

abril 2015

PETROTECNIA



2 | 15

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LVI - ABRIL 2015

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



La perforación

Media sponsor de:





94% PETRÓLEO

62% PETRÓLEO

95% PETRÓLEO

100% PETRÓLEO

Colonia Patio Abierto, Comodoro Rivadavia.
PAE promueve actividades deportivas y culturales para estimular la permanencia de los chicos en la escuela.

PRESENTES EN TU HISTORIA.

El petróleo no es sólo combustible: es la energía que potencia la historia de la Colonia Patio Abierto de Comodoro Rivadavia y la de todos los argentinos. Siempre, en cada momento. Por eso, en 2014 hemos invertido U\$S 1.500 millones para seguir incrementando la producción de petróleo y gas, y contribuir al desarrollo energético de nuestro país.



Más que petróleo.

www.pan-energy.com



Finaliza el primer cuatrimestre y vemos que los planes del *upstream* para los recursos no convencionales locales han seguido su curso con altibajos menores; esto es muy bueno, si pretendemos pasar a una etapa de desarrollo masivo lo antes posible, con pozos verticales y horizontales con muchas etapas de fractura.

Para esto, se necesitarán mayores inversiones. Si nos atenemos a la tasa histórica de crecimiento de nuestro país, del 3% anual promedio, se necesitarán grandes inversiones no solo para desarrollar el potencial de Vaca Muerta, sino también para aumentar la capacidad de generación energética, la capacidad de refinado y las redes de transporte y distribución

de gas y sus plantas de separación de líquidos.

Junto con ello, el Instituto a desarrollado una campaña de información a distintos sectores del país sobre cuáles son las tareas que nuestra industria realiza, cómo las hace, cómo cubre sus riesgos, qué son los no convencionales y cómo se lleva a cabo su explotación.

Todo esto y lo relativo al caso argentino lo presentaremos el próximo mes de junio en el marco de la *World Gas Conference (WGC 2015)*, el principal evento mundial sobre gas, donde existen expectativas, ya que somos el país que más está desarrollando el *shale oil* y el *shale gas* fuera de los Estados Unidos y Canadá.

Mientras tanto, *Petrotecnia* continúa presentando las alternativas tecnológicas para el área de la Perforación, como un adelanto del 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, que acompañará el próximo octubre a la Argentina Oil & Gas 2015 en el predio La Rural. Allí se darán cita las principales empresas operadoras, de servicios y de las diversas especialidades relacionadas con el desarrollo de los hidrocarburos.

En este número hacemos hincapié, por ejemplo, en la fractura con espuma de nitrógeno, una variante que se está probando en América del Norte. Presentamos también aspectos de la Exploración relacionados con los litigios entre provincias y sus incumbencias, los cuales permanecen vigentes.

Y adelantos de las carreras de ingeniería en las universidades del país...entre muchos otros temas.

Los invitamos a seguir acompañándonos en este año tan especial para la industria.

¡Hasta el próximo número!
Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

La Perforación

Estadísticas

- 08** Los números del petróleo y del gas
Suplemento Estadístico

Tema de tapa

- 10** Optimización de terminaciones de pozos horizontales de gas no convencionales con *coiled tubing*
Por A. Rivera, M. Flores y L. Sánchez (San Antonio Internacional)
La utilización de equipos, herramientas y técnicas de trabajo especiales que se requieren en el desarrollo de yacimientos no convencionales para la explotación de *tight sand* y *shale*.



- 24** Diseño optimizado de fracturas hidráulicas en el Yacimiento 25 de Mayo Medanito, Jagüel de los Machos

Por Miguel Porollan y Daniel Yochcaff (Petrobras S.A.)

En las operaciones de terminación y reparación de pozos de este yacimiento, los principales costos están asociados a las entre 15 y 25 fracturas mensuales que se realizan. El objetivo de este trabajo es el de analizar operaciones realizadas y definir criterios de optimización, con el fin de emplearlos en operaciones futuras.



- 36** Concepto para manejo de presiones anormales de formación durante la perforación de reservorios no convencionales

Por Sergio Costa y Mario Serrano (Halliburton)

La búsqueda del recurso energético en las nuevas fronteras no convencionales impone retos y desafíos al ingenio, para sortear las situaciones de dificultad que el concepto de exploración lleva intrínseco.



- 42** Experiencias en perforación bajo balance/mpd, en Cuenca Neuquina

Por Juan Ignacio Hechem (Weatherford International)

El presente trabajo muestra la experiencia técnico-operativa de todo el proceso realizado entre 2009 y 2012, empleando los métodos de perforación Bajo Balance y MPD (*Managed Pressure Drilling*), en pozos perforados durante los últimos 3 años en el ámbito de la Cuenca Neuquina, con distintas herramientas.



56 **Fracturas con espumas con nitrógeno. Metodología de diseño y consideraciones técnico-operativas**

Por *Ing. Alberto Julio Blanco Ybáñez* y *PhD Julio Vivas Hohl* (AB Energy SRL)

Este reporte técnico presenta revisión de las fracturas con espuma realizadas en el Área Cerro Azul para la Gerencia de Perforación División Norte de PEMEX Exploración y Producción, con el objetivo de puntualizar algunos factores importantes para el diseño y manejo de la operación en el campo, relacionada a fracturas con espumas de fractura y fluidos energizados con Nitrógeno.



Notas técnicas

72 **Ingeniería en Energía en la Universidad Nacional de San Martín**

Por *Salvador Gil* y *Francisco Parisi* (Universidad Nacional de San Martín, ECyT)

La Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) ha desarrollado una propuesta integral de formación de recursos humanos en el área de Energía con participación de otras unidades académicas de la UNSAM y con un acuerdo institucional con el IAPG.



78 **Integración de litigios limítrofes entre provincias. Contribuciones para la delimitación de áreas de exploración y explotación de hidrocarburos**

Por *Sylvia Colonna* (Petrobras) y *Gabriel Álvarez* (YPF)

Aún hoy perdura una cantidad importante de conflictos limítrofes irresueltos entre las provincias del país; muchos vértices o lados que delimitan los permisos y concesiones del negocio de los hidrocarburos se apoyan en esos límites interprovinciales conflictivos. En este trabajo, se informa acerca de la situación actual de los límites interprovinciales que se han tomado como referencia para el demarcado de algunas áreas, y se sugieren alternativas para la definición de nuevas áreas.



Actividades

92 **Congresos y Jornadas**

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

96 **Novedades de la industria**

104 **Novedades del IAPG**
Cursos de actualización 2015

108 **Novedades desde Houston**

110 **Índice de anunciantes**



Petrotecnica es el órgano de difusión del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina

Tel./fax: (54-11) 5277 IAPG (4274)

prensa@iapg.org.ar / www.petrotecnica.com.ar

facebook.com/IAPGInfo twitter.com/IAPG_Info youtube.com/IAPGInfo plus.google.com/113697754021657413329

Staff

Director: Ernesto A. López Anadón

Editor general: Martín L. Kaindl

Editora: Guisela Masarik, prensa@petrotecnica.com.ar

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnica.com.ar

Estadísticas: Roberto López

Corrector técnico: Enrique Kreibohm

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

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

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

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

Año LVI N° 2, abril de 2015

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.300 ejemplares

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

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

Aderida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.

Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 750

Exterior: Precio anual - 6 números: US\$ 250

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar

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



Premio Apta-Rizzuto

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

Comisión Directiva 2014-2016

CARGO

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

EMPRESA

Socio Personal
YPF S.A.
PETROBRAS ARGENTINA S.A.
AXION ENERGY ARGENTINA S.A.
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)
GAS NATURAL BAN S.A.
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)
CHEVRON ARGENTINA S.R.L.
TOTAL AUSTRAL S.A.

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

WINTERSHALL ENERGIA S.A.
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)
SIDERCA S.A.I.C.
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.
BOLLAND Y CIA. S.A.
REFINERIA DEL NORTE (REFINOR)
TECNA S.A.
DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.
DISTRIBUIDORA DEL GAS DEL CENTRO-CUYO S.A. (ECOGAS)
HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.
GASNOR S.A.
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
LITORAL GAS S.A.
A- EVANGELISTA S.A. (AES A)
BAKER HUGHES ARGENTINA S.R.L. (Bs As)
SOCIO PERSONAL
PALMERO SAN LUIS S.A.
CESVI ARGENTINA S.A.

Titular

Ing. Ernesto López Anadón
Dr. Gonzalo Martín López Nardone
Ing. Ronaldo Batista Assunção
Dr. Pedro López Matheu
Cdr. Javier Gremes Cordero
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso
Ing. Ricardo Aguirre
Sr. Jean Marc Hosanski

Cdr. Gabriel Alfredo Sánchez
Lic. Natalio Bataglia
Ing. Sergio Mario Raballo
Lic. Marcelo Nuñez
Ing. Horacio Rossignoli
Ing. Daniel Néstor Rosato

Cdr. Gustavo Albrecht
Dr. Santiago Marfort
Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez
Ing. Miguel Angel Torilo
Ing. Abelardo A. Gallo Concha
Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Ing. Daniel Omar Barbería
Sr. Jorge Sgalla
Ing. Mario Leanza
Ing. Juan José Mitjans
Sr. Enrique Jorge Flaiban
Lic. Fernando Rearte
Lic. Rodolfo H. Freyre
Ing. Martín Cittadini
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Alberto Francisco Andrade Santello
Lic. Federico Medrano
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Sr. Marcelo Horacio Luna
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

Sra. Silvana Oberti
Dr. Diego Saralegui
Ing. Daniel A. Santamarina
Ing. Daniel Alberto Perrone
Ing. Martín Yañez
Ing. José Alberto Montaldo
Ing. Fernando José Villarreal
Ing. Guillermo M. Rocchetti
Sr. José Luis Fachal
Dra. Gabriela Roselló
Ing. Héctor Raúl Tamanini
Dr. Luis Patricio Salado
Ing. Jorge M. Buciak
Lic. Rafael Alberto Rodríguez Roda
Inga. Julieta Rocchi
Sr. Dardo Oscar Bonín
Ing. Julio Shiratori
Lic. Gustavo Oscar Peroni
Ing. Carlos Gargiulo
Ing. Daniel N. Blanco
Lic. Mariano González Rithaud
Sr. Jorge Meaggia
Ing. Ignacio Javier Neme
Ing. Gustavo Rafael Mirra
Ingr. Gerardo Francisco Maioli
Ing. Jorge Ismael Sánchez Navarro
Lic. Roberto Meligrana
Cont. Daniel Rivadulla
Ing. Emiliano López
Ing. Jaime Patricio Terragosa Muñoz
Dr. Hernán Flores Gómez
Ing. José María González

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

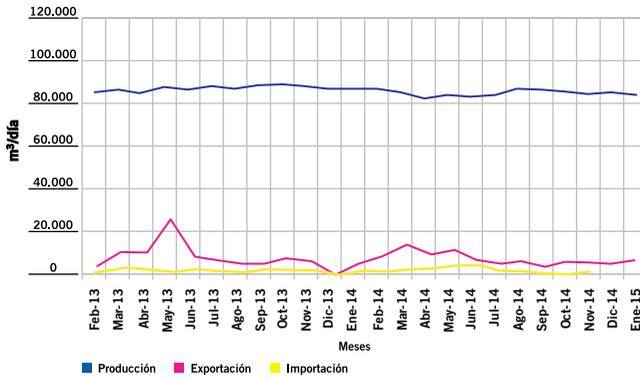
Como todo en la vida,
para seguir creciendo
hay que hacerse de abajo.

