este período se reestablecieron los caudales de inyección por capa a los previos a la aplicación de la tecnología.

Para determinar la ganancia asociada al proyecto, se focalizó en tener un seguimiento detallado desde la producción y la inyección, y se logró no variar sustancialmente los valores de caudales inyectados para tener una comparación entre los caudales de petróleo y líquido total respecto de la línea base preestablecida de recuperación secundaria. Los gráficos siguientes muestran las curvas para la zona del bloque tratada con TAP y la no tratada. Se evidencia el cambio de tendencia en la declinación del petróleo y la estabilización en la relación agua-petróleo. Los resultados incorporaron reservas además de mejorar los aspectos de producción y manejo del agua debida a la nueva tendencia del RAP.

Estos resultados motivaron a implementar la tecnología en otro bloque tomando lecciones aprendidas e incorporando nuevas herramientas para el diseño de la ingeniería.

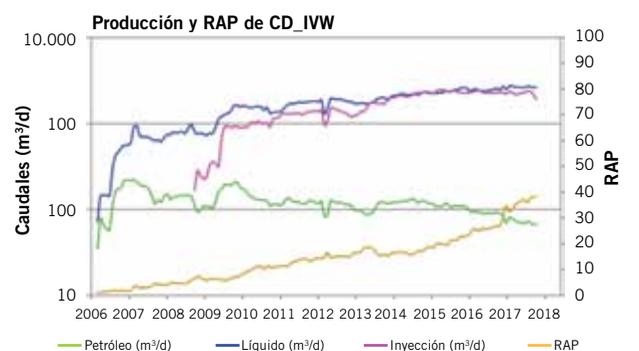


Figura 9. Historia de producción e inyección del bloque CDIVW previa a la inyección de TAP y mapa del bloque.

Bloque implementado en 2018: CDIVW

El bloque de recuperación secundaria CDIVW consta actualmente (2019) de 15 pozos productores y 7 inyectores activos con una historia que comenzó en 2006 con su primer pozo productor y con el desarrollo secundaria a partir de 2008. Es un bloque aislado hidráulicamente del resto del campo que permite establecer una línea base representativa para luego compararla con la ganancia de la recuperación terciaria.

Los reservorios que fueron objetivos se encuentran entre los 1500 m y 1800 m de profundidad con temperaturas en un rango de 85 °C a 100 °C. Al igual que el bloque presentado previamente los pozos inyectores fueron completados con arreglos de packer y mandriles que permitieron selectivizar la inyección por capa objetivo mientras que la producción es en conjunto.

La alta relación agua petróleo cercana a 40 y la rapidez que tuvo el sistema en alcanzar estos niveles fueron, entre otros motivos, indicadores para la selección de este bloque como prueba piloto.

Diseño del tratamiento

Selección de grado de TAP

Previa implementación en el bloque seleccionado debe tomarse en cuenta que las partículas son diseñadas para distintos tiempos de activación y temperaturas de reservorio. Para determinar el grado de la partícula se realizaron las siguientes acciones:

- Se construyó un modelo de simulación térmica para estudiar el comportamiento de la partícula en el frente de temperatura, teniendo en cuenta el contraste entre la temperatura, del agua inyectada de 55 °C y la del reservorio.
- Se hicieron mediciones en laboratorio determinando el nivel de viscosificación alcanzado a las temperaturas objetivo, así como también estudios de FR y FRR (factor de resistencia y factor de resistencia residual).

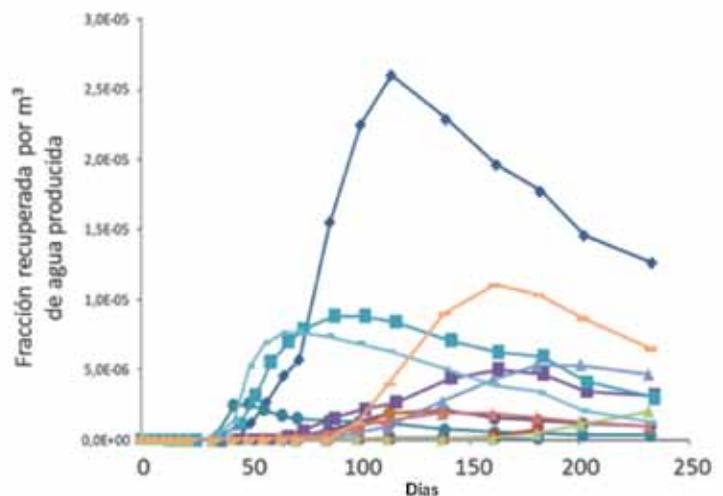
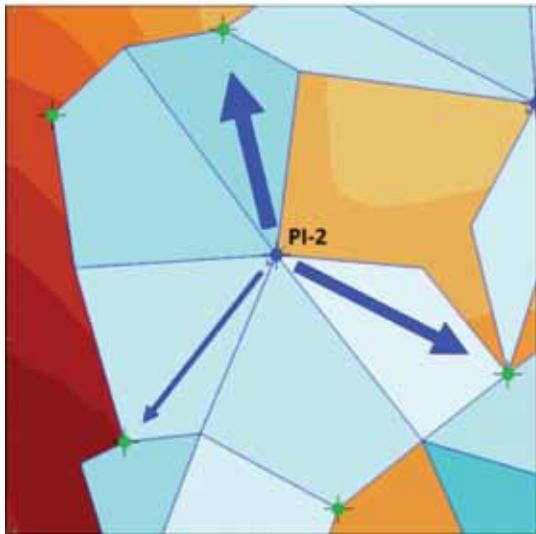


Figura 11. Estudio de trazadores entre pozos para un inyector en una capa objetivo (izquierda). Fracción de trazador por m³ de agua producida de irrupciones de dos pozos inyectores en nueve pozos productores en un total de cinco capas, reflejando las heterogeneidades en las conectividades entre pozos (derecha).

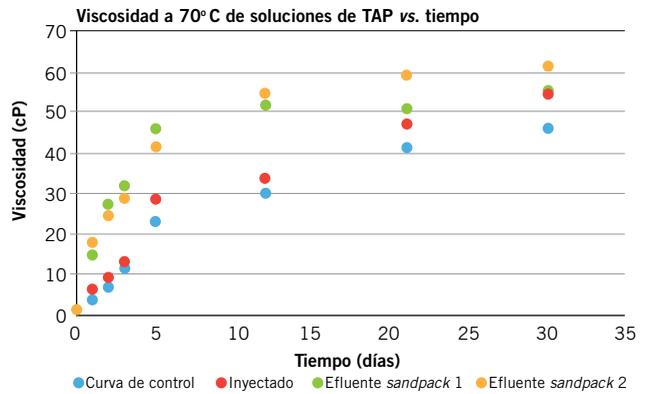


Figura 10. Valores de viscosidades medidas a 70 °C y 9.9 l/s, en función del tiempo para las soluciones de TAP del fluido inyectado, del fluido efluente de dos sandpack diferentes y de la muestra de control.

- Se inyectaron trazadores químicos inter well para determinar tiempos de irrupción y conectividades entre inyectores y productores en capas objetivo.

Estudios de laboratorio

A partir de los resultados de la simulación numérica térmica y los estudios de inyección de trazadores inter well, descritos más adelante, se decidió inyectar en el bloque CDIVW la partícula de grado EC9398A.

Se llevaron a cabo experiencias de barrido en medios porosos, tanto en muestras de pleno diámetro como en celdas tipo *sandpack* (microesferas de vidrio). Se diseñaron para estudiar cómo la solución de TAP interactúa con medios porosos de diferentes permeabilidades registrando presiones durante la inyección. También se determinaron las viscosidades del TAP inyectado y del TAP efluente.

Todos los medios porosos fueron llevados primero a saturaciones completa de agua de la planta de inyección de agua salada del sistema (PIAS) a temperatura ambiente, para luego saturar el medio con solución de TAP sin activar (5000 ppm de TAP con 30% de dispersante) también



a temperatura ambiente. Luego, los medios saturados de TAP se cerraron y fueron llevados a horno a temperaturas de activación (70 °C) con la solución de TAP a inyectar. Para tener curvas de control se mantuvieron viales independientes del producto por inyectar con atmósfera inerte a temperatura de activación. Se inyectó un volumen poral de la solución de TAP a caudal constante en cada uno los días 1, 3, 5, 12, 21 y 30 y se determinaron los FR (factores de resistencia) y al día 40 se llevaron los medios a temperatura ambiente.

Luego fueron barridos con agua de PIAS a temperatura ambiente y con la permeabilidad absoluta al agua final obtenida y la permeabilidad absoluta inicial, que se había determinado previamente, se calculó el FRR (factor de resistencia residual).

En cada uno de los días indicados previamente se realizaron mediciones de viscosidad a 70 °C de la solución de TAP inyectado, del efluente y de la curva de control, con los resultados que se observan en la figura 10.

En la figura 10 se observa que la viscosificación del producto se desarrolla alcanzando un valor asintótico.

Cabe mencionar que así como en el bloque CDIVW se hizo uso del grado EC9398A, en el bloque previamente descrito, CGIIIW se usó el grado EC9378A caracterizado por tiempos de activación más tardíos. El trabajo de Mustoni *et al.* (2011) describe los motivos para la selección del otro grado.

Trazadores inter pozos

Considerando de importancia la activación en reservorio de la molécula en los tiempos para los cuales fue diseñada, se necesitó llevar a cabo un estudio de trazadores químicos entre pozos, IWTT (*Interwell tracer tests*). Dada el existente arreglo de packers y mandriles se inyectaron trazadores, ácidos fluorbenzoicos, en algunas capas objetivo del tratamiento y se tomaron las muestras en los pozos

ductores asociados en primera y segunda línea de flujo, logrando determinar: conectividades inyector-productor, tiempos de tránsito, volúmenes porales contactados y capacidad de flujo. En la figura 11 se muestra la conectividad entre un inyector y tres productores en una capa, además la gráfica con la fracción de trazador recuperada por m³ de agua producida.

El primer dato importante es que los tiempos de irrupción a los caudales regulados en cada mandril son mayores a 30 días, por lo tanto se pudo asegurar que al inyectar TAP durante el tratamiento, y a los mismos caudales en los que se inyectó el trazador, la partícula logra su activación y no alcanza los pozos productores. De todas formas, se tomaron muestras en los productores durante el período de tratamiento y no hubo detecciones positivas de TAP. Otra información relevante fue la variabilidad de los tiempos de arribo de las capas analizadas, que reflejaron las heterogeneidades características de la cuenca del Golfo San Jorge.

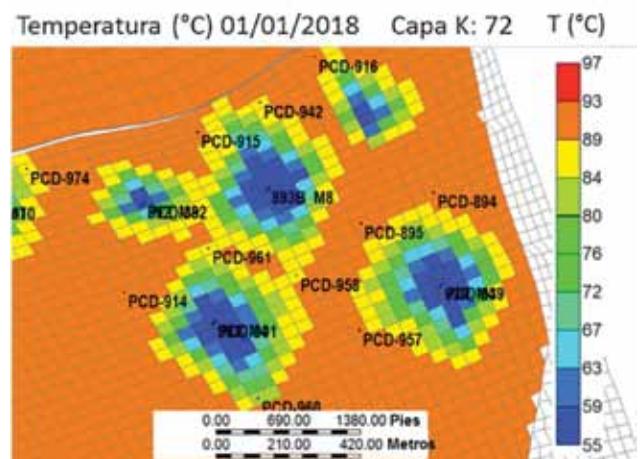


Figura 12. Perfil de temperatura en una capa con recuperación secundaria.

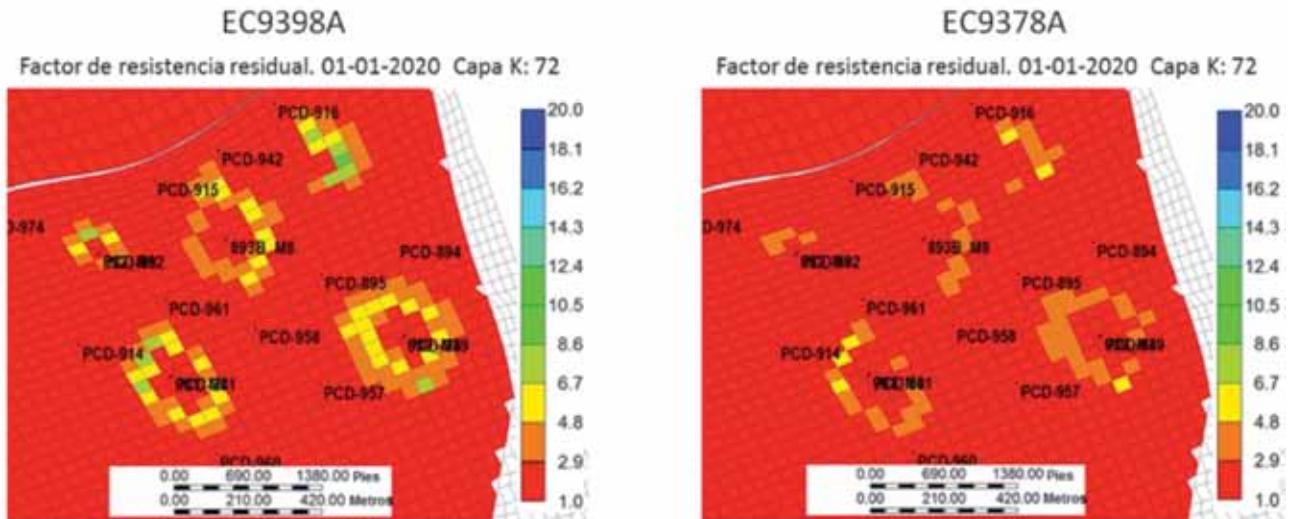


Figura 13. Comparación de los grados EC9398A y EC9378A en la zona de activación de TAP en una capa, en las condiciones del bloque CDIVW.

Modelo numérico térmico y cálculos volumétricos

Para la determinación del volumen de TAP por inyectar, primero se tuvieron que estimar los volúmenes de los canales preferenciales por los que recircula el agua o zonas ladronas. Para obtener estos volúmenes, por un lado se hicieron estimaciones a partir de la historia de producción e inyección por pattern. Las gráficas características de RAP versus Np (RAP versus volumen acumulado de petróleo) muestran un comportamiento particular referido a la canalización por zonas preferenciales. En Manrique *et al.* (2012) pueden consultarse los detalles de esta metodología.

Por otro lado, se construyó un modelo estático en el que se caracterizaron varias facies, entre ellas una facie que caracterizó a la zona preferencial. A partir de su cálculo volumétrico pudo cuantificarse la zona ladrona obteniendo valores comparables a los del método de análisis de historia de producción. Luego, a partir de considerar un porcen-

taje de este volumen por pattern y por capa, se calculó el tamaño del tratamiento, o sea las toneladas por inyectar.

Como soporte para la determinación del grado de TAP, primero se construyó un modelo numérico alcanzando un ajuste histórico representativo, y luego se corrieron diferentes casos de pronósticos con simulaciones térmicas.

El modelo de simulación térmica debió capturar el comportamiento de TAP y su proceso de viscosificación con el tiempo y la temperatura. Para ello se modelaron dos soluciones de TAP, una con partículas no activadas con una viscosidad similar al agua, bajo factor de resistencia residual (RRF) y baja adsorción, y otra solución de TAP con partículas activadas que tiene mayor viscosidad, mayor RRF e índice de adsorción.

Para simular el proceso de activación de partículas en las condiciones físicas correspondientes se usó una reacción de primer orden que convirtiera la primera componente inactivada en la segunda activada. La tasa de conversión es función de la constante de tasa de reacción, de la energía de activación y de la temperatura. La constante de tasa de reacción y la energía de activación que varían con la temperatura se obtuvieron a través de ajustes con la curva de viscosidad obtenida en laboratorio. Para modelar la adsorción se usaron las isothermas de Langmuir, con la adsorción aumentando a medida que la concentración de TAP crece hasta que los valores de adsorción alcanzan un nivel determinado. Para este estudio, se construyó un modelo térmico y, previo a la carga de la inyección de TAP y sus propiedades en el modelo de simulación, se llevó a cabo el ajuste histórico de producción con el fin de asegurar que el modelo térmico no afectase el ajuste de producción inicial del bloque que se realizó con modo isothermal. Esto permitió simular numéricamente la activación de TAP y su efecto en el recobro de petróleo.

Pozos y capas objetivo para inyección de TAP con sus masas.

Pozo	Mandril	Capa	TAP (ton)	Q (m³/d)	TAP por mandril (ton)
PI-1	Mn1	L6	78	341	15,3
	Mn2				27,4
	Mn3	L2			14,0
	Mn4	L1			21,3
PI-2	Mn3	L5	97	367	16,3
	Mn4	L4			37,4
	Mn6	L2			21,3
	Mn8	L1			22,0
PI-3	Mn3	L5	42	243	9,5
	Mn4	L4			15,1
	Mn5	L3			6,2
	Mn7	L2			4,4
PI-4	Mn1	L6	50	86	19,7
	Mn3	L4			30,3
PI-5	Mn1	L6	54	200	15,4
	Mn2	L4			15,9
	Mn4	L1			22,7
PI-6	Mn1	L6	39	187	10,9
	Mn3	L5			9,8
	Mn4	L4			8,8
			360		9,6

Tabla 2

Masa de TAP (ton) por capa, tiempo de inyección y regulación necesaria para cada mandril.