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

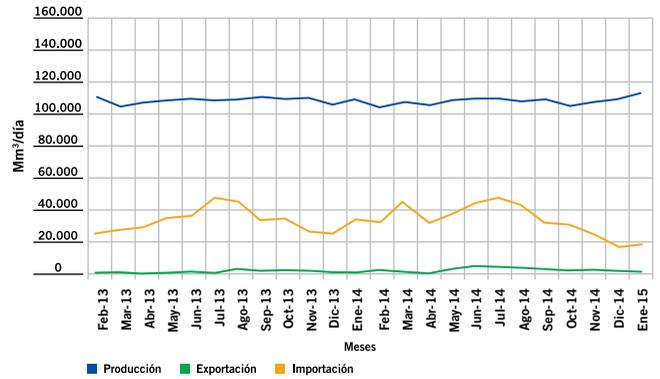


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la
 industria del petróleo y del gas

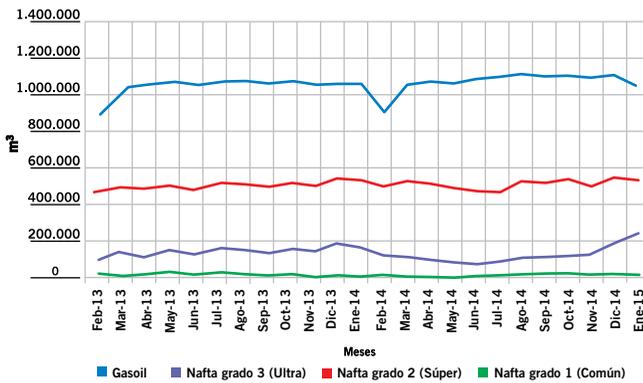
Producción de petróleo vs. importación y exportación



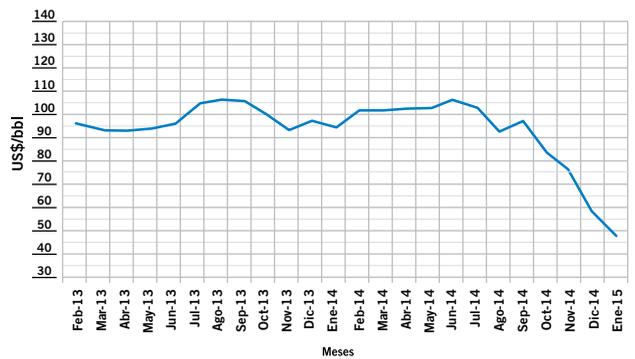
Producción de gas natural vs. importación y exportación



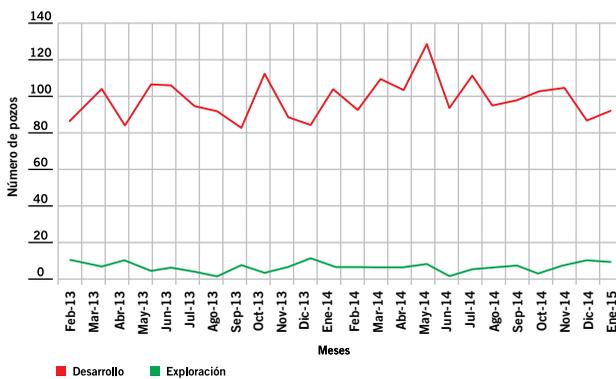
Ventas de los principales productos



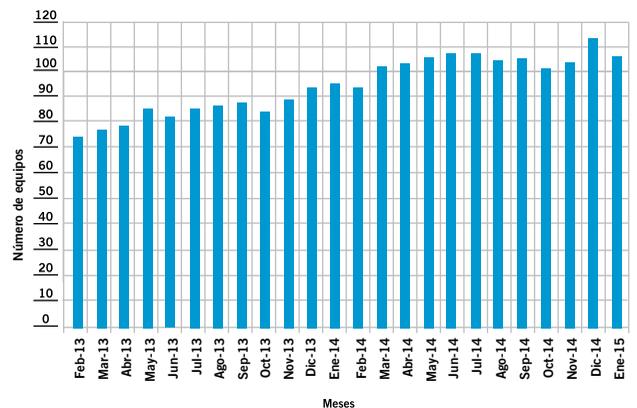
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



Nuestro desafío

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

Para todo ello nuestra energía es inagotable.

www.total.com



Total Austral, más de 30 años en Argentina

Optimización de terminaciones de pozos horizontales de gas no convencionales con *coiled tubing*

Por *A. Rivera, M. Flores y L. Sánchez* (San Antonio Internacional)

Este trabajo muestra la utilización de equipos, herramientas y técnicas de trabajo especiales que se requieren en el desarrollo de yacimientos no convencionales para la explotación de *tight sand* y *shale*.

El progreso de las tecnologías de perforación y *completación* (N. de la R.: por *completion*, en inglés: su uso correcto es “terminación”) ha permitido que el gas y el petróleo de las formaciones *shale* sean una opción viable para asegurar recursos energéticos, y puedan ser explotados de manera segura y protegiendo el medio ambiente.

Con el desarrollo de yacimientos no convencionales con rocas reservorio de muy baja permeabilidad, surge la necesidad de emplear equipamiento especial y técnicas de trabajo no comunes en nuestro país. La respuesta del reservorio depende en gran medida de las características de los fluidos utilizados durante estas etapas (perforación, fractura hidráulica y limpieza) en cuanto a su interacción con la formación, densidad, contenido de sólidos o agentes que alteren la permeabilidad de la roca. Los principales factores a tener en cuenta durante la completación y desarrollo de estos yacimientos son:

- Mantener el pozo vivo todo el tiempo posible
- Identificación de zonas de mayor potencial
- Evitar el ahogo de la formación luego de las estimulaciones

La unidad de *coiled tubing* (CT) representa una herramienta versátil que permite optimizar tiempos operativos y realizar numerosas maniobras requeridas en la etapa de completación de pozos horizontales (McNeil 2011, Yudin 2012). La unidad de CT permite circular por directa y anular, punzar / repunzar con *hidrojet*, fijación de tapones y posterior rotado, limpieza y lavado de arena de fractura o sólidos de formación, entre otras (Nakhwa 2007, Dotsen 2009). El presente trabajo muestra la utilización de estos equipos y herramientas.

Objetivos de la operación

Para alcanzar el objetivo geológico, se perforó un pozo de 3.720 m de profundidad (Mbbp), con una extensión horizontal de aproximadamente 600 m. La necesidad de estimular este tipo de reservorios a través de múltiples fracturas hidráulicas exige de una detallada secuencia de operaciones para comunicar las zonas que se quiere hacer producir a través de punzados especiales, colocación de tapones, operaciones selectivas de estimulación, y luego limpiar con fluidos apropiados el pozo. La unidad de *coiled tubing* fue utilizada para:

- Punzar con abrasivo en 5 zonas.
- Aislar con tapones estas zonas.
- Rotar los tapones post fracturas hidráulicas.
- Lavar hasta el fondo del pozo.

Equipamiento utilizado

Esta operación fue realizada con una unidad CT equipada con 4.032 m de cañería de 2". En la tabla 1 se presentan las características de la tubería utilizada.

Las características generales de la unidad de CT son:

- Cabeza Inyectora Serie 800 (80.000 lb)
- BOP 3 1/16" (10.000 psi) - ID: 3.06"
- Stripper 10.000 psi
- COILED TUBING OD:2", Wall: 0.134" GT-80

Coiled Tubing	2" (50,8 mm)	Límite elástico	62.000 lbs
Pared CT	0,134"	Long. C.T.	4.032 m
ID	1.732"	Cap. int. total C.t.	38,6 bbl
Cap. int. C.T.	1.521 l/m	Cabeza inyectora	80.000 lbs
Peso	2.670 lbs/ft	BOP	10.000 psi

Tabla 1. Características de la tubería de CT utilizada en la operación.

Para la preparación de fluidos y bombeo se utilizó un *acid-master* con tanque de 4.500 lts, bomba con pistones de 3.5" y una bomba de alta presión con pistones de 4". Se utilizaron líneas y accesorios de 15.000 psi.

Se utilizó una unidad criogénica *No Fire* con una presión máxima de trabajo (con pistones de 1.625) de 10.000 psi y caudal máximo de 180.000 scf/h. Asimismo, se contó con un *Bach Mixer* para facilitar la preparación del fluido de limpieza y fluido abrasivo. Este equipo cuenta con dos trompos con agitación hidráulica de 150 bbls de capacidad. En la figura 1 se muestra la unidad de CT y equipos periféricos utilizados en la operación.



Figura 1. Unidad de CT y equipos periféricos utilizados en la completación del pozo.

Descripción del pozo

El pozo tiene una profundidad 3.720 m con una extensión horizontal de aproximadamente 600 m. En la figura 2 se presenta el esquema y la trayectoria del pozo. La tabla 2 indica la extensión e inclinación del tramo horizontal.

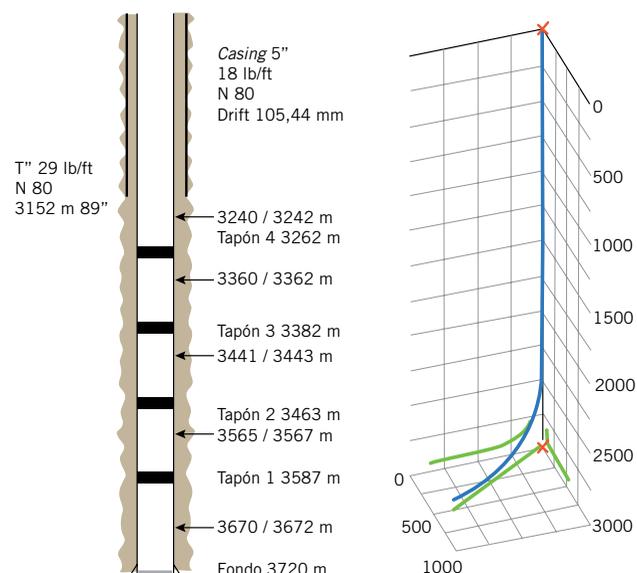


Figura 2. Esquema y trayectoria del pozo.

	Inclinación	Profundidad MD
KOP	3°	2.520 m
Sección 20°	20°	2.680 m
Sección 40°	40°	2.828 m
Sección 60°	60°	2.963 m
Sección 80°	80°	3.068 m
Sección 90°	90°	3.140 m

Tabla 2. Extensión e inclinación del tramo horizontal del pozo.

La tabla 3 resume la información de los intervalos punzados mediante “jeteo” con fluido abrasivo y la posición donde se colocaron los tapones.

Prof. Punzado		Tiros por pie	Agujeros	Prof. fijado de tapones
M	M			m
3670	3670	6	36	
3565	3567	6	36	3587
3441	3443	6	36	3463
3360	3362	6	36	3382
3240	3242	6	36	3262

Tabla 3. Intervalos punzados con “jeteo” abrasivo y ubicación de tapones.

Descripción de fluido

Para realizar las operaciones de limpieza, punzado por jeteo y rotado de tapones, se diseñó un fluido viscoelástico de base agua preparado con polímeros sintéticos de

alto peso molecular en emulsión. El sistema presenta baja fricción y alta capacidad de arrastre de sólidos. Es estable a temperaturas de hasta 300 °F, pudiendo ser preparado con salmueras densificadas con KCl o formiato de sodio. La viscosidad del fluido se ajusta en función de las condiciones operativas del pozo, variando la carga polimérica entre 0.4 y 4% v/v. Presenta rápida disolución en agua, lo que permite su dosificación a la pasada (*on the fly*). El polímero sintético utilizado es biodegradable y no tóxico.

Este fluido genera una significativa disminución de fricción, tanto metal-metal (coeficiente de fricción en ensayo lubricidad $\mu < 0.22 @ 2\%$), como en las pérdidas de presión de bombeo (hasta 50% respecto al agua). Las principales ventajas del fluido utilizado son:

- Alta capacidad de transporte de sólidos aun a bajos caudales.
- Estabilidad térmica del fluido a alta temperatura (hasta 300 °F).
- Alta disminución en las pérdidas de presión por fricción del fluido.
- Disminuye la fricción metal-metal (entre CT y casing).
- Puede ser densificado hasta 1.300 gr/lit utilizando sales solubles.
- Rápida disolución en agua (dosificación *on the fly*).

El fluido presenta un comportamiento reológico del tipo Carreau, que se caracteriza por tener bajos valores de viscosidad a altas tasas de corte (bombeo por directa), y alta viscosidad a bajas tasas de corte (retorno por anular).

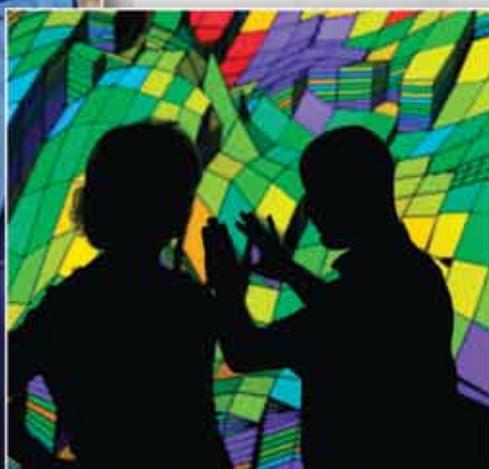
MWH ha servido a la industria del gas y petróleo por más de 30 años. Somos el proveedor líder en diseño para upstream y midstream. Nuestra experiencia abarca los servicios relacionados a la gestión de agua de retorno, opciones de tratamiento de aguas y aguas residuales y cumplimiento ambiental.

SMART.Solutions

MWH
BUILDING A BETTER WORLD

Marcelo T. de Alvear 612 Piso 2
011 5274 3100
info@mwhglobal.com.ar

mwhglobal.com



Una historia de innovación en ingeniería

Schlumberger ha trabajado en Argentina durante más de 80 años compartiendo sus mejores prácticas y aprendiendo a superar los desafíos de la industria de los hidrocarburos: inclusive los desafíos de los recursos no convencionales. Hoy, continuamos con nuestro compromiso de fomentar la innovación tecnológica para mejorar el rendimiento de nuestros clientes.

Con una inversión de 1200 millones de dólares en investigación y desarrollo en 2012 y 125 centros de investigación e ingeniería en el mundo, Schlumberger sigue dedicada al desarrollo de tecnologías avanzadas que ayuden a sus clientes a enfrentar los desafíos de hoy, de mañana y de los próximos 80 años.

Para más información visite
slb.com

Schlumberger

Estas características hacen que el fluido presente baja pérdida por fricción durante su bombeo por el CT y buena capacidad de arrastre de sólidos, al viajar por el espacio anular entre el CT y el casing o formación, dependiendo del tipo de operación. En la figura 3 se presenta la variación de viscosidad del fluido en función de la tasa de corte (0.01 a 500 s⁻¹), ensayado a 25 y a 65 °C.

A partir de esta información, y considerando una operación de bombeo con CT de 2" en un pozo entubado con casing de 5", la viscosidad esperada es 28 cp por el interior del CT y 300 cp por anular.

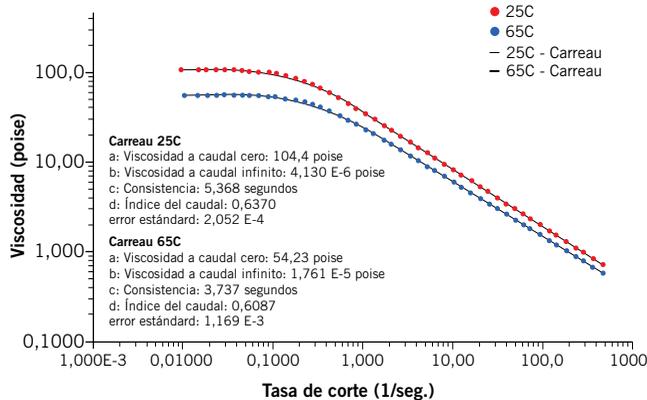


Figura 3. Variación de la viscosidad en función de la tasa de corte.

Descripción de la operación

Punzados especiales.

Se realizó el primer intervalo de punzados abrasivos en 3.670/3.672 m, con el siguiente BHA (ver figura 4):

Conector de mordazas externo 2.88"	0,51 m
Doble Flapper Check Valve 2.88"	0,61 m
Acelerador 2.88"	1,44 m
Tijera hidráulica 2.88"	1,24 m
Desconector hidráulico 2.88"	Bolita 3/4" 19.05 mm, 0,68 m
Jet punzado 6tpp 60° 0.5"	Bolita 5/8" 15.87 mm, 0,77 m

Diámetro de la herramienta (pulgadas)	Diámetro interior de la herramienta (pulgadas)	Diagrama de la herramienta	Longitud (pies)	Descripción	Conexión (Par de enroscado)	Bola
2,88	1,13		1,60	Conector tipo mordaza exterior, rosca F1,75" OD	Espiga hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 libras pie)	
2,88	1,00		1,41	Válvula dual de contrapresión	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 libras pie) x espiga hacia abajo 2 3/8" PAC	
2,88	0,69		2,24	Desconector hidráulico	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 libras pie) x espiga hacia abajo 2 3/8" PAC	3/4" (750)
2,88	0,44		2,38	Jet de punzado abrasivo en espiral con 6 aberturas @ 60°	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 libras pie) x espiga hacia abajo 2 3/8" PAC	5/8" (625)
2,88	0,40		0,54	Orificio de descarga del asiento de la bolilla	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 libras pie)	1/2" (500)

Figura 4. Esquema del BHA utilizado para el punzado abrasivo con CT.

Una vez montada la cabeza inyectora del CT sobre el conjunto de boca de pozo, se efectúan las pruebas de presión según los procedimientos estándares.

SIAM ARCON

BOMBAS ALTERNATIVAS DE SIMPLE Y DOBLE EFECTO
 DUPLEX · TRIPLEX · QUINTUPLEX
 SERVICIO POST-VENTA, INGENIERÍA Y REPUESTOS.





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

Base Neuquén

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

Planta Industrial

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

Base Comodoro Rivadavia

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



AESA | 65
Años

CONSTRUYENDO
JUNTOS EL FUTURO
CON ENERGÍA

INGENIERÍA
FABRICACIÓN
CONSTRUCCIÓN
SERVICIOS

aesa.com.ar

YPF - Proyecto Nueva Unidad Coque A
Refinería La Plata, Buenos Aires, Argentina



Se comienza a bajar el CT hasta pasar la profundidad de punzado circulando a mínimo caudal, y luego se levanta el CT dejándolo en tensión en la profundidad requerida para el primer intervalo de punzado. Se marca el CT en este intervalo para usar como referencia en los siguientes punzados.

Una vez que el CT está en la profundidad deseada, se posiciona el carretel del CT de modo de poder lanzar bola de acero de 5/8" que habilita el jet de punzado; una vez lanzada la bola, se comienza a bombear hasta asegurarse de que haya salido del carretel y subido al cuello de Cisne, continuando el bombeo hasta antes de hacer asiento. Al asegurar que la bola asentó, se continúa presionando hasta cortar los pines con 4,000 psi (+/- 15%).