PI-3	L1	L2	L3	L4	L5
TAP (ton)	7	4	6	15	10
Tiempo Óptimo	20 días				
Regulación (m³/d)	25	20	20	50	35

Tabla 3

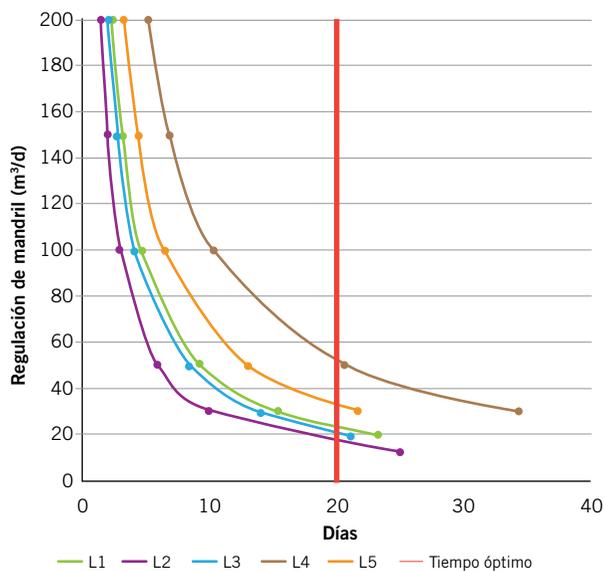


Figura 14. Determinación de las regulaciones de los caudales por capa en un pozo inyector, optimizando el tiempo para cumplir con las masas diseñados por capa.

En la figura 12 se muestra el perfil de temperatura en una capa (Capa 72) en el momento previo a la inyección de TAP. En este caso el agua de inyección se encuentra a 55 °C mientras que la temperatura del reservorio es de 90 °C. El contraste de temperatura entre el agua inyectada y los fluidos de formación define una zona más fría en torno a cada pozo inyector que ayuda a que las TAP penetren más en la formación previniendo la activación prematura de las mismas.

Se realizó un análisis de sensibilidad del modelo variando el volumen de inyección, la concentración y el grado de TAP para optimizar los factores de diseño. En la figura 13 se muestran mapas de la distribución del factor de resistencia residual (RRF) para dos grados (EC9378A y EC9398A). Con estos mapas se pueden observar los diferentes mecanismos de activación de TAP, estimar la zona de activación en el reservorio y su impacto en el factor de recobro. EC9398A es un grado de activación más rápido que el EC9378A para una determinada temperatura y composición de agua. La opción seleccionada es el grado EC9398A, ya que muestra mejor consolidación en profundidad dentro del reservorio conduciendo a un mayor incremental en la producción de petróleo para el bloque.

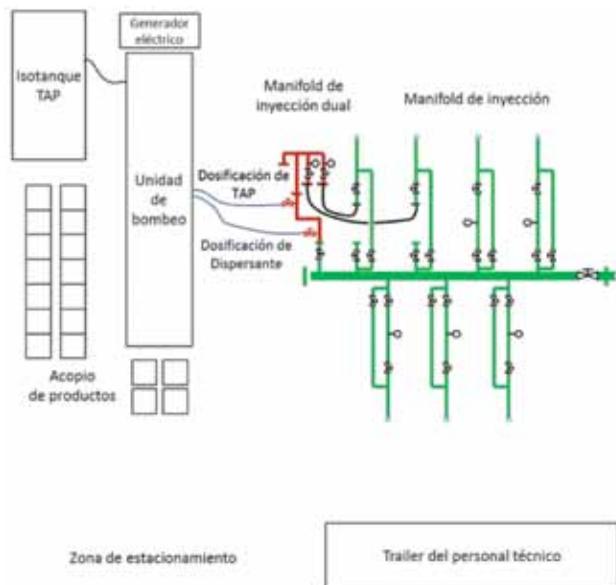


Figura 15. Layout de inyección de TAP y dispersante.

Diseño de los caudales por pozo/capa

La selección de las capas que serán tratadas y el cálculo de las masas que serán inyectadas en cada una surgieron de la combinación de los resultados de la simulación numérica, de los cálculos volumétricos basados en el modelo y del análisis productivo de la historia. Los valores se muestran en la tabla 2. Además de ser capas con remanente de petróleo en zonas que se consideran no alcanzadas por el agua de barrido de la recuperación secundaria, son capas que presentan continuidad areal.

Luego de calcular las masas requeridas por pozo y capa de TAP, se definieron las regulaciones de inyección de cada mandrill. Como la inyección se hizo en todas las capas objetivo en forma simultánea se buscó que durante el mismo período se inyectaran los volúmenes por capa diseñados. Además se consideraron los límites de regulación operativa mínimo de 20 m³/d y máximo determinado por la admisión que permitiera cada capa, siempre teniendo en cuenta que el tiempo de residencia de las TAP en el reservorio debía ser mayor a 30 días.

Para cada pozo se simuló la combinación de caudales regulados teniendo en cuenta las restricciones mencionadas y se determinó el tiempo óptimo del tratamiento



Figura 16. Operación de inyección. Equipos instalados y conectados al manifold.

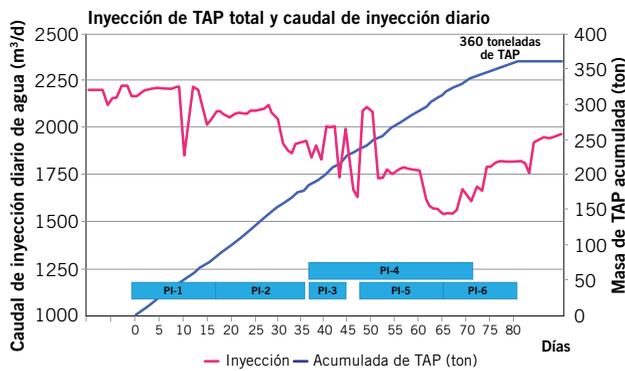


Figura 17. Inyección de TAP acumulada y caudal de inyección de agua.

ya la dosificación requerida. En la figura 14 se muestra un ejemplo para el cálculo de las regulaciones por mandril del pozo PI-3, con los caudales en función del tiempo requerido de inyección. Cada curva está relacionada a la masa a inyectar en cada capa (L1, L2, L3 L4 y L5) y en este caso se definió que la inyección se realizaría en 20 días con las regulaciones que se muestran en la tabla 3.

Implementación y operación de inyección

La implementación del proyecto se realizó mediante la dosificación de los productos, solución polimérica o TAP y dispersante (surfactante), en la línea de inyección de cada pozo. Con el fin de optimizar el transporte de equipamientos y la disponibilidad de servicios la operación se localizó en el manifold de inyección de los pozos a tratar. Además se construyó un skid o patín de inyección dual para la inyección simultánea en dos pozos permitiendo mejorar los tiempos de implementación. El equipamiento completo consta de un isotanque, la unidad de bombeo, un generador de energía, el skid de inyección dual y un trailer para la permanencia del personal técnico. En la figura 15 se muestra el *layout* de la operación.

En la zona de acopio de productos se colocaron los tanques contenedores de 1 m³ de solución polimérica al 30% en volumen de concentración y los de dispersante, este área se ubicó de forma que permitiera las maniobras de descarga, ingreso y egreso de materiales. Desde la zona de acopio se abastecieron al isotanque de 24 m³ con la solución polimérica usando una bomba centrífuga, mientras que a la unidad de bombeo, que contaba con contenedores internos de 1 m³, se la abastecía de dispersante.

El isotanque con TAP y los tanques contenedores de dispersante se conectaron a la succión de la unidad de bombeo, que operó en forma independiente con un lazo

Tiempos y masas inyectadas por pozo.

Pozo	Días	TAP (ton)	Dispersante (ton)	Capas tratadas
PI-1	16	78	26	5
PI-1	18	97	33	4
PI-3	8	42	15	5
PI-4	36	50	17	2
PI-5	18	54	18	3
PI-6	16	39	13	4

Tabla 4

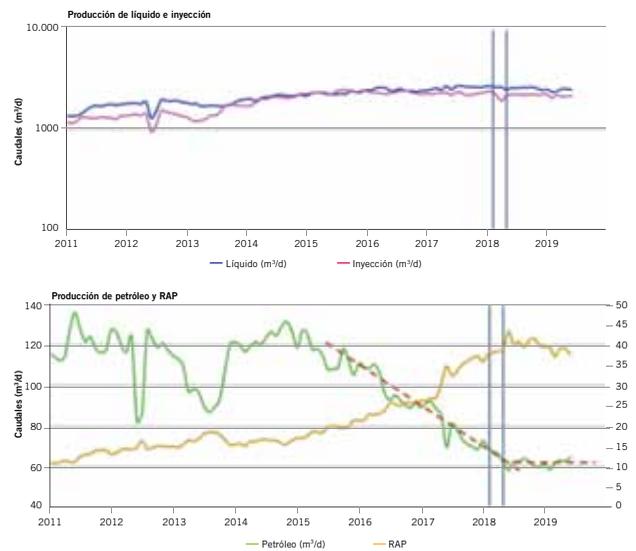


Figura 18. Curvas de producción del bloque con cambios en la declinación del petróleo y cambios en la tendencia del RAP.

de control en cascada, lo cual aseguró la dosificación de dispersante en todo momento y sin interrupciones durante el bombeo de la solución polimérica. La salida de los productos a inyectarse se realizó por medio de mangueras de alta presión adecuadas para los regímenes de caudal y presión de la operación y se dosificaron en el skid de inyección dual con un distanciamiento de al menos 3 m en la línea de alta presión (en el sentido de dirección del flujo, primero ingresaba la solución de dispersante y 3 m aguas abajo la solución polimérica evitando que esta flocule o no disperse correctamente en solución). El diseño permitió el mezclado de los productos y la dosificación simultánea de dos pozos, contando cada línea con un caudalímetro para el control durante la operación.

Cada pozo cuenta con un promedio de 7 mandriles separados por packers hidráulicos que permitieron la selectivización de capas a inyectar. No fue necesario modificar la instalación selectiva, solo cegar las capas que no eran objetivo del tratamiento.

El diseño del cronograma de inyección de los pozos se realizó atendiendo principalmente dos cuestiones: el límite máximo de dosificación de solución polimérica y dispersante dominado por la capacidad de bombeo y el objetivo de reducir el impacto del cierre de inyección de las capas no tratadas.

En la figura 17 se muestra un esquema del tratamiento para cada pozo inyector, la variación del caudal de agua inyectada asociada a los cierres y cambios de regulación durante el tratamiento y la cantidad de producto total dosificado.

En los 6 pozos tratados se inyectaron 360 toneladas de solución polimérica y 122 toneladas de tensoactivo, a una concentración de 4500 ppm y 1500 ppm, respectivamente. El tratamiento tuvo una duración de 81 días totales, y el tiempo promedio por pozo fue de 19 días. Luego del tratamiento se procedió a regular cada mandril a su caudal teórico de inyección. Durante la dosificación no aparecieron problemáticas relacionadas a la falta de inyectividad o taponamientos y se logró una inyección que cumplió con la cantidad total objetivo.

Resultados

Como se mencionó, luego de la dosificación de todo el volumen objetivo, se procedió a regular cada capa a los caudales previos a la implementación de la tecnología o lo más cercanos posible a ellos. Se contó con una línea base de la recuperación secundaria, que sería representativa al momento de cuantificar los resultados asociados a la recuperación terciaria. Se consideró de extrema importancia un seguimiento detallado y continuo del bloque. Se aumentó la frecuencia de toma de muestra en pozos productores, se revisaron que los sistemas de explotación estuvieran optimizados, que las regulaciones por capa no sufrieran variaciones y que no hubiera ningún cambio que pudiera enmascarar los resultados.

Los caudales de producción, inyección y RAP de CDIVW se muestran en la figura 18, donde pueden apreciarse los cambios tanto en la declinación del caudal de petróleo como en la estabilización y el cambio de tendencia del RAP.

Los resultados obtenidos en CGIIIW y CDIVW motivaron al cambio estratégico y de desarrollo de esta tecnología. Actualmente, se está llevando a cabo el seguimiento de nuevos bloques ya implementados con un total de 1600 toneladas de TAP inyectadas y se planifica en el corto y mediano plazo la implementación de nuevos proyectos por un total que supera las cantidades mencionadas.

Conclusiones

La tecnología de conformance en profundidad que consiste en la inyección de partículas que se activan en fondo bloqueando zonas preferenciales de recirculación de agua ha demostrado resultados positivos en particular en el cambio de declinación del caudal del petróleo y la tendencia del RAP. Encontrándose el campo Cerro Dragón en una zona caracterizada por grandes heterogeneidades con reservorios multicapa, esta tecnología resulta de interés al momento de evaluar la complejidad media a baja de implementación, logística y operación en yacimiento.

La integración de datos de trazadores interpozo, los cálculos volumétricos resultantes de los modelos y el análisis productivo de los bloques CGIIIW y CDIVW sirvieron para cuantificar los volúmenes de zonas preferenciales o zonas ladronas y la dimensión del diseño de los tratamientos.

Un detallado seguimiento del estado productivo y de inyección de los pozos de los bloques es de extrema importancia para lograr una cuantificación realista de la diferencia entre la nueva tendencia productiva, debida a la tecnología y la línea base preestablecida de la recuperación secundaria.

Los resultados y las lecciones aprendidas de los criterios de selección de zonas o bloques, caracterización de la baja eficiencia del barrido con agua, diseño de los volúmenes de tratamiento y mejora de la operación en la implementación permitieron el desarrollo de más bloques con TAP y planes de desarrollos en más zonas. Actualmente, se encuentran en implementación y seguimiento proyectos que triplican en cantidad de TAP a los volúmenes inyectados en los dos bloques presentados.

Referencias

- Fethi, G., K. Kaddour, M. Tesconi, A. Brancolini, C. Carniani, A. Galli Giuseppe. 2010. *El Borma - Bright Water - Tertiary Method Of Enhanced Oil Recovery For A Mature Field*. SPE Production and Operations Conference and Exhibition, Tunisia. SPE - 136140-MS.
- Galli, G., D. Morra, F. Ghaddab, M. Tesconi, E. J. Manrique, G. Freeman. 2012. *Thermally Activated Particle Treatment to Improve Sweep Efficiency: Pilot Test Results and Field Scale Application Design in El Borma Field (Tunisia)*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa.
- Gavilan, J. M., J. L. Mustoni, F. Alvarado, P. Denyer, C. Espina, G. Calvo y S. Herrera. 2011. *Evaluation and Implementation of Bright Water™ Technology in a Complex Multilayered Reservoir with Wells Producing under High Water Cut*, 16th European Symposium on Improved Oil Recovery Cambridge, UK, 12-14, april 2011.
- Husband, M. E., D. Ohms, D. Sanborn, H. Frampton, S. R. Carhart, B. H. Carlson, K. Chang, J. , Morgan. 2010. *Results Of A Three-well Waterflood Sweep Improvement Trial In The Prudhoe Bay Field Using A Thermally Activated Particle System*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, SPE - 129967-MS.
- Mustoni, J. L., F. Cabrera, E. J. Manrique, C. Norman. 2012. *Application of a Thermally Activated Particle System for Improved Sweep Efficiency in a Multilayer, Geologically Complex Waterflood*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, 153331-MS SPE.
- Mustoni, J. L. y C. A. Norman. 2009. *Aplicación de conformance en profundidad para mejorar la eficiencia de barrido en waterfloods de la Cuenca del Golfo S. Jorge*.
- Ohms, D. S., J. D. McLeod, C. J. Graff, H. Frampton, J. Morgan, S. K. Cheung, K. E. Yancey, K. Chang. 2009. *Incremental Oil Success From Waterflood Sweep Improvement in Alaska*. SPE- 121761-MS.
- Páez Yañez, P. A., J. L. Mustoni, H. Frampton, M. F. Relling, Kin-Tai Chang, P. C. Hopkinson. 2007. *New Attempt in Improving Sweep Efficiency at the Mature Koluel Kaike and Piedra Clavada Waterflooding Projects of the S. Jorge Basin in Argentina*. SPE-107923-MS.
- Pritchett, J., H. Frampton, J. Brinkman, S. Cheung, J. Morgan, K. T. Chang, D. Williams, J. Goodgame. 2003. *Field Application of a New In-Depth Waterflood Conformance Improvement Tool*. SPE - 84897-MS.