Se continúa bombeando a caudal de trabajo un volumen completo de CT para quitar el movimiento de oscilación y el *balouning* de la tubería de CT. Luego, se comienza a bombear el fluido abrasivo con 30-40 Cp (viscosidad @ temp. de fondo) y 1 ppg de arena malla 100 al caudal establecido de acuerdo a los agujeros de la herramienta (0,5 bpm por agujero) velocidad de salida de los jets 500/600 ft/sec por 5 minutos por intervalo. Finalizado el bombeo, se desplaza con 5 o 10 barriles de fluido más agua la capacidad del CT para remover cualquier remanente de arena del CT previo a comenzar a sacar a superficie.

Finalizado el desplazamiento, se saca el CT a superficie, se bombea a mínimo caudal para mantener el pozo y CT lleno. Una vez en superficie, se desmonta la cabeza

inyectora y herramientas. Se inspeccionan las mismas para dejarlas listas para la siguiente carrera.

Colocación de tapones y punzado abrasivo subsiguiente.

Se arma en boca de pozo el siguiente BHA:

Conector de mordazas externo 2.88"	0,51 m
Doble Flapper Check Valve 2.88"	0.61 m
Acelerador 2.88"	1.44 m
Tijera hidráulica 2.88"	1.24 m
Desconector hidráulico 2.88"	Bolita 3/4" 19.05 mm, 0.68 m
Jet punzado 6tpp 60° 0.5"	Bolita 5/8" 15.87 mm, 0.77 m
Setting tool hidráulico 2.88"	Bolita 1/2" 12.7 mm, 0.74 m
Adapter kit 2.88"	0.53 m
Tapón 98 mm	0.72 m
Longitud total BHA	+/- 7.21 m

Se introduce el BHA dentro del lubricador y se conecta la brida adaptadora. Se equalizan presiones y luego se abre el pozo. Se coloca el odómetro en cero y profundiza a 5 ft/min hasta pasar BDP, y luego a 40 ft/min hasta 1.000 m, donde se realiza *Pull test*. Se sigue profundizando repitiendo *Pull test* cada 1.000 m. Se registra toda la operación.

Se profundiza hasta alcanzar la posición de fijado de tapón. Una vez que el CT está en la profundidad deseada, se posiciona el carretel de modo de poder lanzar bola de

KERUI PETROLEUM EQUIPMENT & SERVICES

Fabricante de Maquinaria para la industria del Petróleo
Equipos de torre, equipos de control de pozo, wellhead, compresor de gas natural, unidad de cementación, unidad de tubería flexible, generador de nitrógeno, etc.

Servicios Técnicos Integrados
Perforación y Reacondicionamiento
Desarrollo de yacimientos marginales

Contratistas de Proyectos EPC Oil y Gas
Tratamiento de gas natural y uso completo
Recolección y tratamiento de Oil y Gas





Address: Carlos Pellegrini 1363, piso 1 UF 2, Buenos Aires.
 Contacts: gaosen@keruigroup.com Tel:1126498922
 marcelo@keruigroup.com Tel:1126361606
 Web: www.keruigroup.com/es

KERUI
KERUI PETROLEUM



a. marshall moffat®

SINCE 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



Cumpliendo con las siguientes Normas:

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

INDURA
Ultra Soft



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

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

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

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(011) 5952-0597 - Bahía Blanca

(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia



Figura 5. Ilustración esquemática de la maniobra de fijado de tapón y punzado con jet abrasivo.

acero de 1/2" que acciona el Setting Tool hidráulico que fija el tapón mecánico. Una vez lanzada la bola, se comienza a bombear hasta asegurar que haya salido del carretel y subido al cuello de cisne, continuando el bombeo hasta antes de hacer asiento.

Presurizar hasta +/- 4.500 psi para fijar tapón. Una vez fijado el tapón verificar si está en posición. Se realiza prueba de hermeticidad con 2.500 psi y se registra. Se levanta el CT hasta la nueva posición de punzado. Se marca el CT en este intervalo para usar como referencia en los siguientes punzados.

Una vez que el CT está en la profundidad deseada, se posiciona el carretel del CT de modo de poder lanzar bola de acero de 5/8", que habilita el Jet de punzado 6tpp-60° 0.5"; una vez lanzada la bola, se comienza a bombear hasta asegurarse que haya salido del carretel y subido al cuello de cisne, continuando el bombeo hasta antes de hacer asiento, al asegurarse que la bola asentó. Se continúa presionando hasta cortar los pines con 4,000 psi (+/- 15%).

Se continúa bombeando a caudal de trabajo un volumen completo de CT para quitar el movimiento de oscilación y el *balouning* de la tubería de CT. Se comienza a bombear la mezcla abrasiva de gel 30-40 Cp de viscosidad y 1 libra por galón de arena malla 100 al caudal establecido de acuerdo a los agujeros de la herramienta (0,5 bpm por agujero); velocidad de salida de los jets 500/600 pies por segundo por 5 minutos por intervalo (preparar en Bach Mixer 180 bbl de fluido abrasivo 30/40 cp con una carga de 1 ppg de arena malla 100, comenzar bombeo de slurry a 3 bpm para realizar punzado).

Finalizado el bombeo de la mezcla, se desplaza con 5 o 10 barriles de gel más agua la capacidad del CT para sacar

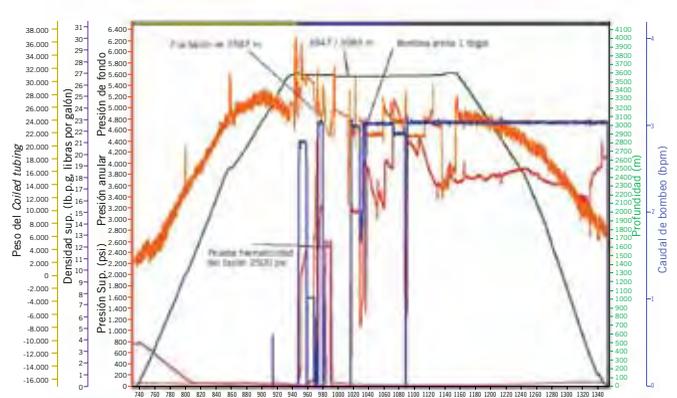


Figura 6. Registro de la operación de fijado del tapón, prueba de hermeticidad, posicionamiento y accionamiento del jet para realizar los punzados.

cualquier remanente de arena en el CT previo a comenzar a sacar a superficie. Finalizado el desplazamiento se saca el CT a superficie, se puede ir bombeando a mínimo caudal para mantener el pozo y CT lleno.

Una vez en superficie, se acondiciona el Setting Tool hidráulico con un nuevo tapón, se cambia el Jet de punzado y se monta nuevamente el BHA dentro de los lubricadores 4 1/16 10kpsi, para estar listos para la etapa subsiguiente de fijado de tapón y punzado, se cierra la válvula para realizar fractura hidráulica.

En la figura 5 (izquierda) se muestra esquemáticamente el viaje del CT con BHA para posicionamiento del tapón y punzado. En la figura 5 (centro) se esquematiza el despegue del tapón del Setting Tool (fijado del tapón) y en la figura 5 (derecha) se esquematiza el accionamiento del jet de punzado (punzado abrasivo).

En la figura 6 se observa la carta registro de la operación de fijado del tapón en 3.587 m, la prueba de hermeticidad con 2.500 psi, y luego el posicionamiento y accionamiento del jet para realizar los punzados abrasivos en 3.567 / 3.565 m (Caudal 3 bpm, Slurry fluido 30/40 cp con una carga de 1 ppg de arena malla 100).

En la figura 7 (izquierda) se observa el jet de punzado entrando en los lubricadores 4 1/16" 10kpsi. En la figura 7 (derecha) se observa el jet de punzado + Setting Tool hidráulico.

En la figura 8 se observa el tapón para 5" 18lb/ft con el Adapter Kit montado en el Setting Tool hidráulico entrando en los lubricadores 4 1/16" 10kpsi.



Figura 7. Jet de punzado entrando en los lubricadores 4 1/16" 10kpsi (izquierda); jet de punzado con Setting Tool hidráulico.



**LA SABIDURÍA EN RECURSOS
NO CONVENCIONALES NO
TIENE PRECIO.**

**Y ESTA A SU DISPOSICIÓN PARA SER CONSULTADA CUANDO
SE REÚNA CON EL EQUIPO TÉCNICO DE HALLIBURTON.**

Donde quiera que se encuentren sus yacimientos no convencionales, los equipos técnicos de Halliburton están preparados para entender sus desafíos y discutir nuestras tecnologías probadas, nuestros flujos de trabajo exclusivos y soluciones integradas.

Para conocer más, por favor visítenos en halliburton.com ➤

HALLIBURTON

Solving challenges.™



Figura 8. Tapón de 5" 18 lb/ft con Adapter Kit montado en el Setting Tool.

Al extraer la herramienta de punzado por *jet* se observa que la misma presenta desgaste erosivo causado por la abrasión producto del rebote de la arena malla 100 durante el proceso de punzado (ver figura 9).



Figura 9. Desgaste erosivo causado por el rebote de la arena malla 100 en la herramienta durante el proceso de punzado.

Rotado de tapones post fracturas hidráulicas

Se prepara en boca de pozo el siguiente BHA para realizar la rotación de tapones:

Conector de mordazas externo 2.88"	
Doble Flapper Check Valve 2.88"	
Acelerador 2.88"	
Tijera 2.88"	
Unión de seguridad hidráulica 2.88"	Bolita 3/4" 19.05 mm
Sub de circulación 2.88"	Bolita 5/8" 15.875 mm
Motor de fondo 2.88"	
Fresa OD: 105 mm	
Longitud total BHA	+/- 8.28 m

En la figura 10 se presenta en forma esquemática el BHA utilizado para la operación de rotado de tapones. En la figura 11 se observa el BHA de rotación utilizado en la operación.