Análisis de los efectos del agregado de agentes surfactantes a fluidos de producción y sus consecuencias en la performance de los pozos

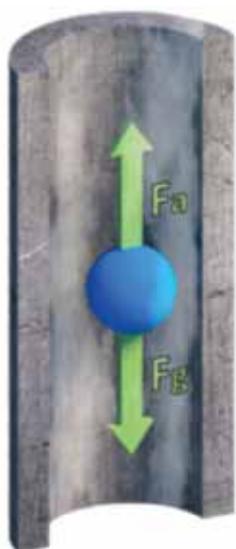
Por **Natalia Irazuzta** (Pecom) y **Nicolás Gallardo** (Colaborador, Universidad Nacional del Comahue)

Este trabajo resultó ganador en el 1º Concurso para Jóvenes Profesionales de la Industria de los Hidrocarburos, realizado en el marco del 7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, realizado por el IAPG en noviembre de 2019 (Mar del Plata).

Las mermas de producción debido a la presencia de carga líquida son inherentes a la explotación de yacimientos gasíferos, independientemente del origen y la naturaleza de la carga. Si bien es una manifestación distintiva de los yacimientos maduros, no es exclusiva, y su remediación es necesaria tanto en yacimientos convencionales como no convencionales para incrementar la producción o evitar su cese.

Existen múltiples modelos a la hora de llevar a cabo la predicción de la carga líquida en un pozo. La mayoría de ellos derivan del análisis adoptando el modelo de gota de líquido en el seno de una corriente gaseosa planteado por Turner. El modelo establece el equilibrio entre las fuerzas que actúan en una gota esférica de líquido sujeta a la acción de una corriente vertical de gas. Sobre la gota actúan, por un lado, la fuerza gravitatoria (F_g) debida al propio peso y, por el otro, la fuerza de arrastre (F_a) ejercida por la corriente ascendente de gas (Figura 1).

A raíz de una serie de simplificaciones y condiciones de borde surge la expresión de Turner:



$$v_c = 1,8949 \cdot \left(\frac{(\rho_l - \rho_g) \cdot \sigma}{\rho_g^2} \right)^{1/4}$$

Donde v_c es la velocidad crítica, ρ_l es la densidad del líquido, ρ_g es la densidad del gas y σ es la tensión superficial. Varios autores complementaron los estudios de Turner para distintas condiciones de operación siguiendo la misma premisa. A raíz de ello, el análisis de carga líquida a partir del criterio de la velocidad crítica depende necesariamente de la tensión superficial y las densidades de los fluidos.

Figura 1. Representación de las fuerzas intervencientes en una gota esférica inmersa en una corriente vertical de gas.

El efecto de la espuma sobre la producción de líquidos puede describirse en términos de la velocidad crítica. La espuma reduce el valor crítico de velocidad de flujo de gas necesario para arrastrar a los líquidos, debido a un efecto combinado que incluye la disminución de la densidad de la columna y de la tensión superficial del líquido.

En la teoría existe un valor límite hasta el cual es posible disminuir la tensión superficial de un líquido. Dicho valor se denomina concentración micelar crítica, es decir, una vez alcanzada dicha concentración, el incremento de producto no implicaría un cambio en la tensión superficial.

Antecedentes

Para llevar a cabo predicciones del efecto de la carga líquida en los pozos se utilizan, entre otras herramientas, simuladores basados en cálculos de velocidades y caudales críticos. Se analiza la condición inicial del pozo teniendo en cuenta distintos parámetros, como caudales, presiones, temperaturas, GE y desviación.

Para el caso puntual de la aplicación de espumante, se replica la corrida de simulación modificando los parámetros de tensión superficial y densidad. Es una postura conservadora, ya que no supone un cambio en las condiciones operativas del pozo, sino únicamente en los criterios de evaluación. Es decir, si es viable el alivio mediante la predicción, será aún más factible en el pozo. Para llevar a cabo las modificaciones en los parámetros generalmente se utilizan consideraciones obtenidas de la bibliografía. Las mismas suponen reducciones arbitrarias, constantes e independientes de las condiciones del pozo y las características del fluido, basadas en mediciones empíricas.

Con la intención de mejorar estas predicciones y acondicionar los cálculos a los fluidos y bases químicas de interés se gestó un proyecto constituido por las siguientes etapas:

1. Selección de los fluidos que se utilizarán

Se seleccionaron *a priori* dos yacimientos con características de fluidos antagonicas. Uno de los yacimientos reporta un alto corte de condensado y agua de producción de baja salinidad mientras que el otro cuenta con un corte bajo de condensado, liviano, y agua de producción con elevada salinidad. Ambos yacimientos pertenecen a la cuenca neuquina y manifiestan dificultades derivadas de la carga líquida con pozos presentando merma total de producción.

Los fluidos utilizados para los ensayos fueron los del yacimiento con mayor salinidad.

2. Selección de productos que se evaluarán

Los espumantes son surfactantes y como tales están compuestos por moléculas anfipáticas, es decir, que cuentan con un extremo hidrofílico o polar, y otro hidrofóbico o no polar. Se clasifican según la naturaleza del extremo polar. Existen diversas clases de espumante, una de las clasificaciones consiste en aniónicos, catiónicos, anfóteros y no iónico, aunque existen subcategorías.

En la práctica y, especialmente en la industria del Oil & Gas, no se utilizan las bases espumantes de forma individual, sino que se constituye una mezcla de ellas

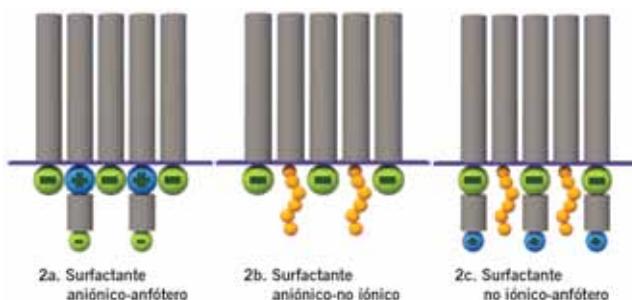


Figura 2 (a, b, c). Representación de la disposición de las moléculas surfactantes en la interfase.

conformando, por ejemplo, productos aniónicos-anfóteros. La finalidad de la combinación reside en la posibilidad de incrementar la concentración de espumante en la interfase, evitando la repulsión de cargas en el extremo polar de las moléculas y permitiendo una disminución mayor de la tensión superficial (Figura 2 a, b, c).

Dentro de la gama de productos disponibles se seleccionaron dos productos para analizar:

Producto A: aniónico-anfótero

Producto B: no iónico-anfótero

3. Selección de los ensayos por ejecutar

Para realizar un protocolo que resulte técnicamente sustentable, tenga implicancias en el proceso de selección y se alimente, a su vez, de la experiencia práctica *in situ*, y repercuta en la misma, se confeccionó la siguiente secuencia de ensayos:

- Evaluación de las tensiones superficiales en condiciones dinámicas y la densidad del líquido.

Los ensayos se llevaron a cabo en el Laboratorio de fisicoquímica de la Universidad Nacional del Comahue y se trabajó con un colaborador tanto para la ejecución de los ensayos como para un primer análisis de resultados.

Se utilizaron los fluidos de yacimiento y los productos propios.

- Ensayos de performance y estabilidad de los productos espumantes.

En este caso se utilizaron el laboratorio interno de la compañía y los fluidos de los mismos yacimientos.

- Aplicación en pozo

Se analizaron casos de relevancia y pozos en los que se modificó la dosis o el producto.

4. Evaluación preliminar de resultados.

5. Ensayos complementarios.

6. Evaluación final de resultados y conclusiones.

Ejecución del ensayo

Evaluación de las tensiones superficiales en condiciones dinámicas y la densidad del líquido

Se diseñó el ensayo de manera de abarcar el mayor número de variables posibles y lograr mayor representatividad. Los parámetros que se contemplaron se resumen en la tabla 1.

5		VARIABLES A CONSIDERAR
01		Temperatura 20°C 50°C 70°C
02		Presión Atmosférica
03		Dosis de espumante 1000ppm 2000ppm 4000ppm 6000ppm
04		Corte HC/Agua 20/80 50/50 80/20
05		Producto A B C

Tabla 1. Variables y valores considerados durante el ensayo.

Debido a que el equipo utilizado no permitía realizar mediciones a presión, fue necesario trabajar en condiciones atmosféricas. En los modelos matemáticos empleados para calcular la tensión superficial, la misma es independiente de la presión, por lo cual se estima que no repercutirá considerablemente en la representatividad de los ensayos.

Las concentraciones se corresponden a las utilizadas generalmente en campo. Si bien a nivel performance, en laboratorio, se utilizan valores considerablemente menores.

Los productos que se evaluaron fueron dos. El designado como producto "C" corresponde a la muestra en "blanco" es decir, a la muestra sin dosificar ningún espumante.

La modalidad consistió en dejar 4 variables fijas y modificar únicamente una por ensayo. De esta manera, se pretendía obtener una serie de mediciones de tensión superficial para los distintos parámetros que permitiera luego establecer una correlación con el fin de extrapolar aquellos valores que no estuviesen contemplados en las mediciones. Esquemáticamente, se presenta un ejemplo de ensayo en la figura 3 (a, b, c).

Considerando todas las combinaciones, se estimó un total de 55 ensayos de tensión superficial en una primera corrida. Además, los ensayos de densidad y tensión interfacial.

Los equipos utilizados fueron los siguientes:

- Los valores de densidad se determinaron con un analizador de pulsos ultrasónicos ANTON PAAR DSA 5000.
- Las tensiones superficiales se determinaron con un tensiómetro de volumen de gota LAUDA TVT2. El equipo consiste en una unidad mecánica que opera en conjunto con una unidad de control electrónico. En la unidad mecánica, dos husillos accionados por un

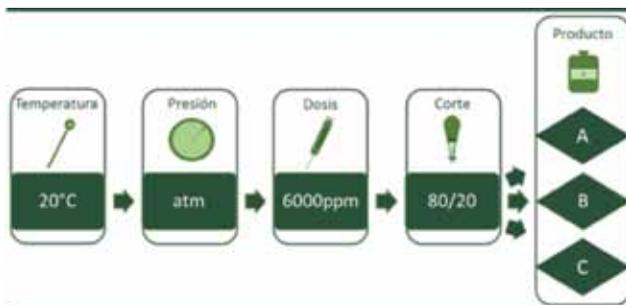


Figura 3a. Ejemplo de corrida de ensayo a 20 °C que evalúa *performance* en función de la temperatura.

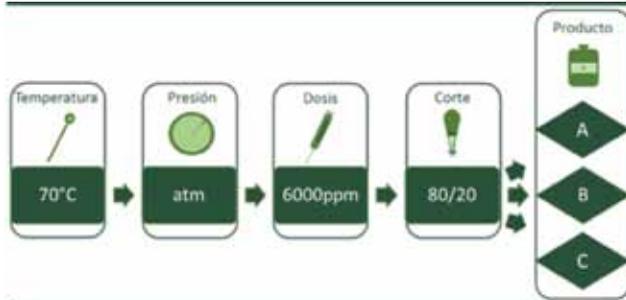


Figura 3b. Ejemplo de corrida de ensayo a 50 °C que evalúa *performance* en función de la temperatura.

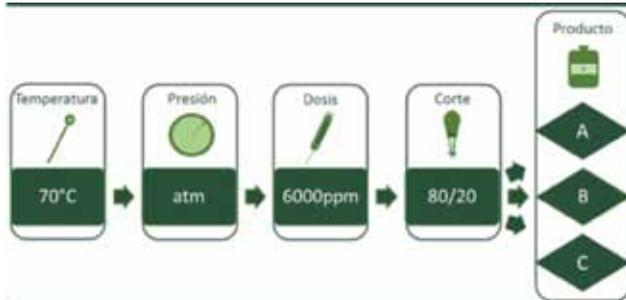


Figura 3c. Ejemplo de corrida de ensayo a 70 °C que evalúa *performance* en función de la temperatura.

motor permiten controlar la posición del vástago de una jeringa de alta precisión que contiene la muestra en estudio. El movimiento del vástago induce la formación y el crecimiento de una gota colgante sobre la punta del capilar. Cuando la misma alcanza su tamaño crítico, se desprende y es registrada por un sensor fotoeléctrico de barrera de luz instalado en el equipo. Esta situación ocurre cuando el peso de la gota compensa las fuerzas intermoleculares debidas a la tensión superficial. El valor se corrige teniendo en cuenta las gotas parásitas.

Ensayos de *performance* y estabilidad de productos espumantes

Para realizar los ensayos de *performance* se utilizó un equipo adaptado de la norma ASTM-892, destinada a la evaluación de ruptores de espuma para el condensado.

El equipo permite evaluar dos condiciones de manera simultánea, ya sea distinto producto, corte, o dosis, en dos probetas dispuestas en forma paralela.

Se utilizaron los fluidos de producción.

Los ensayos para evaluar *performance* son los siguientes:

- Capacidad de formación de espuma en un volumen

fijo. Se observa la velocidad de formación, la evolución del volumen hasta alcanzar el valor final, la tenacidad de la espuma, sus características y luego su ruptura.

- Capacidad de arrastre en un tiempo fijo. Se corre el ensayo en un tiempo prolongado permitiendo el derrame de líquidos. Se cuantifican los mismos y el corte.

A partir de ambos ensayos se selecciona el producto con mejor *performance*.

Los ensayos se acompañan con un análisis de estabilidad de los productos, evaluándolos a las condiciones de fondo y, a su vez, su compatibilidad con los fluidos involucrados en la operación.

Aplicación en pozo

Todos los pozos por analizar en el protocolo dosificaban el espumante a fondo a través de un tubing capilar de 1/4" o se instaló el capilar para dicho fin.

Las variables de seguimiento de *performance* dependen de las instalaciones y la disponibilidad.

Resultados

Evaluación de las tensiones superficiales en condiciones dinámicas y la densidad del líquido

Todas las mediciones fueron tabuladas. En un primer procesamiento, se descartaron datos anómalos y se clasificó por variable a analizar. Los valores se procesaron con la correlación de Redlich-Kister. Esta correlación permitió la confección de ecuaciones que, eventualmente, podrían introducirse al software para calcular la tensión superficial que más se adecúa a cada escenario u obtener un valor que no fue necesariamente ensayado experimental.

El primer paso para el análisis fue la evaluación de los fluidos y los productos de forma separada. Respecto de los productos químicos puros, se registraron los valores de la tabla 2.

La primera dificultad que se manifestó fue a la hora de analizar las mezclas de agua/condensado a la temperatura de 70 °C, ya que la separación resultaba inmediata por lo que la medición de tensiones superficiales no se consideraba representativa. Por ello que se realizó una única corrida a diferentes temperaturas y en el resto de los ensayos de fijó la temperatura a 20 °C. A partir de la primera, se analizaría la variación con este parámetro y la necesidad de

Tensión superficial (mN/m)	25,170	24,727
Densidad (gr/cm ³)	1,0656	1,0415

Tabla 2. Tensión superficial y densidad de los productos A y B.

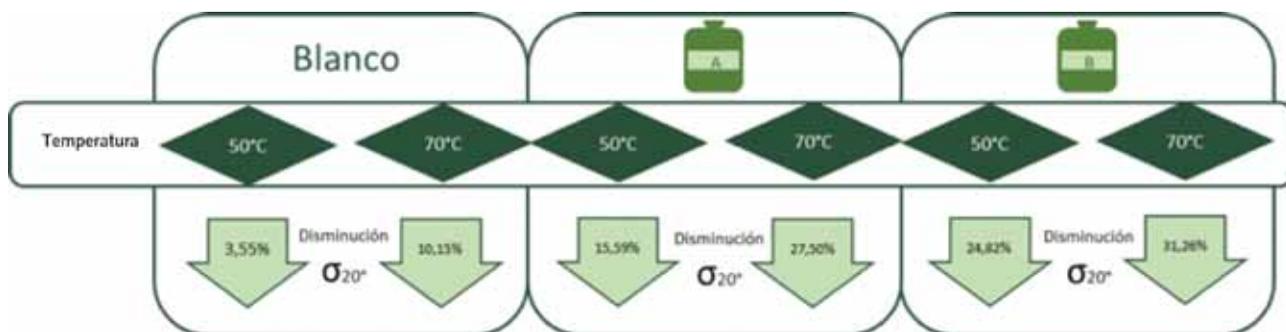


Tabla 3. Disminución porcentual de la tensión superficial como consecuencia del incremento de la temperatura, tomando como base los valores medidos a 20 °C. Se utilizó φHC 20%.

corregir en el caso de encontrarse a otra temperatura. Se realizaron las mediciones en el blanco (con un corte del 20% de condensado) y frente al agregado de ambos productos (Tabla 3).

Se realizaron una gran cantidad de ensayos, en la figura 4 se resumen los más relevantes.

Algunas observaciones que se derivan de las mediciones son las siguientes:

- La máxima disminución de la tensión superficial que se logra con la aplicación del espumante alcanza el 57%.
- Las tensiones superficiales alcanzadas en las máximas disminuciones, llamativamente se corresponden con los valores de tensión superficial de los productos puros.
- La tensión superficial se ve prácticamente inalterada para los cortes del 100% de hidrocarburo.
- A medida que incrementa la dosis, el valor de la tensión superficial disminuye hasta el punto en el que las dosis de 4000 ppm y 6000 ppm prácticamente no presentan diferencias.
- El espumante B presenta mejor performance a medida que incrementa el corte de HC, a excepción de la aplicación en la muestra 100% agua.
- En promedio, la dosis de 2000 ppm presenta la mejor performance en términos de disminución de tensión superficial (Figura 5).

Las densidades del líquido no se vieron prácticamente afectadas por la presencia de ninguno de los productos.

Las variaciones con la temperatura se correspondían con las de fluidos puros.

Adicionalmente se cuantificaron las tensiones interfaciales. El producto A demostró una disminución mucho más severa de la tensión interfacial frente al incremento de dosis, indicando una posible mayor tendencia a la formación de emulsiones.

Ensayos de performance y estabilidad de productos espumantes

Para correlacionar los resultados obtenidos en términos de tensión superficial, se utilizaron los productos A y B para evaluar su performance con el equipo antes mencionado.

Respecto a la dosis, es necesario trabajar con valores considerablemente más bajos de manera de obtener diferencias contundentes entre los distintos escenarios. Al trabajar con concentraciones elevadas se producen espumas de manera inmediata y voluminosas, que no permiten una comparación (Tabla 4).

En las figuras 6 y 7 se resumen los resultados obtenidos. Para el producto A, se utilizó el color azul, mientras que el producto B se utilizó el color Verde. Para distinguir los ensayos según corte se utilizaron los marcadores (color y geometría).

Se observan las siguientes cuestiones:

- El producto A presenta mejor performance para altos cortes de agua mientras que el producto B presenta la

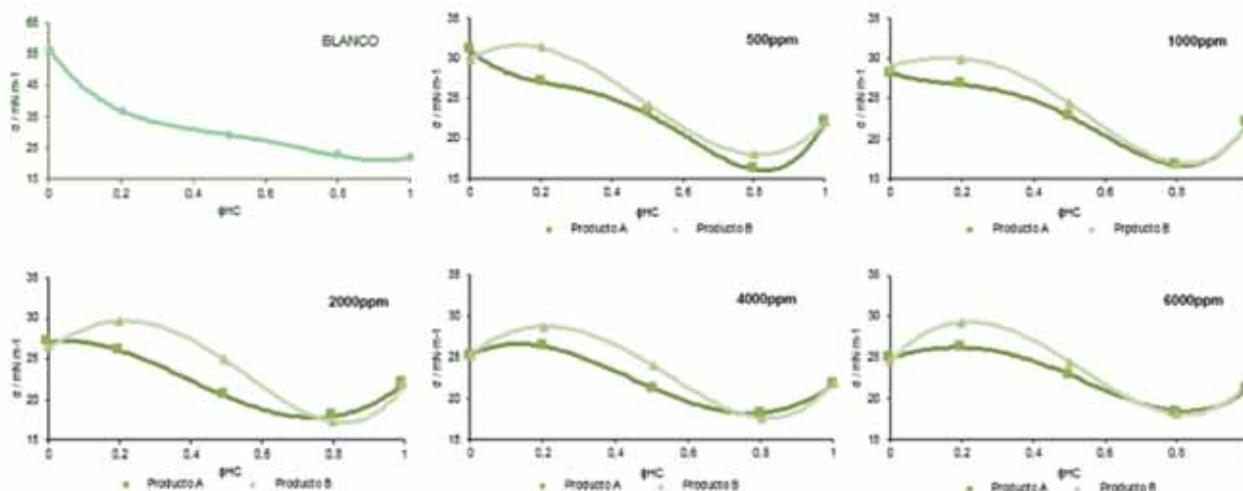


Figura 4. Valores de tensión superficial obtenidos en las distintas condiciones de ensayo y clasificados según la dosis de producto espumante agregado.

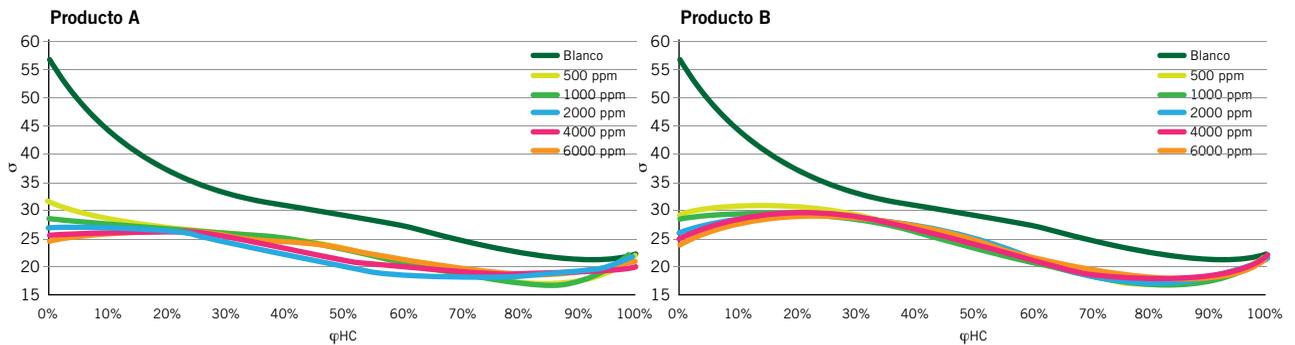


Figura 5. Valores de tensión superficial obtenidos en las distintas condiciones de ensayo y clasificados según el producto espumante agregado.

CONDICIONES DEL ENSAYO	
01	 Temperatura 20°C
02	 Presión Atmosférica
03	 Dosis de espumante 100ppm 250ppm
04	 Corte HC/Agua 20/80 50/50 80/20
05	 Producto A B

Tabla 4. Condiciones de los ensayos de performance.

- mejor performance para un alto corte de condensado.
- Ambos productos mejoraron su performance frente al incremento de dosis.
- El producto B presenta buena performance aún a altos cortes de agua.
- El incremento de dosis redujo considerablemente el tiempo en alcanzar el volumen final en todos los casos.
- El producto A se ve afectado por la presencia de hidrocarburo.
- A mayor dosis se vuelve más evidente la diferencia entre las distintas condiciones evaluadas, en el inicio de la formación de la espuma.

Los ensayos de arrastre se realizaron en condiciones análogas. Se incrementaron las dosificaciones para garantizar el arrastre. Se midieron los volúmenes desplazados en 5 minutos y el porcentaje que representaban respecto al volumen de líquido inicial. Se resumen los resultados en la tabla 5.

Se observan las siguientes cuestiones:

- Los resultados son correspondientes con el ensayo de performance a volumen fijo.
- El incremento de dosis implicó un mayor arrastre.

Aplicación en pozo

Se cuenta con vasta experiencia en la aplicación de productos químicos espumantes en pozos. A continuación, se

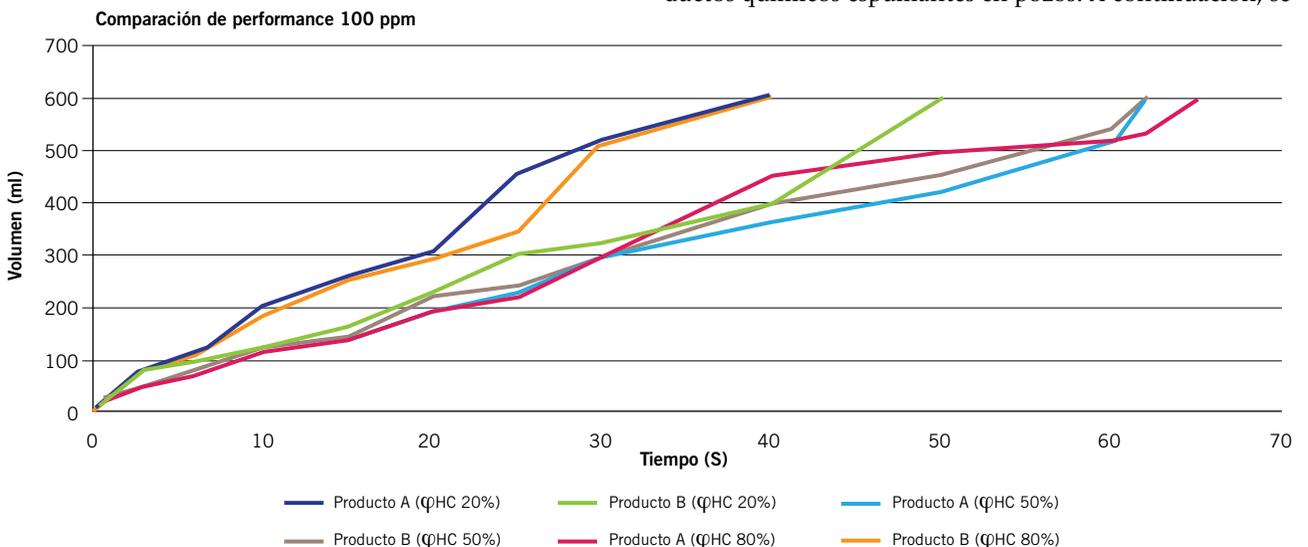


Figura 6. Volumen de columna espumada versus tiempo al aplicar una dosis de 100 ppm de los productos A y B para distintos φHC.

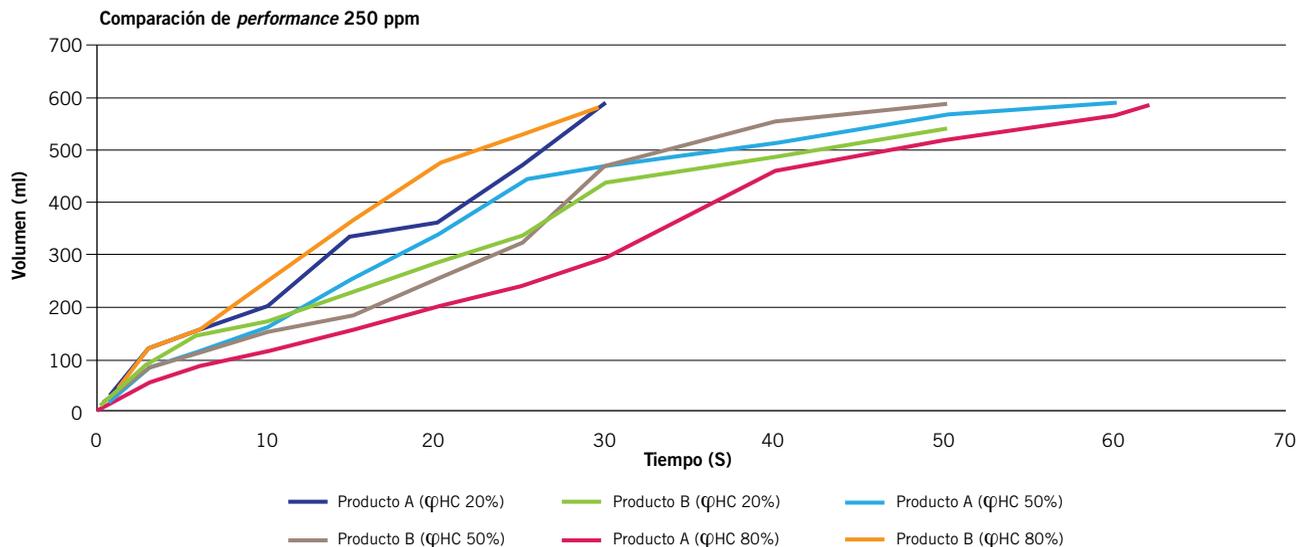


Figura 7. Volumen de columna espumada versus tiempo al aplicar una dosis de 250 ppm de los productos A y B para distintos φ_{HC} .

		2000 ppm	6000 ppm
φ_{HC}	Producto	2000 ppm	6000 ppm
20%	A	18	25
	B	14	20
50%	A	12	14
	B	14	18
80%	A	6	9
	B	19	28

Tabla 5. Porcentajes de arrastre en 5 minutos para los tres cortes, los dos productos y las dos dosis evaluadas respecto al volumen original de muestra.

informan algunos casos en los que fue posible ensayar ambos productos a pesar de presentar distintos cortes. Todos los pozos analizados corresponden a la cuenca neuquina.

POZO A: φ_{HC} 10%

El pozo en cuestión prácticamente no produce condensado. Tiene registro de telemetría en pozo que cuantifica el caudal de gas y la presión en boca.

Se inició la dosificación con el producto A obteniendo muy buena performance a 5000 ppm. Frente a la estabilización, se incrementó la dosis logrando una respuesta favorable del pozo, obteniendo un nuevo caudal de producción estable. Al incrementar nuevamente la dosis no se observaron cambios, por lo tanto se restituyó la dosis anterior.

Al mutar al producto B no fue posible obtener la estabilización a dosis inicial de 5000 ppm, por lo cual se aumentó la misma. Nuevamente el pozo manifestó síntomas de carga líquida y la aparente presencia de flujo pistón por eso se aumentó la dosis nuevamente, obteniendo mayor estabilidad, pero menor producción en comparación con el producto A.

El pozo finalmente quedó dosificando el producto A, en torno a las 7000 ppm.

POZO B: φ_{HC} 70%

El pozo B no posee medición en línea y se controla únicamente a través de separador de control en locación. Hasta el momento de instalar el capilar, el pozo operaba ciclando y aplicando velas espumantes para alto corte de hidrocarburo.

Inició su dosificación con el producto B a 3000 ppm obteniendo incremento de producción, sin lograr estabilizar la misma. Frente a dos incrementos de dosis no manifestó respuesta.

Al cambiar al producto A, a 5000 ppm, el pozo pudo incrementar la producción obteniendo el mismo máximo que en el caso del producto B, pero logrando estabilización y, por lo tanto, una acumulada mayor. Se pudo superar considerablemente la producción que se obtenía mediante el ciclado. Actualmente es el producto en aplicación.

POZO C: φ_{HC} 20%

Hasta el momento de la dosificación continua mediante capilar, el pozo operaba en ciclos, con orificio en fondo. Se controló utilizando el separador de control de la batería. No se pronosticaba un alivio de carga líquida mediante simulación asumiendo una disminución de la tensión superficial según la bibliografía.

Inició su dosificación con el producto A y obtuvo muy buena respuesta a 8000 ppm. El incremento en la dosis no se reprodujo en un aumento de producción, por eso se ensayó con una dosis menor a la inicial logrando sostener la performance.

El producto B obtuvo respuesta moderada a 5000 ppm, por lo que se restituyó la dosis de 5000 ppm del producto A.

POZO D: φ_{HC} 90%

El pozo producía con evidencias consistentes de flujo pistón. El control se realizó utilizando el separador de control de la batería. Ya se había implementado, sin éxito, el tratamiento con producto químico espumante.

El pozo inició su tratamiento con el producto A, incrementando su caudal de producción sin lograr estabilización. Al cabo de unos días el pozo comenzó a manifestar nuevamente evidencias de flujo pistón. Se incrementó la dosis de 5000 ppm a 10.000 ppm. Se logró mayor estabilidad sin incremento de producción. En el tiempo restante del ensayo, el pozo sostuvo su performance.

Al ensayar el producto B a 5000 ppm el pozo incrementó considerablemente el caudal de producción y logró sostenerlo al cabo del tiempo. Permaneció en tratamiento con dicho producto en torno a las 5000 ppm.

Conclusiones

A nivel del laboratorio se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- En términos de disminución de tensión superficial, en correspondencia con lo establecido por las ecuaciones de modelado, un incremento en la temperatura se traduce en una disminución de la tensión superficial. Dicho efecto se ve magnificado por la presencia de ambos productos espumantes logrando un descenso de hasta el 31%.
- La mayor reducción de tensión superficial a 20 °C fue lograda en un corte del 100% de agua, y corresponde a una disminución del 57%. Si a ese valor, además, se lo afecta por la temperatura, sería viable obtener un descenso de la tensión superficial del orden del 70%, superando ampliamente el 47% informado en la bibliografía. Este valor, en consecuencia, permitiría explicar casos en los que, al simular la condición de espumamiento, el caudal de producción del pozo no logra superar al crítico y aun así se obtiene respuesta favorable al aplicar el producto en campo.
- Fue posible obtener funciones para reproducir el comportamiento de la tensión superficial en dependencia con el tipo de producto, la dosis, el corte y la temperatura. En general, se obtuvo un polinomio de grado dos, utilizando las correlaciones de Redlich-Kister. Aun si no se deseara incorporar, por cuestiones de simplicidad, una ecuación, es posible obtener un factor de reducción de la tensión superficial promedio para una condición dada, teniendo en cuenta el corte, el producto y la dosis y afectarlo térmicamente según modelo y gradiente a cada profundidad.
- La capacidad de reducción de los productos pareciera verse afectada por la tensión superficial del producto en sí. Frente a esa evidencia se ensayó la tensión superficial de otros productos disponibles sin obtener un valor considerablemente menor que ameritara una

nueva corrida de ensayos. Resultaría importante a la hora de llevar a cabo las formulaciones de productos espumantes, considerar este factor en visperas de obtener productos que, en su estado puro, posean una tensión superficial menor.