Diámetro exterior de la herramienta	Diámetro interior de la herramienta	Diagrama de la herramienta	Longitud (pies)	Descripción	Conexión (par de enroscado)	Bolita a lanzar
2,88	1,13		1,60	Conector tipo mordaza exterior, rosca F/1.75 OD	Espiga hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	
2,88	1,00		1,41	Válvula dual de contrapresión	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 lb/pie) por espigo hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	
2,88	0,88		4,79	Acelerador HZ	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 lb/pie) por espigo hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	
2,88	0,88		4,79	Tijera HZ	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 lb/pie) por espigo hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	
2,88	0,69		2,24	Desconector hidráulico	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 lb/pie) por espigo hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	3/4" (750)
2,88	0,56		1,58	Sustituto de división de la circulación	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 lb/pie) por espigo hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	5/8" (625)
2,88			13,18	Motor con sección motriz convencional	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 lb/pie) por espigo hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	
4,13			1,20	Fresa	Espiga hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	

Figura 10. Esquema del BHA utilizado para la operación de rotado de tapones.



Figura 11. BHA de rotación utilizado en la operación.

Se introduce el BHA dentro del lubricador y se conecta brida adaptadora. Se equaliza presión y luego se abre el pozo. Colocamos en cero el odómetro y se profundiza a 5 ft/min hasta pasar BDP, y luego a 50/60 ft/min hasta 1.000 m, donde se realiza *Pull test*. Se continúa profundizando hasta 2.000 m y repite *Pull test*. Se continúa profundizando hasta alcanzar el tope de arena +/-3600, y se realiza prueba de tensión tomando registro.

Se levanta el CT en 3.500 m y accionar motor de fondo con los siguientes parámetros:

Caudal agua tratada%:	Q = 3 - 4 bpm
Presión diferencial:	750 psi
Presión de trabajo:	3.500 / 4.200 psi
Caudal nitrógeno:	250 scfm/bbl bombeado contingencia

Una vez estabilizado el retorno, se comienza a profundizar y lavar arena hasta contactar el tapón; se desplaza en fluido hasta su completa remoción en superficie (fondo arriba).

Se comienza a rotar el tapón controlando el peso de la sarta. Durante esta operación se efectúan bacheos de 5 m³

Una Industria Argentina para el Mercosur



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



BUENOS AIRES

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

PLANTA NEUQUÉN

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

PLANTA BAHÍA BLANCA

Av. del Desarrollo Presidente Frondizi s/n
(Q8300AXD) Puerto Galván
Provincia de Buenos Aires
Tel.: (54-291) 457-2670
Fax: (54-291) 457-2471





Figura 12 (izquierda). Dispositivo *Debris Catcher* utilizado en la operación de rotado; (derecha) recortes de los tapones extraídos durante la operación.

de fluido gelificado, para levantar relleno/recortes y poder aplicar más peso a la sarta por disminución de fricción metal-metal. Se rota cuidadosamente a bajas velocidades de penetración, repasando la zona lavada y acompañando los recortes hasta +/- 2.900 m (60° desviación).

Se controla la circulación efectiva en todo momento y verifica que lo que se está lavando sale efectivamente a superficie. Para esto, se cuenta con un dispositivo de superficie denominado *Debris Catcher* que cuenta con filtros donde se retiene el material removido del pozo. En la figura 12 (izquierda) se muestra el dispositivo *Debris Catcher* utilizado en la operación de rotado. En la figura 12 (derecha) se observan los recortes de los tapones extraídos durante la operación.

Dado que toda la operación se realiza con el anular restringido para controlar el pozo, se controla periódicamente el *Choke Manifold* para verificar el estado de los orificios. Se controla el nivel de la pileta de retorno para verificar si el pozo está admitiendo o aportando.

Una vez rotado el primer tapón, y asegurado que los recortes del primer tapón están fuera del pozo, se continúa profundizando hasta contactar posible tope de arena sobre próximo tapón. Se repite el procedimiento anterior hasta rotar todos los tapones. Una vez logrado el objetivo, se lava la cámara hasta el fondo del pozo +/-3.720 m. Se desplaza el fluido hasta realizar fondo arriba.

Conclusiones

- Se punzaron las 5 zonas de interés con sistema jet abrasivo con éxito.
- Se fijaron hidráulicamente los 4 tapones 5" 18lb/ft para aislar las zonas con éxito.
- La eficiencia de las operaciones de punzado abrasivo fueron muy buenas, observando menores pérdidas de presión por fricción en las fracturas hidráulicas.
- Se rotaron los 4 tapones post fracturas hidráulicas y se lavó el fondo con muy buena eficiencia en una sola carrera de motor de fondo y fresa.
- Se lograron todos los objetivos de la operación.

- El fluido utilizado cumplió con todos los requerimientos de fricción y transporte de recortes en el tramo horizontal.
- A partir de esta experiencia, se establecieron procedimientos para aplicar en próximos pozos similares. ■

Referencias

- Fraser McNeil, Asif Ehtesham y Paul Gracey, SPE 146413. "Innovative Method of Gas Shale Well Intervention with Coiled Tubing/Joined Tubing Hybrid String", presentado ante la SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 2011.
- A. Yudin, K. Burdin, D. Yanchuk, A. Nikitin, I. Bataman, A. Serdyuk, N. Mogutov y S. Sitdikov. *Coiled Tubing Reduces Stimulation Cycle Time by More Than 50% in Multilayer Wells in Russia*, SPE 154386, SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, 2012.
- A. D. Nakhwa, S.W. Loving y A. Ferguson. *S.N. Shah, Oriented Perforating Using Abrasive Fluids through Coiled Tubing*, SPE 10.2118, SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, U.S.A, 2007.
- Thomas Dotson, James Farr y Earle Findley. *Advances In Sand Jet Perforating*, SPE 10.2118, SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Denver, Colorado, 2009.

Agradecimientos

Los autores quieren agradecer a San Antonio Internacional por promover la divulgación del presente trabajo. Agradecemos al personal de ingeniería y operaciones de SAI, que estuvo involucrado en completaciones con CT de yacimientos no convencionales. Finalmente, queremos agradecer a la empresa operadora Apache por su confianza en los servicios de CT de SAI y en el soporte del personal afectado al mismo.

UNA MISIÓN CUMPLIDA ES UN NUEVO COMIENZO

EXPERTOS EN REFINERIAS Y PLANTAS PETROQUIMICAS CON 450 PLANTAS DESARROLLADAS

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

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

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

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

@Techint Eng_Con
www.techint-ingenieria.com



TECHINT
Ingeniería y Construcción

Diseño optimizado de fracturas hidráulicas en el Yacimiento 25 de Mayo Medanito, Jagüel de los Machos

Por *Miguel Porollan* y *Daniel Yochcaff*
(Petrobras S.A.)

En las operaciones de terminación y reparación de pozos en el Yacimiento 25 de Mayo - Medanito Jagüel de los Machos, los principales costos están asociados a las entre 15 y 25 fracturas mensuales que se realizan. El objetivo de este trabajo es el de analizar operaciones realizadas y definir criterios de optimización, con el fin de emplearlos en operaciones futuras.

El Yacimiento 25 de Mayo - Medanito SE – JDM, es un yacimiento maduro de petróleo. Se encuentra ubicado entre las provincias de Río Negro y La Pampa, a 20 km. al sur de la localidad de Catriel, provincia de Río Negro, en el borde nororiental de la Cuenca Neuquina. La figura 1 muestra su posición relativa.



Figura 1. Ubicación del Yacimiento 25 de Mayo, Medanito SE.

Las formaciones productivas comprenden a FM Choiyoi, FM Petrolífera y FM Quintuco.

En algunas zonas del yacimiento, el objetivo principal es FM Choiyoi, que es de origen principalmente volcánico en muchos casos con fisuras naturales.

La figura 2 representa la columna litológica presente.

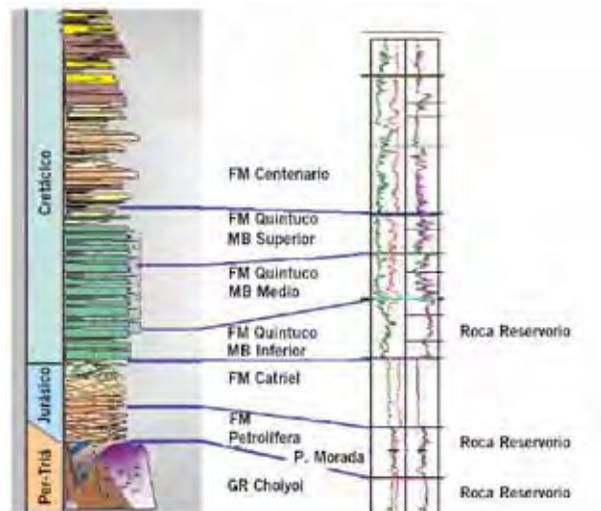


Figura 2. Columna litológica presente en el Yacimiento 25 de Mayo, Medanito SE.

En este yacimiento, la completación de los pozos nuevos se realiza con la modalidad *rig less*, donde se punza y fractura sin equipo de *work-over*, por *casing*, aislando cada etapa de la anterior con tapones recuperables. Después de la última etapa, con equipo de *coiled tubing* se lava, se recuperan los tapones y se fija el tapón recuperable final. Luego, ingresa un equipo de *work over*, que recupera este tapón, ensaya los intervalos fracturados y baja la instalación de producción.

Durante los últimos años se ha estado perforando en el orden de 40 pozos anuales. La mayoría verticales, y algunos dirigidos de hasta 20°/25° de inclinación, del orden de

los 1.300 -1.500 m de profundidad, entubados con *casing* de 5.5". Por el nivel de actividad, es preciso que todas las tareas entre equipo de perforación, *rig less* y *work-over* estén coordinadas. Los casos de arenamiento prematuro implican tareas y tiempos adicionales que es preciso minimizar. Por esta razón, la optimización de las operaciones de fractura tiene que ver con el diseño más adecuado de acuerdo al tipo de roca que se esté tratando, la evaluación de antecedentes de pozos vecinos y de los bombeos previos a la operación. Asimismo, los análisis post fractura permitirán optimizar los tamaños de las mismas desde un punto de vista económico, definiendo los criterios a emplear para el diseño de fracturas hidráulicas en pozos de condiciones de reservorio semejante, que serán descriptos en este trabajo.