- Las curvas a 4000 ppm y 6000 ppm son prácticamente idénticas, lo que pareciera indicar que se ha alcanzado la concentración micelar crítica a nivel laboratorio, para dichas condiciones.
- El producto A, por su naturaleza iónica, se espera que haya sido más afectado por la elevada salinidad del agua. Los espumantes aniónicos se ven fuertemente afectados por la presencia de cationes, con lo que resultaría de interés replicar los ensayos utilizando agua de menor salinidad.
- Era esperable que el producto no tuviese efecto en la densidad del líquido, ya que, por un lado, se aplica en bajas proporciones y, por el otro, al mencionar que el surfactante afecta la densidad se refiere a la de la columna de líquido que a nivel laboratorio no es posible cuantificar.
- El producto con componente iónica en su formulación (aniónico-anfótero) presenta mayor aplicación en altos cortes de agua y pareciera verse considerablemente afectado por la presencia de hidrocarburo. Tanto en la medición de la tensión superficial como en la de performance, el producto A no resultaría recomendable para cortes por encima del 80% de condensado.
- El producto sin componente iónica (no iónico-anfótero) presenta una excelente performance en presencia del 100% de agua, tanto en términos de reducción de tensión superficial como en los ensayos de performance. Sin embargo, en presencia de más del 20% de corte de hidrocarburos, su performance mejora considerablemente al aumentar la proporción.
- Ninguno de los productos presenta respuesta en un corte del 100% hidrocarburo, con lo que su funcionamiento está condicionado a la presencia de agua aunque sea en baja proporción.
- El corte 50/50 pareciera ser el escenario más desfavorable para ambos productos, ya que se obtuvieron las menores reducciones en la tensión superficial y las peores performances a nivel laboratorio.





- En los ensayos de volumen y tiempo fijos, el incremento en la dosis se replicó directamente en una mejora en los resultados de ambos productos. No se alcanzó una dosis que al aumentarla no significara una mejora en la performance.
- La medición de tensión interfacial resulta un factor interesante a incorporar a la hora de estudiar la tendencia a la formación de emulsiones de los productos. Al igual que en las mediciones registradas, el producto A ha manifestado leves indicios en campo, a diferencia del producto B que no ha registrado inconvenientes derivados de la formación de emulsiones aguas debajo del pozo.

A nivel pozo se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- El producto A demostró mejor aplicación en productos de altos cortes de agua a excepción del pozo C que llamativamente, a pesar de contar con un corte alto en hidrocarburo, se vio más favorecido por la aplicación del producto A.
- El producto B claramente demostró mejor performance en el pozo de alto corte de condensado.
- En los pozos A y C pareciera haberse alcanzado la concentración micelar crítica. Es decir, que dicho factor no resulta solamente relevante a nivel laboratorio, sino que, en términos prácticos, se espera encontrar una dosis de espumante por encima de la cual la producción no incremente más. Es importante esta cuestión, ya que al aumentar la dosis es factible que la tenacidad de la espuma sea mayor y las probabilidades de restitución de la espuma aguas abajo del pozo incrementen pudiendo significar dificultades operativas en las instalaciones de superficie. El incremento de dosis resulta favorable solo hasta cierto punto, es menester trabajar junto con la operadora para alcanzar dicho valor para la condición contemporánea del pozo y reevaluarla a medida que se modifican las variables operativas.
- Dentro de los valores considerados, los pozos con temperaturas en fondo superiores tienen más probabilidad de disminuir en mayor medida su tensión superficial.
- Las concentraciones requeridas a nivel pozo son considerablemente superiores a las de laboratorio. En términos de los ensayos de performance, esto deriva del

hecho que, al utilizar grandes concentraciones no se logran obtener diferencias relevantes que permitan realizar un análisis comparativo. A nivel tensión superficial, si bien las concentraciones utilizadas resultan comparables, las condiciones de ensayo no son precisamente las mismas que en el pozo y se estima que existen otros factores que repercuten en la formación de la espuma, como la presencia de sólidos.

Proyectos a futuro a partir de los resultados obtenidos:

- Las mediciones ejecutadas fueron muchas y se dispone, además, de una extensa cantidad de ensayos de performance y pozos tratados para correlacionar. Se pretende continuar con el procesamiento de datos y complementar el análisis en el caso que resulte necesario.
- Realizar mediciones de tensión superficial de otros productos de la cartilla y replicar los ensayos, como mínimo con un corte del 100% de agua, con alguno de los que presente tensión superficial, en estado puro, menor. En función de los resultados, evaluar la necesidad de formular productos espumantes con una tensión superficial de base, menor.
- Ejecutar nuevamente las mediciones de tensión superficial con la utilización de agua de producción con menor salinidad, en particular la del producto A y comparar.
- Incorporar los parámetros medidos a un modelado de disminución de presiones, particularmente de P_{fw}, frente al agregado de espumante, de manera de construir curvas VLP con la columna líquida espumada que permitan, mediante un análisis nodal, predecir los caudales de producción esperados y favorecer la toma de decisiones a la hora de seleccionar un método de alivio de carga líquida.

Referencias

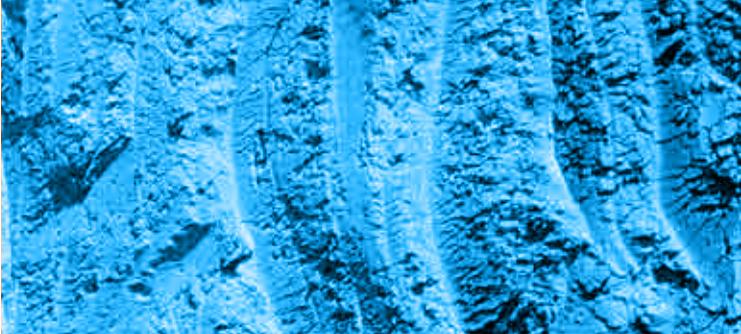
- Ajani A., M. Kelkar, C. Sarica y E. Pereyra, 2016, "Effect of surfactants on liquid loading in vertical wells", *International Journal of Multiphase Flow*, 2016, 83: 183-201.
- Atkins, P. y J. de Paula, 2006, "Physical chemistry", W. H. Freeman and Company, 8va ed., 2006.
- Joseph A., C. M. Sand y J. A. Ajiienka, 2013, "Classification and Management of Liquid Loading in Gas Wells", artículo presentado en SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, Agosto, 2013.
- Redlich, O. y A. T. Kister, 1948, "Algebraic representation of thermodynamic properties and the classification of solutions", *Ind. Eng. Chem.*, 1948, 40: 345-348.
- Sanni M., 2018, "Petroleum Engineering: Principles, Calculations, and Workflows", Wiley.
- Sevic S. y M. Solesa 2006, "Production Optimization Challenges of Gas Wells with Liquid Loading Problem Using Foaming Agents", artículo presentado en SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscú, Rusia, octubre 2006.
- Turner, R. G., M. G. Hubbard y A. E. Dukler, 1969, "Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells", *J. Pet. Tech.*, 1969, 1475-1482.



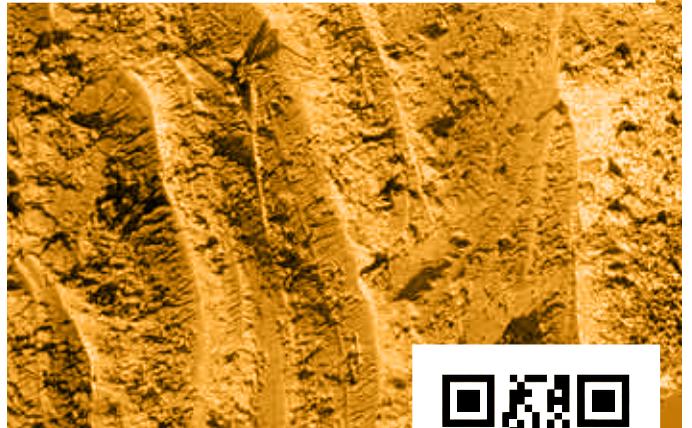
Congreso de Integridad
y Corrosión en la Industria
del Petróleo y del Gas **iAPG**

**2-4 JUN
2020**

**BUENOS AIRES
ARGENTINA**



#CICIPG2020



¡Escaneá y visitá
la Página del congreso!



**INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS**

Maipú 639 (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel: (54 11) 5277 IAPG (4274) - www.iapg.org.ar

Shale
en
ARGENTINA
www.shaleenargentina.org.ar





Una mirada renovada hacia el convencional

Por **Redacción de Petrotecnia**

En una entrevista con *Petrotecnia*, Cristian Espina, a cargo del área de Geociencias y Reservorios de YPF S.A., explica el renovado interés de la empresa por la actividad convencional.

Tras más de un lustro de que el boom del no convencional acaparase toda la atención de la industria, la economía, la prensa, la opinión pública y los focos de la actividad, con YPF como actor central de la disciplina (la empresa anunció a finales de 2019 un giro interesante): “refundar el convencional”, algo que, si bien otras grandes o medianas empresas no dejaron de lado, fue novedoso por la dimensión del proyecto.

En efecto, el Ing. Cristian Espina, Gerente del Departamento de Geociencias y Reservorios de la compañía, se entusiasmó en los detalles. “Basados en que 81% de la producción del petróleo y el 51% de la producción de gas de la empresa proviene de yacimientos convencionales, redirigimos hacia allí la mirada y buscamos mejorarlo, ya que declinan al 14% anual”, aunque aclara, sin abandonar el no convencional, cuyos plazos de recuperación son considerablemente más veloces, “para que tenga éxito Vaca Muerta precisamos mejorar este sector: no se trata de convencional o no convencional, sino de sumarlos y optimizarlos”.



Figura 1

¿A qué llama Espina la “Refundación de convencional” y en qué cuencas y áreas se está haciendo? Las áreas son todo lo que implica Regional Norte, es decir Cuenca Cuyana Norte de la Cuenca Neuquina; es decir, Malargüe y áreas alrededor de Río Colorado; Regional Centro, que es Cuenca Neuquina Sur (en este caso, recuperación secundaria habría solamente en los alrededores de Plaza Huincul, pero el fuerte es Cuenca del Golfo San Jorge y una parte más pequeña en Cuenca Austral y Tierra del Fuego (Figura 1).

En cuanto al proceso que implica “refundar”, es decir dar valor al convencional, expone cinco puntos fundamentales:

1. Estudios

Se realizaron nuevos estudios, con nueva metodología y con herramientas más potentes, que siguieron construyendo sobre las bases de las gestiones de los estudios anteriores, además les agregaron más y mejores detalles sumado a un proceso común de estudio. Esta puesta permitió encontrar oportunidades que antes no se distinguían, al hacer una revisión de los modelos estáticos que antes se construían en grades grupos o paquetes de capas y ahora se analiza capa a capa. No se trata de *softwares* nuevos, sino de darle a la interpretación mayor detalle: si antes se inter-

pretaba por paquete de arenas, ahora se hace capa a capa.

Los modelos dinámicos también se están realizando capa a capa, para ello utilizan simulaciones analíticas.

Además, se realiza mucha simulación numérica, que presentan distintos grados de dificultad dependiendo de la cantidad de capas. Por ejemplo, pueden resultar más fáciles, como en el proyecto de Cerro Morado, que posee una o dos capas de buen espesor; o puede complicarse cuando existen 30 o 40 capas, como en Golfo de San Jorge.

2. Calidad del agua

Espina explica que se invirtió en poner numerosas plantas de inyección de agua preexistentes en una condición base necesaria para su óptimo funcionamiento a partir de marzo de 2018. “Lo fundamental para que las plantas entreguen la calidad de agua necesaria son los sólidos y los hidrocarburos disueltos en agua, si se cumplen ambas condiciones, podemos lograr inyectar en todas las capas”. Sin esa calidad de agua necesaria, las capas de menor permeabilidad se tapan y se termina inyectando solo en las capas de mejor permeabilidad, no en el resto.

3. Conformance

“*Conformance* consiste en inyectar en cada capa lo que dice el estudio que se debe inyectar. Anteriormente, si no se tenía una buena calidad de agua, se ponía a inyectar y podía taparse”, asegura Espina. Por ello se le está dando mucha importancia al *conformance*, se definieron parámetros para su medición, así como de la carga de información de lo relacionado al *conformance*. “Ese *conformance* proviene de los perfiles de tránsito de fluido que se realizan. Se tiene un pozo inyector con varias capas abiertas y se baja una herramienta para medir cuánto inyecta a cada capa. Antes el proveedor nos daba la planilla en mano: una persona cargaba los datos, lo cual llevaba mucho tiempo, además era posible cometer errores. Lo que hicimos fue crear un sistema donde el mismo



Figura 2

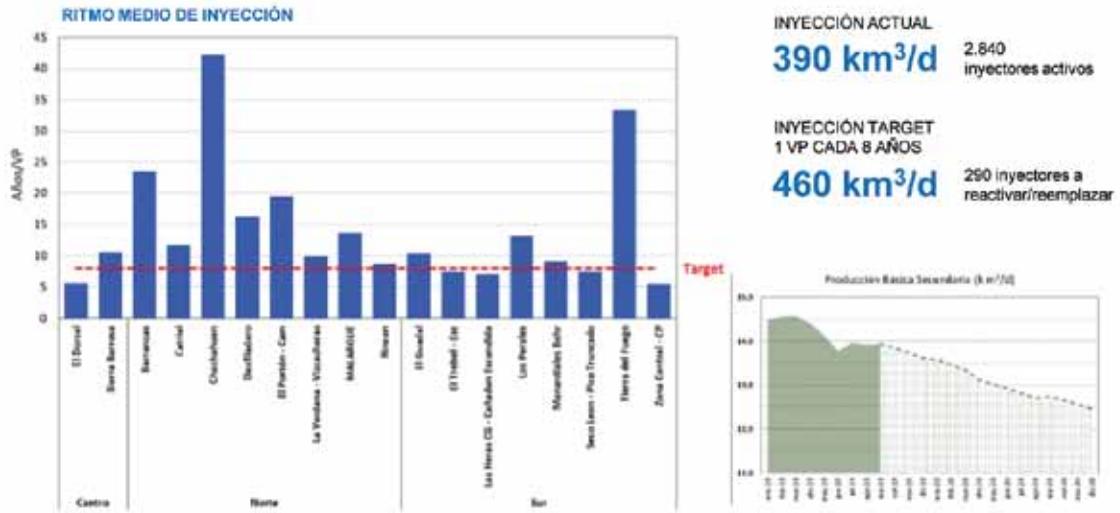


Figura 3

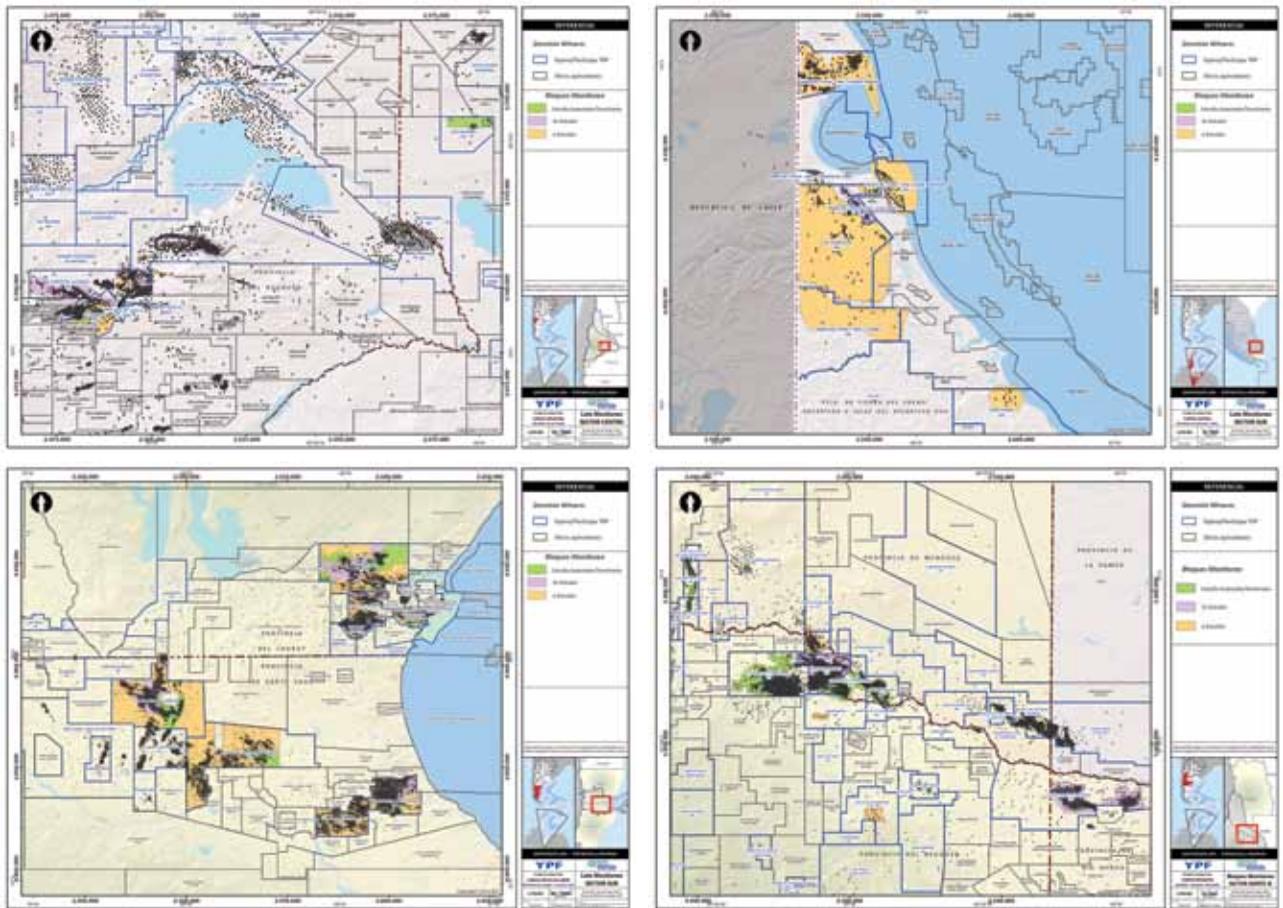
proveedor, a medida que mide, carga el valor y automáticamente esta información se levanta en la base de YPF, una vez que está terminado el trabajo, un ingeniero de la empresa lo aprueba. Si lo desaprueba, se debe repetir”.

De esta manera se consiguió automatizar varios procesos en uno solo. “Estas mediciones son como un perfilaje, es decir, un perfil de tránsito fluido es una herramienta

que baja al pozo y mide cuánto caudal entra por carga. Ese dato que se obtiene se transforma de inmediato en *input* para la simulación. Nos hemos puesto como objetivo (*target*) tener el 50% del *conformance*, es decir, el 50% del agua que se inyecta debe ir hacia donde el estudio, es el objetivo de la mayoría de las operadoras en el mundo, no es un número fácil de cumplir, pero no es imposible” (Figura 2).



Figura 4



4. Ritmo de inyección

“Indica cuánta agua se inyecta por año, el parámetro que nos fijamos lo usan otras operadoras, se trata de inyectar un volumen poral cada 8 años” (Figura 3).

“En la línea roja (Figura 3) hay campos que están inyectando muy bien, debajo inyectan más de lo que nos propusimos, y otros mucho menos. Por ejemplo, uno que utiliza un volumen por 40 años, no es viable tener un proyecto de

secundaria y tener 40 años para inyectar un solo volumen, porque cuanto más se tarde en inyectar, más se demora el barrido del banco de petróleo y más se demora el retorno de la inversión”, explica Espina.

Por otro lado, “tampoco es bueno tener campos que estén muy por debajo, ya que si se inyecta muy rápido estaría-mos canalizando el agua, por eso nos pusimos un valor de referencia que permite no canalizar el agua, barrer el banco de petróleo y recuperar a un tiempo razonable”, agrega.



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

(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com



5. EOR (Enhanced Oil Recovery o recuperación mejorada de petróleo)

“Hoy nuestros factores de recobro rondan el 14%, la idea es llevarlos al 25% en promedio y después viene el EOR. Por ahora se lo estamos aplicando a muy pocos pozos, porque estamos avanzando con dos pilotos: uno en Manantiales Behr, donde hay un productor central y 9 inyectores periféricos. Y otro proyecto en Desfiladero Bayo, compuesto por 3 inyectores y 6 productores alrededor del inyector. O sea, hoy estamos inyectando polímero en unos 12 pozos” (Figura 4).

“Se están poniendo en marcha 10 PIU (*Polymer Injection Unit* o plantas de inyección de polímeros) nuevas: las tres primeras de Grimbeek están en marcha, así como las dos de Los Perales, y luego las de Rayoso Regional que son tres más. Cada planta es para 10 inyectores, en general 10 plantas para 77 inyectores de polímero para estas fechas”.

“Luego vendrá la Fase 2, las plantas fueron compradas por adelantado porque tardan en construirse, en los meses subsiguientes se debería realizar el montaje de estas plantas que irán a Grimbeek para seguir ampliando (ya no hablaremos de un piloto sino de un desarrollo masivo) a Canadón Seco/León, El Trébol, ampliación en Rayoso Regional y Cerro Morado, un área que recién se está delineando con primaria, es decir que ya estamos planteando ponerle polímeros dentro de dos años”.

Factoría de EOR

Para Espina es crucial aprovechar las lecciones que deja el no convencional, aplicar la transferencia de conocimiento al clásico convencional.

“Estamos diseñando una Factoría de EOR, si queremos masificación es crucial, es una lección que aprendimos del no convencional y queremos aprovechar el conocimiento para este tipo de desarrollos masivos: donde tengamos masividad de pozos y de proyectos, aplicamos la factoría”.

¿Por qué habla de rotación? “Porque el polímero se inyecta por un período determinado, no para toda la vida inyectando: se inyecta de a una capa, y cuando aparece en el productor -que puede ser en seis meses o un año, se cambia la capa; al año siguiente va a pasar lo mismo y al siguiente, cuando pase lo mismo, significa que a ese inyector ya se lo barrió y que hay que cambiar de inyector; y que se puede mandar la PIU a otro lado”.

En efecto, cada PIU consta de 8 contenedores (el polímero se recibe sólido, en polvo y en una etapa se lo combina con agua, en otro container se dosifica, en otro las bombas lo mandan a los inyectores) y esto fomenta la idea de factoría: “Se va a precisar de toda una logística acitada, para cuando se haya cumplido e inyectado todo lo que había para inyectar, la planta se pueda levantar y llevarse a otro lado. De hecho, algunas no hace falta levantarlas, basta con conectarlas a otra red de distribución que manda el polímero a otros inyectores”.

“Si cumplimos con esos cinco pilares mencionados, tendremos por Recuperación Secundaria unos 582 millones de boe, esto implica que habría que hacer alrededor de 1.385 pozos nuevos y 1.775 *workovers*; y de recuperación terciaria, para tener ese 8% de incremento más, que significa 403 millones de boe, harían falta unos 875 pozos nuevos”.

Los pozos de EOR no son viejos sino nuevos, explica, “porque EOR implica a veces reducir el distanciamiento entre pozos, eso implica perforación *infill* (es decir, agregar

nuevos pozos en un diseño original del campo para acelerar la recuperación, N. de la R.)”.

Los pozos viejos, desarrolla Espina, se diferencian de los maduros en factor de recobro: “mientras que los campos maduros ya han llegado a un factor de recuperación tan alto que es muy difícil sacarle más, los campos viejos aún tienen un factor de recuperación bajo y les queda mucho para dar. Si hoy estamos en un 14,2% y queremos llegar al 33%, quiere decir que aún queda más de la mitad para seguir sacando”.

Lecciones aprendidas

Cristian Espina hizo hincapié en cómo las lecciones aprendidas en el no convencional podrían transferirse al convencional y en pensar desde una óptica a la que solo se pudo haber llegado a partir del boom de Vaca Muerta.

- **Valor de rentabilidad versus Valor Absoluto de Producción:** para ser *best in class players* no tenemos que ver el valor absoluto de la producción, sino focalizar en maximizar la producción rentable, y esto puede aplicarse tanto al convencional como al no convencional. Por eso, en EOR vamos paso a paso: no hacerlo todo de golpe, trabajar con estas plantas nuevas y avanzar hasta tener un número crítico de plantas para ir rotando en estas áreas.
- **Modelo de factoría EOR:** tener la logística aceitada para poder mover fácilmente las plantas. Espina reconoce que para que esta masificación sea viable deberá acordarse primero la reducción de regalías, sobre todo en objetivos profundos más difíciles de barrer, como en la Cuenca del Golfo San Jorge.
- **Cultura del fundador:** orientada a resultados, buscamos tener estructuras de organigrama lo más planas posibles para reducir la burocracia normal y facilitar la toma de decisiones.
- **Control y Automatización:** “se invirtió mucho en telesupervisión de pozos productores e inyectores, hace dos años teníamos el 20 % de los pozos controlados con telesupervisión y hoy estamos llegando al



90% de los inyectores y al 80% de los productores; también se monitorean las plantas de inyección de agua, ya que la tecnología permite medir la calidad del agua a la salida, entonces si detectamos desvíos podemos mandar automáticamente a reprocesar para que no se tapen los inyectores”.

- **Valorizar el convencional en la Cuenca del Golfo San Jorge:** “pusimos foco en áreas donde teníamos mejor productividad y factores de recobro más bajos”. Sigue el proyecto piloto de secundaria para ver cómo responde y luego pasar a la masificación (como se dijo anteriormente, aplicando proceso de factoría).

¿Por qué sucede este repensar del convencional ahora? “Porque para que el no convencional tenga futuro, debe dejar declinar al convencional, es cierto que los plazos de recobro son diferentes y debe resolverse la cuestión de las regalías para la factoría, pero el convencional aún aporta una parte crucial de lo que se extrae y eso debe ponerse en valor”, concluye Espina.



La Proyección de Carrera

La búsqueda de una nueva posición, cambiar de empresa, desarrollar un emprendimiento propio, son algunas de las decisiones que se toman durante nuestros procesos.

Mediante la aplicación de una sólida metodología alemana, Schein acompaña a los ejecutivos para convertir la situación de desvinculación en una oportunidad de proyección y continuidad de carrera.

Compromiso con las personas y los resultados

Reconquista 745 PB “A” CABA, 1003ABO / Tel (+5411) 5274 3737
www.schein.com.ar



Hoy es casi ilimitada nuestra capacidad de capturar y procesar inmensas cantidades de datos. Por eso, el desafío es ¿cómo enfocarse en analizar solo los datos que generarán valor e impactarán los resultados del negocio?

Decisiones evidentes en hidrocarburos

La gestión de datos para dar soporte a mejores decisiones en petróleo y gas

Por **Gastón Francese** (Director en Tandem Soluciones de Decisión)

Sin duda vivimos en una época sin precedentes respecto de la cantidad de información disponible y la capacidad computacional para procesarla. Como hemos abordado en notas anteriores, la información cumple un papel fundamental en la industria al momento de conocer y gestionar la incertidumbre. En esta nota analizaremos cómo utilizar dichos datos para lograr mejores decisiones y, por ende, mejores resultados económicos.

Metodologías como *big data*, *analytics* o *machine learning*, por citar algunas, nos permiten coleccionar y analizar grandes cantidades de información. Las empresas de *upstream* han tomado debida nota de su potencial para robustecer las decisiones y lograr mejores resultados aplicandolas en diferentes etapas de los desarrollos, como en el análisis geológico, el diseño de perforación y la programación de mantenimiento, entre otros.

Pero, ante tanta disponibilidad de datos ¿por dónde empezar? El desafío no reside en cómo capturar la inmensidad de datos, ni en cómo procesarlos o entenderlos. Por el contrario, el desafío está en encontrar la mejor manera para extraer conocimiento e inteligencia de esos datos, de manera que sean de utilidad para el negocio.

Ante esta pregunta fundamental, probablemente la respuesta no sea empezar por los datos. Por más

que podamos caer en la tentación de “aprovechar” los datos capturados o potencialmente capturables, al mirar los datos primero, parecería que estamos mirando las respuestas que tenemos cerca, antes de formular las preguntas correctas.

En cambio, será crítico reconocer primero qué decisiones de negocio necesitamos tomar con prioridad o qué decisiones desempeñarán un papel crítico en la definición del éxito o el fracaso de nuestra estrategia de negocio. Es decir, debemos tener en claro qué objetivos de negocio queremos impactar.

Una vez alineado el equipo debemos preguntarnos: ¿qué decisiones debemos tomar con maestría para maximizar esos resultados? ¿Las decisiones que definirán el éxito residen en tener mejores estimaciones de volúmenes de producción, en lograr mayor eficiencia de las inversiones de facilites o perforación, en las decisiones de manejo del costo operativo?

Decision Intelligence, la disciplina que busca optimizar la toma de decisiones a partir de grandes cantidades de datos, puede darnos las respuestas que buscamos. Esta nueva disciplina propone combinar el valor de grandes volúmenes de datos con la creciente capacidad computacional para analizarlos, la experiencia del negocio para descifrarlo y las herramientas de decisión para aplicarlos a las decisiones de negocio. Estos elementos combinados nos otorgan un poder de fuego difícil de igualar: datos al servicio de las decisiones de negocio.

Las preguntas correctas

En las empresas se toman decisiones todo el tiempo, pero no todas ellas tienen la misma importancia. La inteligencia de la decisión se enfoca en aquellas que tengan un impacto frecuente sobre los resultados asociados a los objetivos que generan valor, aquellas que mueven la aguja del negocio. Por otro lado, necesitamos también que esas decisiones sean recurrentes, es decir, que generen un historial significativo y actualizado de datos para poder responder a nuestras hipótesis. Cuanto más frecuente sea la decisión que consideramos, mayor valor predictivo tendrán las conclusiones de nuestro análisis. Así, las

preguntas correctas respecto de qué decisiones podemos fortalecer con *Decision Intelligence* serán aquellas que se respondan a través de dos criterios básicos: importancia y frecuencia.

Para ser gráficos, no es lo mismo decidir qué proveedor de válvulas deberíamos cuidar que definir en el contrato los tiempos de perforación de cada pozo (importancia). Si miramos frecuencia, la decisión de perforación de los pozos analizada individualmente representa un impacto bajo, pero ante su recurrencia, el impacto será muy significativo (frecuencia).

Una vez definidas las decisiones que queremos fortalecer, podremos formular nuestras hipótesis de negocio y, entonces decidir qué modelos y herramientas del análisis de datos son más útiles para darles soporte y testearlas.

Posibles aplicaciones en la industria

La modelización de reservorios en el *upstream* parece haber sido pionera en la utilización de grandes volúmenes de datos para dar soporte a sus decisiones. Hoy, esta aplicación puede ser replicada en muchas de las decisiones de la industria, como decisiones de perforación y optimización productiva, decisiones de automatización de procesos de control o vinculadas a la confiabilidad de la operación o el mantenimiento preventivo.

Consultado Matías Landin, gerente de petróleo y gas de Tandem, explica que el proceso de perforación no convencional hoy puede ser claramente optimizado a través de la utili-

zación de sensores que entregan datos en tiempo real en la geo-navegación. Al trabajar a partir de los datos, se buscan mejoras en la traza de la perforación logrando una optimización del punto de contacto con la formación productiva y la eficiencia en la utilización del personal operativo. Esto se logra por medio del desarrollo de geo-navegación registrando en tiempo real propiedades de la roca para determinar cuál es el mejor lugar donde está el hidrocarburo, qué capacidad de fluir tiene y, corregir la trayectoria del pozo a medida que se perfora, al trabajar en conjunto con perforación.

La disponibilidad de sistemas de monitoreo de equipos para el desarrollo de algoritmos para la detección temprana de incidentes y optimizar el uso de equipos a través de la automatización de procesos que se realizan manuales, vincular locaciones de acceso remoto y mejorar la generación de alertas tempranas.

Asimismo, la aplicación de *Decision Intelligence* a los procesos de mantenimiento mejora mínimamente la capacidad predictiva minimizando las intervenciones y el costo de mantenimiento asociado. Esta disminución se logra obteniendo mayor precisión y calidad en las actividades necesarias para los distintos tipos de locaciones y, a su vez, mejorando la productividad de equipos al aumentar la eficiencia su mantenimiento. Esta optimización de la utilización de equipos y de intervención de pozos se alcanza a partir de algoritmos que analizan el comportamiento de los equipos de perforación pasando de un mantenimiento correctivo/preventivo a un mantenimiento predictivo. Así, también se mejora su cronograma y se eficientizan evitando paradas y retrasos.

Estos son algunos ejemplos en los que la aplicación de *Decision Intelligence* genera un gran impacto en el resultado del negocio, al optimizar el capital invertido al mismo tiempo que logra mejorar los resultados de la empresa.

Muchas compañías están ansiosas por aprovechar las grandes posibilidades que la tecnología nos brinda. En este camino muchos suelen comenzar por coleccionar datos sin tener muy claro para qué los utilizaremos. *Decision Intelligence* les propone recorrer el camino inverso: comenzar por pensar en las decisiones más relevantes para su negocio, antes de pensar en los datos.



2020 trae nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.



Congresos y Jornadas

Los que vendrán

4° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas

La integridad cobra una presencia cada vez mayor, este impulso es debido a la necesidad de responder a la sociedad acerca de la preservación del ambiente, proveyendo programas de O&M que permiten mejorar la eficiencia y finalmente cumplir con los requerimientos incluidos en las normativas nacionales e internacionales.

4° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas

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

En el marco del evento, se realizará el 2° Premio para Jóvenes Profesionales de la Industria de los Hidrocarburos, destinado a los trabajos de autores menores de 35 años sobre la temática de Integridad y Corrosión.

Más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2020/Integridad/>



el lanzamiento de nuevos productos y tecnologías, dar a conocer nuevos emprendimientos, enterarse de la evolución del negocio y, sobre todo, generar ventas.

Más información: <http://www.aogpatagonia.com.ar/>

4º Congreso Latinoamericano de Perforación y Terminación



4º Congreso Latinoamericano de Perforación y Terminación

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) invita a los profesionales del sector, a participa en el 4º Congreso Latinoamericano de Perforación y Terminación, que se llevará a cabo en el “YACHT Club Puerto Madero” de la Ciudad de Buenos Aires.