Estrategias de completación

La Formación Choiyoi muchas veces está asociada a fisuras naturales, lo que hace que en la fractura hidráulica se presente cierto nivel de complejidad. En un número elevado de operaciones de fractura nos encontramos con que no existe una buena comunicación entre pozo y fractura, por la presencia de tortuosidad o múltiples fracturas que compiten entre sí, agravado en algunos casos por crecimiento en alto con poco crecimiento en ancho, al ser elevados espesores involucrados sin contraste de esfuerzos. El efecto de las múltiples fracturas se agrava aún más en el caso de los pozos dirigidos. La figura 3 ilustra estos factores, que hacen que la comunicación entre pozo y fractura sea deficiente, con los consiguientes riesgos de arenamientos prematuros.



Figura 3. Tortuosidad y generación de múltiples fracturas. Efecto de alineación de PPF respecto a punzados con generación de tortuosidad y múltiples fracturas. Pozos dirigidos en formaciones duras como FM Choiyoi son propensos a mostrar excesivas múltiples fracturas.

Con el paso del tiempo se han desarrollado estrategias, con el fin de poder concluir las operaciones de fractura con éxito:

- Evaluación de perfiles del pozo, controles geológicos, antecedentes de pozos vecinos, muestran la condición de reservorio presente.
- Punzados: En la actualidad se punza con cañones convencionales de 4" 4 tpp 22 grs, con la menor longitud posible para reducir la probabilidad de generar múltiples fracturas.
- Fractura: Se emplea fluido base agua, con polímero de baja carga, activado con borato y ruptores oxidantes y enzimáticos. El agente de sostén es arena de malla 16/30. Se emplea eventualmente *slugs* de arena o de sílice, ya sea durante el colchón de la fractura, o en un bombeo separado, con un *Step Down Rate Test*, a fin de

evaluar el efecto del mismo. Los caudales empleados son relativamente altos. En caso de ser necesario, se incrementa la viscosidad al fluido de fractura.

- Programa de operación:

Prueba de Admisión – Bombeo DFIT: se realiza un bombeo DFIT con el objetivo de estimar la presión de reservorio. Además del análisis de la Función G, se estima el mecanismo de *leak off* presente. En la mayoría de los casos se bombea un volumen de ácido de cabecera para limpieza de punzados, y se realiza, además, una prueba de admisión con un *Step Down Rate Test*, con el objetivo de evaluar las fricciones por tortuosidad y en punzados. En base a la misma se puede definir el bombeo de un *slug* de arena o sílice, o bien bombear una píldora erosiva en el colchón de la fractura. En la figura 4 se muestra el árbol de decisiones empleado actualmente.

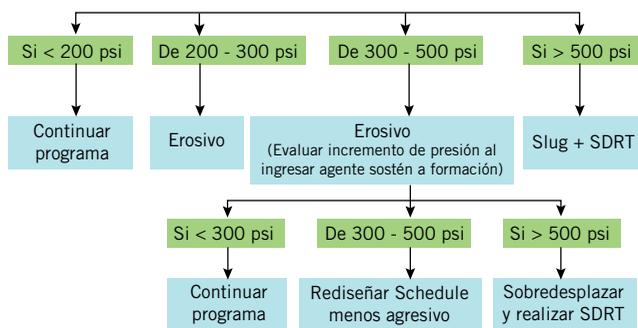


Figura 4. Análisis de fricciones por tortuosidad.

- Fractura hidráulica: De acuerdo a los análisis de las pruebas de admisión realizadas, se puede modificar el diseño de la fractura original. Para el caso donde por antecedentes de la zona existen muchas probabilidades de encontrarnos con fricciones elevadas, se considera realizar la fractura hidráulica por *tubing*, con equipo de *work-over*, para disponer de mayor margen de presión de trabajo, poder evaluar con mayor precisión la acción de los *slugs* o de cada cambio de concentración de agente de sostén al llegar a los punzados, así en tiempo real realizar cambios en el diseño si fuera preciso.

Estadística de operaciones

La figura 5 es un gráfico estadístico que muestra la evolución de algunos parámetros de fractura en la Formación Choiyoi en los últimos cinco años: cantidad de fracturas mensuales; porcentaje de fracturas con arenamiento prematuro mensual; tamaño de fractura medido en bolsas por metro bruto, volumen de agua inyectado cada 100 bolsas; etcétera. Estos valores son promedios mensuales. Se observa que, con el tiempo, el tamaño de fractura se ha ido incrementando, en tanto que los volúmenes de agua inyectada han ido disminuyendo, con los beneficios asociados. Este volumen de agua por bolsa de arena Vol Iny/100 bolsas es un indicador que refleja un mejor empleo de los *slugs* de arena definidos en el Árbol de Decisiones a Partir de *Step Down Rate Test*; además, es indicador de los porcen-

tajes de colchón empleado, nivel de agresividad de la rampa o escalón de concentraciones de arena o concentraciones máximas. Esta disminución con el tiempo, acompañada de una disminución de los porcentajes de arenamiento mensual, fundamentalmente en los últimos meses, indica una optimización de las operaciones de fractura.

Evaluación y optimización de fracturas hidráulicas

Para nuestro caso, siendo que las modalidades de las operaciones ya están en cierto grado definidas de acuerdo a lo que se discutió en los puntos anteriores, el trabajo de optimización se refiere fundamentalmente a definir los tamaños de fractura más adecuados. Para evaluar esto, se adopta un criterio económico; en nuestro caso, se considera al Valor Presente Neto, el cual permite estimar los tamaños de fractura óptimos, para cada condición de reservorio.

El primer paso en la optimización de las fracturas hidráulicas es la evaluación de las operaciones ya realizadas. Para ello, se emplean diferentes herramientas que permiten estimar la geometría de la fractura realizada:

- Análisis de las fracturas hidráulicas por ajuste de presiones netas:** para ello, se compara la evolución de la Presión Neta Observada (resultado de la diferencia entre la presión en la fractura registrada o calculada a partir de los registros de la operación y la presión de cierre de la formación), y la Presión Neta del Modelo que considera el *software* de simulación de fractura empleado.
- Ensayos de presión:** permite estimar parámetros de reservorio y de la geometría de fractura. De todas maneras, esta información no se dispone usualmente. En algunos casos se dispone de ensayos de presión pre-fractura, el que permite estimar el valor de k o k_h con precisión. Luego, con análisis de producción, conociendo el valor de k , se estima con mayor exactitud los parámetros de la geometría de fractura.
- Análisis de producción:** Partiendo de datos de producción, y con empleo de *software* que genera soluciones analíticas o numéricas, con modelos de Geometrías de Fractura, Reservorios y Límite, se puede estimar con cierto grado de precisión una longitud y conductividad de fractura, además de un valor de k_h . En el yacimiento, la mayoría de pozos produce varios intervalos en conjunto, por lo que este análisis se complica. Se dispone de pozos que han producido durante un tiempo adecuado de una sola formación, lo que ha permitido analizarlos y llegar a conclusiones para diferentes tipos de condición de reservorio.
- Perfiles especiales:** ej Xmac: permite estimar la altura de fractura empaquetada.

No se dispone de trabajos de microsísmica, que podrían brindarnos un panorama del grado de complejidad de la fractura; es decir, si es *planar* o es compleja por la interacción con fisuras naturales, heterogeneidades, generación de múltiples fracturas en el NearWellbore, etcétera. Además, nos daría una estimación de longitud creada. De todas maneras, se dispone de indicios de que la geometría

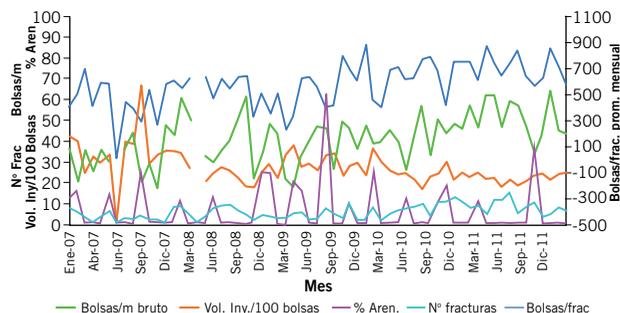


Figura 5. Evolución de algunos parámetros de fractura en la formación Choiyoi.

tría de la fractura, en esta formación al menos, en algunos casos puede ser compleja:

- Del análisis de fracturas realizadas:
 - La evolución de la Función G muestra en muchos casos mecanismo de Pressure Dependent Leakoff, característico de formaciones con fisuras naturales.
 - Por ajuste de presiones netas, se pueden tener varias soluciones para llegar a un buen “matching”. Empleando un simulador de fractura 3D, se puede trabajar sobre el modelo empleado con el fin de tener en cuenta geometrías con cierto grado de complejidad. De esta manera, se ha podido obtener buenos ajustes considerando múltiples fracturas, empleando parámetros del modelo coherentes.
- De los análisis de producción, la longitud de fractura efectiva se corresponde con la obtenida por ajuste de presiones netas, en general, cuando en el modelo del simulador se consideran múltiples fracturas.

Trabajando en conjunto con las herramientas descritas, se ha podido estimar geometrías de fractura efectivas, y calibrar al modelo empleado por el simulador de fractura 3D.

Teniendo en cuenta la gran cantidad de variables involucradas, ya sea propiedades mecánicas, de reservorio, fluidos de reservorio, etcétera, el objetivo fundamental de esta evaluación es la de asociar la producción correspondiente a la formación con la operación de fractura realizada. Cuando se tiene esta correspondencia, y con los modelos de simuladores de fractura y de reservorio ajustados, se realiza un análisis de sensibilidad para otros tamaños de fractura, modalidades de operación, fluidos, etcétera. Finalmente, con la

introducción de parámetros económicos, ya que se tiene un ingreso económico correspondiente a la producción, y costos asociados, se puede definir la fractura óptima. Esto se hace para distintos tipos de roca, por lo que se pueden definir parámetros generales a la hora de realizar el diseño de una nueva operación de fractura.