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

En este Congreso participarán las empresas productoras, perforadoras y de servicios con actividad en América Latina y destacadas personalidades y expertos en los temas mencionados. Más información: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/congresos/congresos-2020/blog

2º Workshop de Medición en Upstream y Downstream de Petróleo y Gas



2º Workshop de Medición en Upstream y Downstream de Petróleo y Gas

Las mediciones están cobrando cada vez mayor importancia en nuestra industria, debido a nuevos marcos legales y al avance de la tecnología. Por ello, la Comisión de Mediciones del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas llevará a cabo el 2º Workshop de Medición en *Upstream* y *Downstream* de Petróleo y Gas, en las instalaciones de YTEC, Berisso, provincia de Buenos Aires.

Los temas que allí se tratarán están relacionados con la medición y los sistemas de medición: cadena de custodia, innovación tecnológica, marco legal nacional, normativa internacional, nuevas tecnologías, nuevas aplicaciones, sistemas de medición de gas y petróleo, muestreo manual y automático de petróleo y gas; sistemas de calibración, métodos de diagnóstico de equipos y análisis de diferencias entre mediciones, entre otros.

El *workshop* invita a mostrar y revisar las experiencias y los desarrollos en el área de mediciones de gas y petróleo, involucrando a todas las líneas de la industria: *upstream*, *midstream* y *downstream*.

Más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2020/Medicion/>

AOG Patagonia 2020

Se realizará en el Espacio Duam de la ciudad de Neuquén la Expo AOG Patagonia, considerada la reunión cumbre de los hidrocarburos, que el IAPG realiza cada dos años, en la Patagonia argentina.

Las perspectivas son buenas, ya que durante la primera venta de espacios, en diciembre último, hubo venta total de los espacios y 40 empresas quedaron en lista de espera para una eventual ampliación de la superficie.

Cita ineludible para los protagonistas de nuestra industria, se trata sin duda de la Expo más importante de la región. La asistencia de visitantes fue récord en 2018, con más de 8.000 visitantes y un despliegue de más de 150 empresas expositoras en los 4.000 m², incluyendo máquinas y trailers que completaron un despliegue a la altura de las mejores muestras del mundo. Desde sus inicios, la AOG Patagonia es el ambiente pro-

picio para establecer contactos entre grandes operadoras y proveedores, contactar expertos, tomar atajos al encontrar clientes precalificados, exhibir y posicionar la marca,



NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Morken Group presenta tecnología en medición de flujo multifásico

Morken Group presentó un equipo de medición portátil para la eliminación del separador de prueba.

La unidad de medición multifásica consiste en un conjunto de sensores, analizadores y medidores de presión estática y temperatura de fluido que se utilizan para permitirle al operador monitorear en línea el caudal producido.



El sistema de medición incluye un computador electrónico programable donde se efectúan los cálculos para la medición de caudales de crudo, gas y agua en función de las señales obtenidas de los medidores primarios.

Todo el sistema es completamente programable y con una interfaz para el operador basada en una pantalla táctil donde se mostrarán tendencias de las variables principales de la unidad de medición con capacidad de enlace remoto según requerimiento del cliente.

Esta tecnología les brinda a los operadores múltiples beneficios debido a su alta precisión y confiabilidad en los resultados, la adaptabilidad a las condiciones específicas del proceso, el diseño ajustable al espacio disponible, la facilidad en su operación y el bajo costo de mantenimiento.



Para obtener mayor información: www.morken-group.com

Aggreko suministrará 7 MW en la Patagonia

Aggreko, empresa especializada en energía modular y móvil, firmó un contrato de 4 años con una de las empresas líder en la producción de petróleo y gas en la Argentina, para el suministro de una solución de energía híbrida en su planta de Sierra Chata, en la provincia del Neuquén. Se trata de la primera vez que Aggreko instala una batería de almacenamiento en América Latina.

Aggreko entregará un paquete híbrido de 6 MW de potencia suministrados por generadores térmicos a gas de última tecnología y altamente eficientes combinados con una batería de 1 MW. La unidad de almacenamiento permitirá a la planta soportar grandes cambios transitorios de carga sin comprometer el voltaje ni la frecuencia.

Esto aumenta significativamente la eficiencia de la planta de generación eléctrica y el desempeño del combustible, reduciendo su consumo un 20%. El resultado es la disminución de los costos de generación de energía y de emisiones de carbono, así como de una mejora en la confiabilidad. El sitio utiliza el gas producido en el lugar, reduciendo los costos de combustible y aumentando su eficiencia energética.



“A medida que el mercado para la capacidad de generación fuera de red sigue evolucionando, vemos que nuestros clientes demandan soluciones cada vez más innovadoras para reducir costos y emisiones y aumentar la confiabilidad de su suministro eléctrico. Estábamos entusiasmados de poder llevar esta solución pionera a la Patagonia, que representa nuestra primera instalación de tecnología de baterías en Latinoamérica”, afirmó Pablo Varela, Director Ejecutivo de Aggreko para América Latina y el Caribe.

Más información: www.youtube.com/watch?v=HY3tP9J7Pjo&feature=youtu.be

Transformación digital en infraestructura del transporte



La infraestructura de transporte consume mucha energía. El aumento de la eficiencia es imprescindible para las empresas y la sociedad, pero implica un gran desafío tecnológico que las tecnologías digitales pueden facilitar enormemente.

América del Sur carece de infraestructura y eso pone en peligro la competitividad de toda la economía del continente. Según el Índice de Competitividad Global (Foro Económico Mundial, 2019), al comparar los continentes, América del Sur solo supera a África subsahariana en calidad de infraestructura. La mala calidad y eficiencia de los caminos, aeropuertos, ferrocarriles y puertos aumentan los costos, producen accidentes, demoras y pérdidas en el comercio local e internacional y a su vez limitan la calidad de vida en las ciudades. Sin embargo, a pesar de la poca capacidad de inversión del gobierno, el uso de tecnologías digitales ofrece una posibilidad para reducir esta fragilidad.

Al igual que cualquier otra industria, los puertos, aeropuertos, ferrocarriles y caminos también se encuentran en un proceso de transformación digital. Las tecnologías basadas en la internet de las cosas, la inteligencia artificial y la informática en la nube tienen el potencial de hacer que la infraestructura sea más segura, más eficiente y sostenible, pero también pueden usarse para desarrollar nuevos ingresos y modelos de negocios.

En América del Sur, algunas de las grandes empresas de este sector utilizan tecnologías para mejorar el

San Antonio incorpora equipos en Chubut



San Antonio, compañía argentina especializada en equipos de torre y de servicios especiales, anunció que durante febrero volvió a prestar servicios de *Coiled Tubing* en la cuenca del Golfo San Jorge e incrementará sus operaciones de perforación direccional.

De esta manera, San Antonio se consolida como una de las principales prestadoras de servicios en Chubut. La compañía realiza, además, operaciones de cementación y herramientas y cuenta con 26 equipos de torre trabajando en esta provincia.

Durante las semanas previas a la puesta en marcha de las nuevas unidades, San Antonio dedicó el tiempo y los recursos necesarios para asegurar la integridad y el perfecto funcionamiento de las mismas.

La compañía, con todas estas precauciones, sumadas al conocimiento y dedicación de sus empleados, busca satisfacer las necesidades de sus clientes, teniendo como prioridades la seguridad de las personas, la calidad de los servicios y la protección del medio ambiente.





rendimiento operativo, aumentar la eficiencia energética, evitar cortes de suministro no planificados, reducir costos y mejorar la experiencia del cliente.

En general, en base al modelo de madurez digital de los aeropuertos de Arthur D. Little, podemos definir el proceso de transformación digital de la infraestructura de transporte en cuatro etapas. En la primera etapa, los procesos son totalmente analógicos y manuales. En la segunda etapa, algunos procesos están automatizados pero no están integrados en un sistema. En la tercera etapa, la mayoría de las operaciones están automatizadas e integradas en un sistema de gestión. De la primera a la tercera etapa, el uso de tecnologías digitales ayuda a reducir costos, aumentar la eficiencia y la sostenibilidad y mejorar la experiencia del usuario. Pero con una infraestructura 4.0, en la que todo el ecosistema comercial de transporte está conectado, es posible crear nuevos modelos de negocios que combinen sostenibilidad, eficiencia, seguridad e incluso generen nuevas fuentes de ingresos.

Sin embargo, la transformación comercial depende no solo de la aplicación de nuevas tecnologías sino también de la gestión, el conocimiento técnico, las habilidades de la fuerza de trabajo y, sobre todo, de un objetivo comercial claro.

Los aeropuertos más grandes de la región están orientados al logro de este proceso de cambio. Los aeropuertos en Bogotá, Guarulhos, Santiago y Buenos Aires utilizan sistemas de servicio de automatización avanzada y robótica para aumentar la eficiencia operativa y mejorar la experiencia del usuario. El aeropuerto de Santiago comenzó a adoptar el modelado de información de construcción, un sistema de información tridimensional que reduce costos, tiempo y riesgos en el proceso de construcción.

Los aeropuertos de Bogotá, Brasilia, Salvador, Santiago y Florianópolis utilizan microrredes con energía solar para generar su propia energía; de esa forma reducen costos y evitan cortes de suministro en caso de escasez de energía. El aeropuerto de Brasilia usará energía solar para suministrar energía a los aviones en las terminales, y así generar nuevos ingresos y apoyar a las aerolíneas en la reducción de su huella ecológica.

CPTM, el subterráneo de San Pablo y Rumo Logistics ya están utilizando este mismo tipo de tecnología para diseñar nuevos proyectos. El subterráneo de San Paulo actualmente emplea realidad aumentada para mejorar la experiencia del usuario, y en Rumo y MRS

se está desarrollando realidad virtual para nuevos proyectos. Asimismo, los subterráneos de Santiago y San Pablo están adoptando tecnología de reconocimiento facial para ayudar a mejorar la seguridad.

Algunos puertos, como el puerto de Santos, también están usando realidad aumentada para reducir accidentes de trabajo. Los puertos de Santos, Cartagena, Buenaventura y Valparaíso están adoptando plataformas de cadenas de bloques para reducir la burocracia, mejorar los controles de carga, la trazabilidad y reducir la corrupción. Los puertos de Santos, APM Callao, Valparaíso y Barranquillas están integrando las operaciones portuarias y el ecosistema (agentes marítimos, agencias aduaneras y empresas de transporte), esto ayuda a que todo el proceso de logística resulte más eficiente. En el caso de Barranquilla, este nuevo proceso, que es posible gracias a la internet de las cosas, la nube y la movilidad, tiene por objeto integrar las operaciones portuarias con los ferrocarriles y camiones de carga y utilizar los datos resultantes para generar nuevos ingresos, lo que hace que la empresa vaya de un operador portuario (Infra 3.0) a una plataforma de logística portuaria (Infra 4.0).

A nivel operativo, las tecnologías pueden reducir en aproximadamente un 30% los costos de energía en los aeropuertos, un 15% del total de costos de propiedad en subterráneos, mejorar la eficiencia operativa en un 20%, reducir de un 10 a un 20% los costos de mantenimiento en ferrocarriles y, finalmente, pueden aumentar la eficiencia operativa en puertos en un 20%.

A un nivel más amplio, estas tecnologías pueden disminuir las inversiones necesarias para poner fin a las deficiencias de infraestructura de los países. Con este propósito, los gobiernos podrían alentar el uso de tecnologías que aumentan la eficiencia, reducen riesgos y hacen que el transporte sea más sostenible. Los inversores también deberían alentar el uso de tecnologías digitales para aumentar la competitividad a largo plazo. Finalmente, los operadores y los concesionarios tienen la oportunidad de estructurar nuevos modelos de negocios mucho más competitivos.

Es difícil medir los beneficios para la sociedad; sin embargo, la mejora de la calidad de vida en las ciudades y la reducción de los costos de logística de los productos son resultados fundamentales. Además, nos enfrentamos a la necesidad de lograr una reducción urgente de emisiones de gases de efecto invernadero por parte del sistema de transporte y una mayor resiliencia en nuestra infraestructura ante el cambio climático en desarrollo.



El desarrollo de Añelo, acompañado por San Antonio

Con el fin de demostrar hechos concretos y el compromiso de San Antonio con las comunidades cercanas a sus operaciones, la compañía donó los 190 m³ de hormigón necesarios para la construcción de una nueva escuela primaria en la localidad de Añelo, provincia del Neuquén.



El exponencial crecimiento que esta ciudad ha tenido durante los últimos años demanda de nuevas instalaciones educativas. Su población en edad escolar creció en 2019 un 26,5% respecto a 2018, muy por encima del índice de la provincia, que fue del 3,4%.

Comprometida con esta problemática, San Antonio donó todo el hormigón que se utilizó para el armado de la platea de esta nueva escuela, que ocupará una superficie total de 670 m².

Esta contribución es una de las iniciativas que la compañía desarrolló dentro del marco del programa "Compromiso San Antonio", que impulsa acciones para colaborar con el desarrollo de las comunidades, mediante donaciones y acompañamiento a instituciones principalmente educativas y sanitarias de las localidades en donde desarrolla sus actividades.

Nuevas autoridades de la CAGNC

La Cámara Argentina del Gas Natural Comprimido (CAGNC) anuncia que renovó autoridades de su Consejo Directivo y de la Comisión Renovadora de Cuentas para el período 2019-2020. Son las siguientes:

- Presidente: Carlos Hugo Grisolia (Galileo Technologies S.A.)



- Vicepresidente: Gustavo Salustri (GNC Salustri S.A.)
- Secretario: Carlos Enrique Scioli (Agira S.A.)
- Prosecretaria: María Eugenia Fracchia (Inflex S.A.)
- Tesorero: Gustavo Frontera (Delta Compresión S.R.L.)
- Protesorero: Sebastián Karavías (Inprocil S.A.)
- Revisor titular de cuentas: Hugo Víctor Lamy (Cervantes Gas S.A.)
- Revisor titular de cuentas: Julio César Rodríguez (Galileo Technologies S.A.)
- Revisor titular de cuentas: Luis Ricardo Ortíz (GNC Salustri S.A.)
- Revisor suplente de cuentas: Pablo López (Galileo Technologies S.A.)

YPF profundizó su asociación con Equinor y Shell en Vaca Muerta

YPF profundiza su relación con las empresas Equinor y Shell al sumarlas como socias, tras el acuerdo al que llegaron con la empresa de servicios Schlumberger, para la adquisición de su participación en el área Bandurria Sur, ubicada en el epicentro del desarrollo del no convencional de la compañía en Vaca Muerta.



Equinor y Shell, además, firmaron un acuerdo preliminar con YPF para adquirir una participación adicional del 11% en Bandurria Sur, que está sujeto a varias condiciones, incluida la aprobación de la autoridad regulatoria.

Al concretarse el acuerdo, YPF mantendrá una participación del 40% en esta área y continuará como operadora.



International Bonded Couriers

- Courier Internacional y Nacional
- Cargas Aéreas y Marítimas
- Servicio Puerta a Puerta

Bartolome Mitre 1612 PB c.p. (1037) - Capital Federal
Tel. 0810-3450-422 desde el ext. +54 (11) 4381-7575
E-mail: ventas@ibcinc.com.ar - web.ibcinc.com.ar

YPF ya cuenta con acuerdos firmados con estas dos compañías internacionales para el desarrollo de otras áreas en Vaca Muerta: Bajada de Añelo con Shell y Bajo del Toro con Equinor.

Además, con esta compañía, firmó acuerdos para la exploración *off-shore* y el desarrollo de energías renovables.

- Bandurria Sur es un bloque de 56.000 acres (220 km²) aproximadamente ubicada en la ventana de petróleo no convencional de Vaca Muerta.
- Junto a Loma Campana y La Amarga Chica, Bandurria Sur forma parte del núcleo del desarrollo de YPF en el no convencional.
- YPF es líder en la producción no convencional en el país y sus desarrollos son los más importantes en el mundo fuera de los Estados Unidos. En el tercer trimestre de 2019, alcanzó una producción que supera los 100.000 barriles de petróleo equivalentes diario.
- Con todos sus socios, YPF lleva invertidos 9.000 millones dólares aproximadamente en Vaca Muerta.

Pampa Energía se incorporó al Pacto Global de las Naciones Unidas

Pampa Energía se incorporó recientemente al Pacto Global de las Naciones Unidas. El objetivo de esta iniciativa, a través de su red de carácter federal, es movilizar al sector empresarial y otros actores públicos y privados a comprometerse con los diez principios universales de las Naciones Unidas y con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) aprobados en la Asamblea General del año 2015.

Las autoridades de la Red Argentina del Pacto Global de las Naciones Unidas dieron el pasado miércoles la bienvenida oficial a Pampa Energía, que se incorporó a la red de responsabilidad social empresarial más grande a nivel mundial y la más grande del país, que ya cuenta con más de 800 participantes.