A continuación, se describen ejemplos de los análisis realizados para distintas condiciones de la formación, que son definidas con apoyo de Reservorios y Geología. Además, cabe indicar que en la mayoría de los casos, la calidad de reservorio se puede representar por algunos de los siguientes tipos:

FLEXIBILIDAD |
RESPALDO |
EXPERIENCIA |

www.edvsa.com

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

◀ NEUQUÉN
◀ COMODORO RIVADAVIA
◀ RÍO GALLEGOS

◀ SAN JUAN
◀ LAS HERAS
◀ RÍO GRANDE

EDVSA
Ingeniería y Construcción

Pozos con buena calidad de reservorio, elevada permeabilidad

Para estos casos, asociado a la presencia de gran cantidad de fisuras, y que implica pérdida de fluido elevada, lo que se busca es una fractura relativamente corta y de buen ancho para sobrepasar al daño que hubiera resultado durante la perforación o completación.

Pozo con buena calidad de reservorio, permeabilidad moderada

A continuación, se muestra el análisis realizado a un pozo de buena calidad de reservorio. Este pozo produjo de un solo intervalo durante un tiempo elevado; por las condiciones del mismo, se puede considerar como un pozo tipo para la calidad de reservorio correspondiente.

Análisis de producción: el software empleado permite definir parámetros de modelos de pozo con fractura vertical en reservorio homogéneo o de doble porosidad con límite cerrado (ver figura 6).

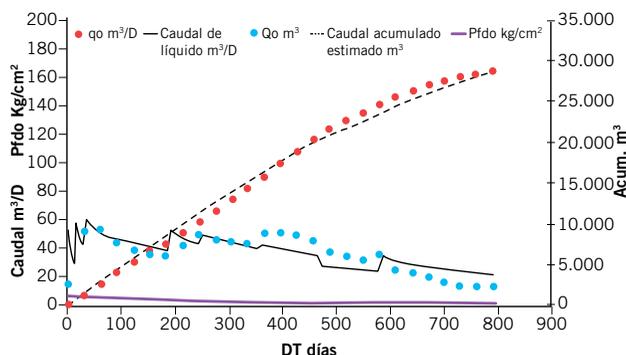


Figura 6. Análisis de producción.

Análisis de sensibilidad: Con el modelo de simulación ajustado, se realiza el análisis de sensibilidad considerando distintos tamaños de fractura (ver figura 7).

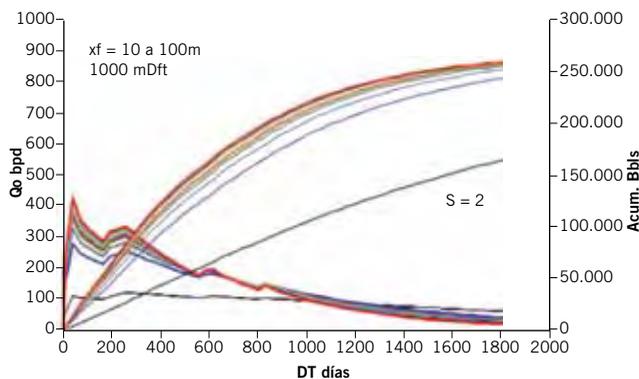


Figura 7. Análisis de sensibilidad con Xf.

Análisis de fractura realizada: Se realiza un ajuste de presiones netas; este análisis permite ajustar las propiedades mecánicas de reservorio y de fluidos de reservorio del modelo del simulador 3D, a fin de que las Pnetas ($P_{frac-Pcierre}$) calculadas por el modelo sean iguales a las reales. Se realiza además un DFIT que permite, entre otros, estimar la presión de reservorio, determinar la evolución de la Función "G", y observar el mecanismo de *Leakoff* correspondiente a *Pressure Dependent Leakoff* asociado a fisuras naturales. En la figura 8 se muestra el gráfico correspondiente a la evolución de la Función G y a los ajustes de prueba de admisión y fractura hidráulica.

Análisis de sensibilidad con simulador de fractura: Una vez calibrado el simulador de fractura con el análisis de producción, se realizan corridas, variando la cantidad de bolsas de agente de sostén, estimando la geometría de fractura para cada caso (ver figura 9).

Análisis económico: Para cada alternativa de tamaño, diseño, etcétera, se asocia una curva de producción, y con los costos correspondientes se pueden evaluar cada una de ellas económicamente. En nuestro caso, utilizamos

M MARTELLI ABOGADOS

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

EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA



25 años al servicio de nuestros clientes



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

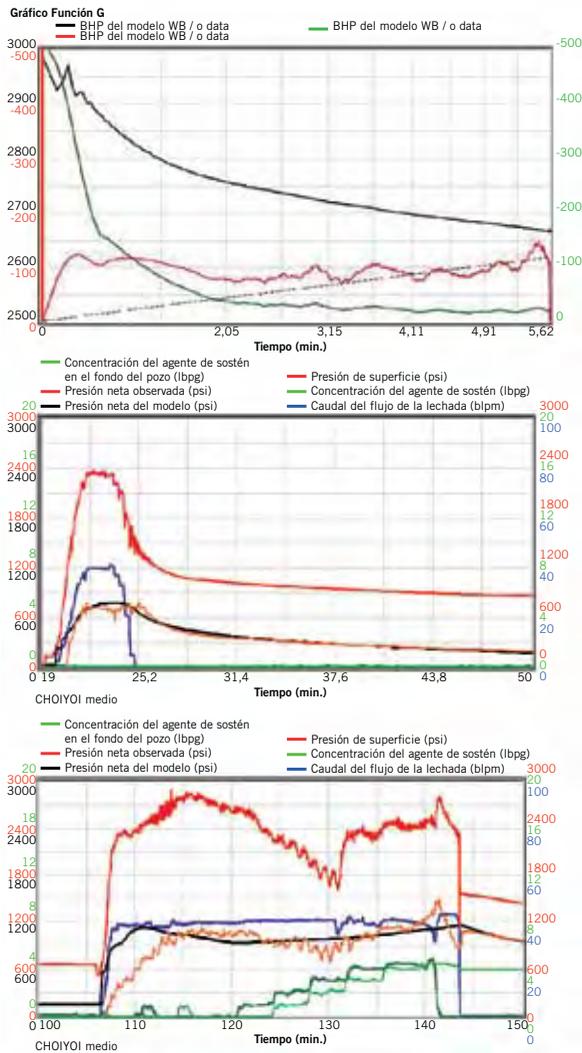


Figura 8. Evolución de la función G y ajustes de prueba de admisión.

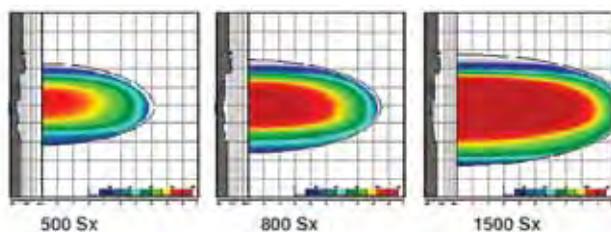


Figura 9. Simulación de fracturas en función de cantidad de agente de sostén.

el Valor Presente Neto y definimos los tamaños de fractura óptima como aquellos para los cuales se tiene VPN (o VAN) máximos. Para este ejemplo, podemos considerar un rango del orden de 900-1.000 bolsas (ver figura 10).

Análisis comparativo con otros diseños de fractura: Por último, se evalúan diseños más agresivos desde el punto de vista de caudales, porcentaje de colchón y concentraciones finales, con los cuales se puede tener más riesgo de arenamiento prematuro, y se los compara con el correspondiente a la modalidad de diseño actual (ver figura 11).

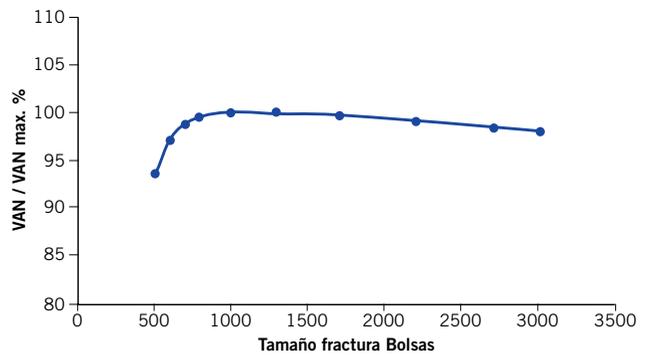


Figura 10. Análisis optimización fractura.

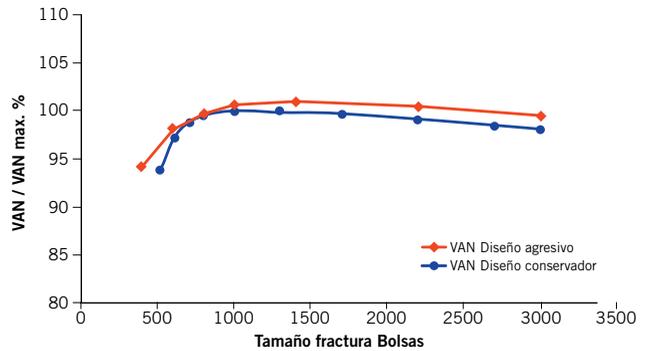


Figura 11. Análisis optimización fractura.

Este último gráfico nos indica que para las condiciones de reservorio analizadas, para cierto tamaño de fractura, un diseño más agresivo nos daría mayor beneficio económico que un diseño tal como el empleado en la realidad en el pozo, pero al ser los márgenes no muy grandes (diferencia entre ambas curvas para un cierto tamaño de fractura), para casos futuros es preciso evaluar, tal como se describió en puntos anteriores, la posibilidad de encontrarnos con problemas de comunicación pozo-fractura al momento de decidir el diseño de fractura final.

Pozo con menor calidad de reservorio: permeabilidad baja

El siguiente análisis (ver figura 12) corresponde a un pozo con reservorios de menor calidad, con dos fracturas realizadas y que produjo un tiempo considerable de ambos intervalos.

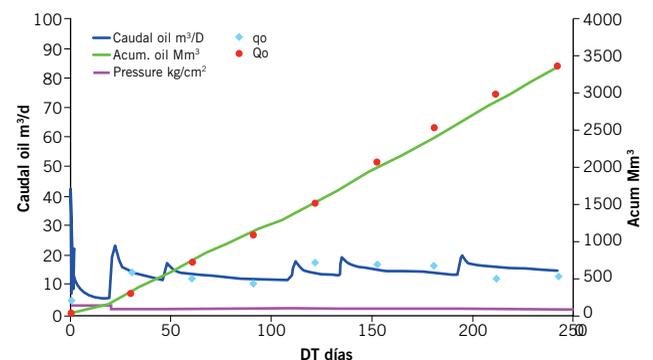


Figura 12. Análisis de producción.