Gustavo Mariani, CEO de Pampa Energía, empresa presidida por Marcelo Mindlin, expresó: “estamos

muy contentos de formar parte de la familia de Pacto Global. En los nuevos tiempos que corren, hoy más que nunca necesitamos el firme compromiso del sector privado para alcanzar la agenda 2030. Como empresa relevante en el sector energético argentino, esta nueva alianza reafirma nuestra responsabilidad con el desarrollo sustentable, como también nos ayuda a divulgar las acciones que venimos haciendo desde que fundé Pampa hace 15 años junto a mis socios, Marcelo Mindlin, Ricardo Torres y Damián Mindlin, y dar concientización a nuestros grupos de interés sobre esta temática tan relevante. Los valores de Pacto Global nos inspiran para el trabajo en nuestra organización y esperamos poder contagiar a otras empresas argentinas a que se unan a este espíritu sustentable”.

Por su parte, Flavio Fuertes, coordinador de la Red Argentina del Pacto Global manifestó: “Felicitamos a Pampa Energía por el compromiso asumido con sus grupos de interés de integrar a la gestión de su negocio los principios universales del Pacto Global de Naciones Unidas. Entendemos que de esta manera la empresa podrá aumentar su contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible y los grupos de interés podrán evaluar este compromiso con los estándares de Naciones Unidas a través de la Comunicación de Progreso que la empresa presentará anualmente ante el Pacto Global”.

El objetivo de la red es movilizar al sector empresarial a comprometerse con los 10 principios del Pacto Global de las Naciones Unidas que tienen relación con los derechos humanos, el ambiente, los estándares laborales y la anticorrupción, además de ayudar a las empresas a alinear sus objetivos de negocio con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), un conjunto de objetivos globales vistos desde el aspecto económico, social y sustentable.

A partir del acto formal de adhesión al pacto, Pampa Energía se compromete a comunicar su progreso en la implementación de los 10 principios del pacto mediante la presentación de un informe anual sobre las novedades del negocio en sustentabilidad y desarrollo sostenible.

De él participaron directivos de las distintas empresas que conforman la Red Argentina del Pacto Global,



entre ellos Betina Azugna, Gerente de RSE del Grupo Sancor Seguros; Jorge Figueroa, Director Public Affairs & Sustainability de Randstad Argentina y Silvina Obersti, Directora de Sustentabilidad de YPF.

Nuevas autoridades de la CCE cordobesa

La Cámara de Comercio Exterior de San Francisco y la Región de Córdoba (CCE) presentó a sus nuevas autoridades para el período 2020-2021 mediante una conferencia de prensa y un debate sobre perspectivas 2020. En el evento se presentó a la nueva comisión directiva, presidida por Guido Gaviglio, quien sucedió en el cargo a Gustavo Gandino, tras cuatro años de gestión.

Gaviglio asume esta responsabilidad junto a un importante equipo de gestión conformado por Florencia Ricca, a cargo del área Institución y vicepresidenta; Carlos Barbero, a cargo del área de Región y secretario; Fernando Bertorello, a cargo del área Internacionalización y protesorero; Marcos Zuazaga, a cargo del área de Formación y vocal suplente; Roberto Podadera, a cargo del área de Administración y gerente; y Enrique Gaviglio, a cargo del Consejo consultivo.

Tras la conferencia, se realizó un debate exclusivo para los asociados de la CCE, el cual versara sobre distintos enfoques –multinacional, cooperativo, regional, técnico y financiero– de las previsiones económicas de este año, los desafíos para la exportación y las oportunidades de crecimiento. Los disertantes fueron Alejandro Roasso (directivo de ZF multinacional radicada en San Francisco), Domingo Benso (directivo de Capyc, grupo cooperativo de Devoto), Heraldito Ruffino (directivo de Karikal), Carlos Cravero (reconocido contador local) y Sergio Rostagno (gerente zonal de Banco Nación). Por su parte, Carlos Barbero (de la firma Barbero) fue el moderador del panel.

Consultado sobre la impronta que desea darle a la CCE durante su gestión, Gaviglio indicó su voluntad de “seguir la línea de los 17 presidentes que me antecedieron con enorme compromiso, responsabilidad, visión y trabajo, dándole a la institución todo el prestigio que tiene actualmente”.



Recalcó que el objetivo principal que tiene la institución es hacer crecer las exportaciones, trabajo que se basa principalmente en dos pilares: entregar un valor genuino al socio e incrementar la representatividad de la institución en términos locales, regionales y nacionales. “Tenemos como equipo de gestión el compromiso de medir la performance a

partir del análisis de datos, como las exportaciones de la región, el nivel de satisfacción del socio, el presupuesto anual de la institución y la cantidad de interacciones externas”, afirmó el flamante presidente.

La nueva comisión directiva quedará compuesta de la siguiente manera:

Comisión Directiva Estatutaria

- Presidente: Guido Gaviglio
- Vicepresidente: Florencia Ricca
- Secretario: Carlos Barbero
- Prosecretario: Nicolás Capello
- Tesorero: Gabriel Asencio
- Protesorero: Fernando Bertorello
- Primer Vocal: Claudio Dussin
- Segundo Vocal: Gustavo Gandino
- Vocal Suplente: Marcos Zuazaga

Órgano de Fiscalización

- Revisor de Cuentas Titular: Cecilia Amé
- Revisor de Cuentas Suplente: Matías Jaluf

Junta Electoral

- Titulares: Rubén Filippa
- Suplente: Diego Peretti
- Gerente:
- Roberto Podadera



Profesionales & consultores



**Desarrollo de Yacimientos
Exploración
Análisis de Economía y Riesgos
Auditoría y Certificación de R&R**

(54-11) 5352-7777 www.vyp.com.ar

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



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

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar

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

Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

Los profesionales o consultores interesados podrán contratar un módulo y poner allí sus datos y servicios ofrecidos.

Informes: Tel.: (54-11) 5277-4274 Fax: (54-11) 4393-5494
E-mail: publicidad@petrotecnia.com.ar

Pampa Energía fue elegida para el Índice de Igualdad de Género de Bloomberg

Por segundo año consecutivo, Pampa Energía fue incluida en el índice de igualdad de género que patrocina Bloomberg. Entre sus principales objetivos, este índice, único en este rubro, destaca a las empresas comprometidas en la promoción de la igualdad de género en el lugar de trabajo y en la transparencia de la divulgación de estadísticas sobre esta materia.

Pampa es la única empresa argentina que ingresó en el índice y una de las 13 energéticas que lo integran en el mundo. Cada año, los requisitos para la inclusión son más exigentes y suman más compañías participantes (en 2019 estuvo compuesta por 230 compañías y en 2020 el número ascendió a 325 compañías globales que abarcan 50 industrias, con sede en 42 países y regiones). Las empresas que lo integran, entendieron que la diversidad de género es un imperativo comercial.

Marcelo Mindlin, presidente de Pampa Energía, expresó: “Estamos orgullosos de recibir este reconocimiento y seguimos trabajando en esta temática que está muy presente en la actualidad. Estamos comprometidos con la generación de un entorno laboral diverso y libre de discriminación, valor fundamental de nuestra compañía”.

A lo largo de su historia, Bloomberg desarrolló técnicas y estrategias para brindar transparencia a los mercados. Por eso, creó el Índice de igualdad de género de Bloomberg (GEI, por sus siglas en inglés). De esta manera, los inversores pueden dar visibilidad a sus prácticas de desarrollo sustentable en temas ambientales y sociales.

Respecto al índice de igualdad de género, Bloomberg argumenta que evoluciona a pasos agigantados año tras año. Desde simples aumentos en el número de mujeres que trabajan en una empresa, hasta métricas más detalladas, como el porcentaje de ascensos de mujeres y la posibilidad de que las mujeres regresen a su empresa después de la licencia por maternidad.



SEMARBRA renovó autoridades

La organización operativa de Servicios de Transporte Marítimo Argentina-Brasil (SEMARBRA) renovó sus autoridades a partir del 1 de enero de 2020.



En efecto, Andrés Nadal (ANTARES NAVIERA S.A.) desempeñará a partir de este año el cargo de presidente, acompañado por el Cap. Gustavo Roca (MARÍTIMA MARUBA S.A.) como Vicepresidente Primero y José Pablo Elverdin (ARGENMAR S.A.), como vicepresidente segundo.

En homenaje, reconocimiento y aprecio personal por su valiosa colaboración desde la creación de la entidad y sus veinticinco años ejerciendo la presidencia, el mismo Plenario otorgó el título de Presidente Honorario a Omar Meggiolaro.

SEMARBRA es la entidad pionera en la prestación de servicio marítimo entre Argentina y Brasil y su proyección natural al Mercosur reúne a los armadores argentinos autorizados a participar en el marco de la Ley 23.557.

Esta entidad ha desarrollado su actividad institucional en pos de impulsar los mecanismos imprescindibles para dotar de competitividad a los buques y a los armadores argentinos, en tanto así lo exige la logística del transporte y el sector del comercio exterior de cargas.

PF Luz avanza con el parque eólico Cañadón León

YPF Luz recibió un crédito internacional de USD150 millones para el desarrollo y la construcción del parque eólico Cañadón León, ubicado en provincia de Santa Cruz. En forma coincidente, han llegado a Puerto Deseado 33 aspas y 40 tramos de torre que permitirán completar el equipamiento para los 29 aerogeneradores que conformarán el parque.

La operación consiste en un crédito de BNP Paribas Fortis de hasta USD100 millones con garantía de Euler Hermes (agencia de crédito a la exportación de Alemania) y un préstamo de la U.S. International Develop-



ment Finance Corporation (DFC, ex OPIC) por otros USD50 millones.

El CEO de YPF LUZ, Martín Mandarano, se mostró muy satisfecho por avanzar rápidamente con la obra de construcción del parque eólico Cañadón León y dar pasos concretos para generar energía eólica desde Santa Cruz para todos los argentinos.

Detalles del Parque Eólico Cañadón León

Generará 120 MW de potencia de fuente renovable:

- 99 MW para el Mercado Eléctrico Mayorista adjudicado a través del programa RenovAR 2.
- 21 MW para grandes usuarios contribuyendo de esta forma con el desarrollo industrial y sustentable del país.
- Energía equivalente a las necesidades de unos 150.000 hogares.
- Ahorro de 312.000 ton de CO₂.
- 29 aerogeneradores de 4,2 MW cada uno (General Electric).
- Factor de capacidad del 53%: un nivel de eficiencia de los más altos del mundo.
- Una inversión de USD160 millones. Alrededor de 400 empleos en la etapa de construcción.
- Ubicación: Cañadón Seco, provincia de Santa Cruz.
- Una superficie de 1870 hectáreas. Construcción de estación transformadora y línea de interconexión en 132 kv de 3 km aproximadamente de longitud y otra línea de 50 km.
- Ampliación de subestación Santa Cruz Norte en Pico Truncado para incrementar su capacidad de transformación en 150MW.



NOVEDADES DEL IAPG



Acuerdo marco con la Cámara Argentina de Energía (CADE)

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) firmó con la Cámara Argentina de Energía (CADE) un Acuerdo Marco de cooperación técnica y fortalecimiento.

En efecto, el Ing. Ernesto López Anadón, Presidente del IAPG, firmó este convenio para desarrollar aspectos de mutua cooperación junto al Lic. Carlos Magariños, CEO de la flamante cámara, una asociación civil sin fines de lucro integrada por empresas nacionales y extranjeras que trabajan en la industria del petróleo y del gas en el país.

Este acuerdo incluye establecer e intensificar lazos de cooperación y, dentro de sus respectivas autonomías, promover intercambios de naturaleza técnica y académica, y colaborar en diversas áreas para la realización de actividades de interés en común.

El Ing. López Anadón se mostró satisfecho de poder contar con “este nuevo actor que trabaje para fomentar el desarrollo técnico y sustentable, la excelencia profesional y la divulgación de actividades relacionadas con las áreas vinculadas a la exploración, desarrollo, transporte, industrialización y comercialización de los hidrocarburos”.



Un objetivo de gran importancia para el IAPG es la mejora permanente y sostenida de las políticas y las prácticas de seguridad, tanto operacional como ambiental, en las actividades del petróleo y del gas, de esta manera es posible un desarrollo sostenible de los recursos hidrocarburíferos del país.

La firma se realizó en las oficinas de la CADE en Puerto Madero.





La Escuela Técnica en Petróleo y Gas inició el ciclo lectivo 2020 en Seccional Sur

Comenzó a dictarse este mes la carrera de Técnico en Petróleo y Gas, que el IAPG Seccional Sur comenzó en 2019, para capacitar a los trabajadores de la región.

El comienzo del ciclo lectivo tuvo lugar en la sede que el IAPG posee en el Km 3 de la ciudad, ante autoridades de la Seccional Sur, del Consejo Educativo del Instituto, docentes y alumnos.

En efecto, el presidente de la Seccional Sur Jorge Boeri y el secretario Fernando Roca, animaron al alumnado a forjar su futuro laboral mediante la educación y destacaron el valor que da la industria a los trabajadores con sólida formación técnica.

La carrera de Técnico en Petróleo y Gas se creó en 2019 como un aporte del IAPG a la capacitación técnica de los trabajadores de la industria local y como una interesante alternativa de educación para los jóvenes que piensan en una salida laboral significativa.

Los nuevos inscriptos son 35 y cursarán el módulo de nivelación durante el primer semestre del año. En el



segundo semestre, desarrollarán el módulo de perforación. Además, por intermedio de la Comisión Técnica, se ha becado a cuatro alumnos para cursar los dos módulos de 2020.

Así fue la 1ª Jornada sobre Seguridad de Procesos en Comahue

Con capacidad completa, el IAPG Comahue, realizó en noviembre último la 1ª Jornada de Seguridad de los Procesos en la Industria de Oil & Gas.

El evento fue exitoso, no solo por la convocatoria (a salón lleno), sino por la atención que suscitaron las conferencias y las exposiciones de trabajos. Estas fueron 18 exposiciones de empresas líderes en la zona, universidades y autoridades de aplicación porvincial.

Asimismo, se contó con dos mesas redondas enfo-



cadadas en la perspectiva de la Seguridad de los Procesos y el Manejo del cambio. Finalmente, una exposición magistral del referente del *Certified Process Safety Professional* (CCPSC) en el país.

Es de destacar la presencia como invitados, de alumnos y autoridades de las Universidades del Comahue y Universidad Tecnológica Nacional, Regional Comahue.

ÍNDICE DE ANUNCIANTES

AESA	43	MARSHALL MOFFAT	13
ANTARES NAVIERA	31	METALURGICA SIAM	18
AXION ENERGY	39	MORKEN GROUP	23
BAKER HUGHES	21	PAN AMERICAN ENERGY	Retiro de tapa
CGC	Contratapa	PECOM SERVICIOS ENERGIA	33
CN SAPAG	Retiro de contratapa	SCHEIN	107
COMPAÑÍA MEGA	15	SHELL ARGENTINA	59
CURSOS IAPG	69	SUPERIOR ENERGY	57
CURSOS REGISTROS DE POZO	75	TECPETROL	17
ENSI	25	TOTAL	7
FUNCIONAL	19	TUBHIER	51
GABINO LOCKWOOD	29	V Y P	117
GEPARK	73	WINTERSHALL DEA	37
GIGA	117	WPC	61
HALLIBURTON ARGENTINA	9		
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	115	Suplemento Estadístico	
INDUSTRIAS J.F. SECCO	47	HALLIBURTON ARGENTINA	RETIRO DE CONTRATAPA
IPH	105	INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
KAMET	55	INGENIERIA SIMA	RETIRO DE TAPA

CN OBRAS VIALES Y CIVILES sapag S.a.

50 AÑOS HACIENDO REALIDAD PROYECTOS

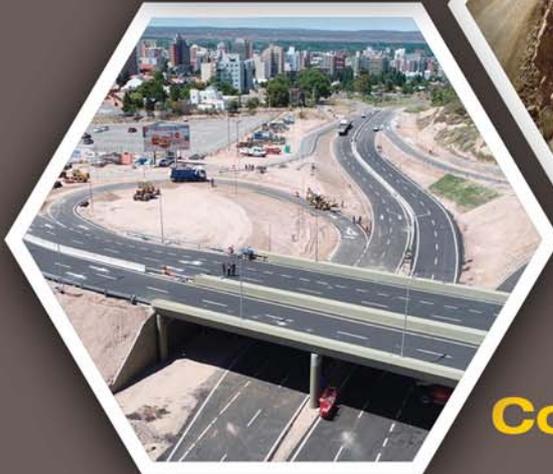
TRAYECTORIA

SUSTENTABILIDAD

FLEXIBILIDAD

COMPROMISO

CALIDAD



**Contribuimos a la conectividad
y al desarrollo energético**

CN SAPAG S.A
Unidad de Negocio OIL & GAS
Ruta nacional N° 22 - Km 1233
CP: 8316 - Plottier - Provincia de Neuquén - Argentina
☎ +54 299 493 4482
✉ cnsapag@cnsapag.com.ar

 www.cnsapag.com.ar

Inauguramos la primera planta de almacenamiento de gas subterráneo en Argentina, la cual permitirá producir todo el año sin interrupciones y mejorar la disponibilidad según la demanda.

Porque todo desafío es posible cuando se trabaja con pasión.

Convertir desafíos en energía