ULTRALIVIANOS

Tu día más seguro, tu vida más liviana.



Urban



Modelo
FRONTIER BROWN

CORDONES*



Modelo
HORIZON BROWN

CORDONES*



NUMERACIÓN DISPONIBLE 36 AL 46

*Alternativa de cordones. Incluidos en la caja.



PUNTERA DE ALUMINIO
40% MÁS LIVIANA



CALZADO
DIELECTRICO



Análisis de sensibilidad de producción para distintos tamaños de fractura (figura 13)

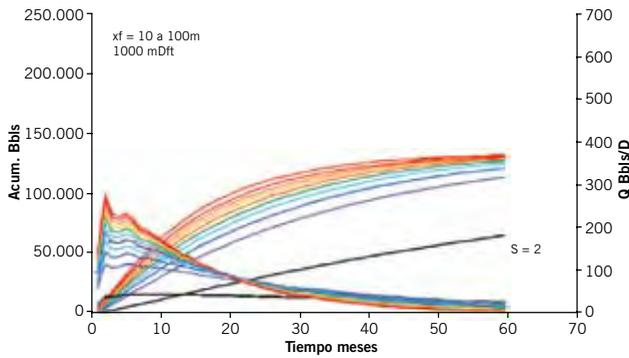


Figura 13. Análisis de sensibilidad.

Análisis de fracturas realizadas; el pozo evaluado se completa con dos fracturas en FM Choiyoi, las que por ajuste de presiones netas muestran fracturas de geometría semejantes entre sí. En las figuras 14 a y b se muestra los ajustes correspondientes a la primera prueba de admisión y fractura realizada.

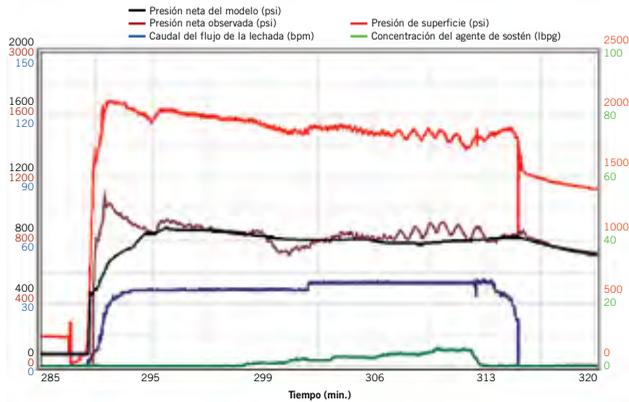


Figura 14 a. Ajustes realizados.

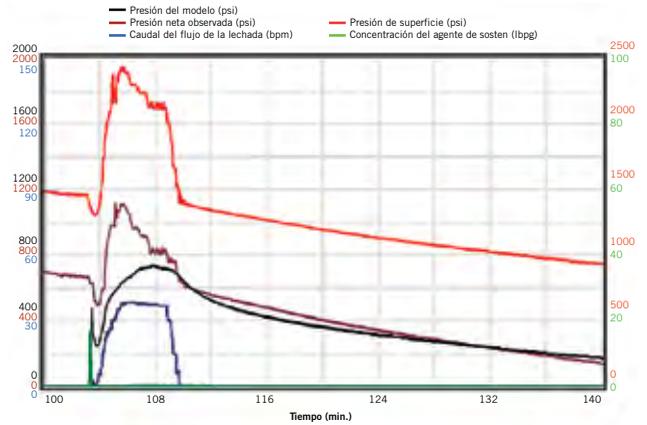


Figura 14 b. Ajustes realizados.

Análisis de sensibilidad con simulador de fractura: Una vez calibrado el simulador de fractura con el análisis de producción, se realizan corridas con otros tamaños de fractura. La figura 15 muestra las correspondientes a la etapa superior.

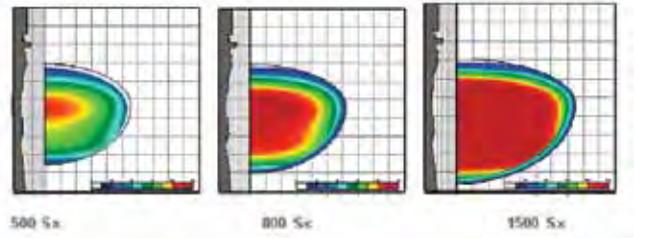


Figura 15. Corridas con distintos tamaños de fractura.

Análisis económico y Análisis comparativo con otras alternativas de diseño: A continuación, en la figura 16, se muestra el análisis económico, y la comparación para el caso de un diseño más agresivo: El tamaño

correntoso
Lake & River Hotel
Villa La Angostura - Parque Nacional Nahuel Huapi

ESTE OTOÑO ELEGÍ CORRENTOSO

UNA EXPERIENCIA ÚNICA

BENEFICIOS EXCLUSIVOS PARA LOS SOCIOS IAPG
20% de descuento / Copa de bienvenida / Trekking por la historia de Correntoso
No promocionable ni combinable con otras promociones vigentes. Válido hasta el 19 de abril de 2015.

Info & reservas: (+5411) 4803 0030 | grupos@correntoso.com | www.correntoso.com



CUBRIENDO **EL MAPA.** SATISFACIENDO **SUS NECESIDADES.**



ELECTRIC LINE

SLICK LINE

WELL TESTING

COILED TUBING

Superior soluciones que se extienden al mundo.

Somos una empresa que se compromete a satisfacer inmediatamente las necesidades de nuestros clientes de petróleo y gas, y siempre hemos creído en ir más allá de sus expectativas. Ese compromiso se extiende alrededor del mundo mientras continuamos ampliando nuestros servicios de perforación, terminación y producción a nuevos mercados internacionales. Donde sea que nos necesite, nuestro servicio es Superior.

Explore Superior soluciones en: www.superiorenergy.com

Esmeralda 1080 5º Piso, (C1007ABN) Bs.As. Argentina
Tel.:(+54-11) 5530-1150



SUPERIOR
ENERGY SERVICES

óptimo es del orden de 1.000/1.200 bolsas para cada etapa.

Se observa que para este caso de calidad de reservorio baja, es preferible un diseño tal como se realiza actualmente, ya que un diseño más agresivo representa un VAN igual o menor.

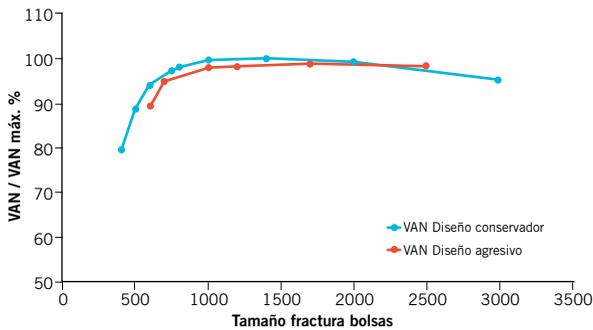


Figura 16. Análisis optimización fractura. Comparación diseño conservador vs. agresivo.

Análisis comparativo de producción

La figura 17 muestra la evolución de las curvas de producción y acumuladas de petróleo promedio para una zona del campo que se desarrolló en los últimos años. Corresponde a pozos nuevos, con fracturas hidráulicas en FM Choiyoi, de las campañas 2010 y 2011. Se llevaron las producciones de los pozos correspondientes de cada campaña a tiempo cero.

Comparando estas curvas, se observa un mejor desempeño para los pozos de la última campaña. Parte de las razones pueden atribuirse a la optimización de las fracturas.

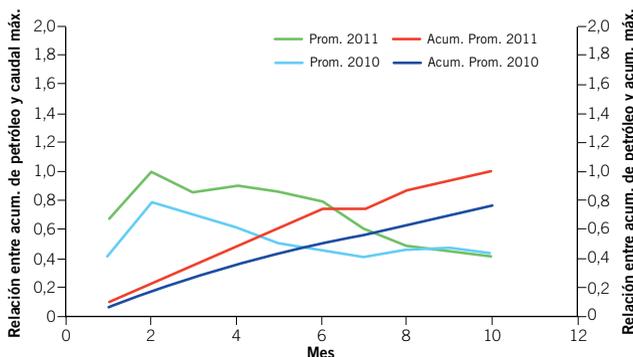


Figura 17. Pozos con fracturas hidráulicas. Producción de petróleo promedio por pozo.



Conclusiones

- Con el tiempo, se han podido establecer modalidades de operación que han permitido finalizar los trabajos con éxito, teniendo en cuenta las complejidades al fracturar una formación ígnea en muchos casos con fisuras naturales, y dentro de un nivel de actividad en el yacimiento que precisa de una optimización permanente de todas las tareas, tiempos y costos.
- Si bien cada caso requiere de un análisis particular, se ha podido establecer, para distintos tipos de condición de reservorio, el diseño más adecuado y el rango de tamaño óptimo, desde un punto de vista económico.
- Los pozos estimulados de la campaña 2011 presentan una acumulada de petróleo del orden del 30% superior respecto a los de la campaña 2010.
- Por medio de un trabajo interdisciplinario, se continúa en la tarea de optimización de estas operaciones, teniendo en cuenta nuevos modelos geomecánicos y litologías predominantes.

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

VYP
CONSULTORES S.A.

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

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

Teléfono
(54-11) 5352-7777

Fax
(54-11) 5256-6319

website
www.vyp.com.ar

email
info@vyp.com.ar



Oil & Gas Products & Services Argentina SA

PROMOVIENDO SOLUCIONES INTEGRALES PARA MAXIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN NUESTRO PAÍS.



Dos décadas de trayectoria incrementando sostenidamente nuestro contenido local, nuestra participación y compromiso con el mercado energético Argentino, líderes en el mercado compartido de bombeo electro-sumergible.

- Equipos de bombeo electrosumergible con capacidad desde 15 m³/día.
- Sensores de fondo para uso extremo de temperatura y profundidad.
- Bombas de superficie para transferencia e inyección con capacidades hasta 10.000 m³/día y presiones de hasta 450 kg/cm².
- Variadores de frecuencia para toda la gama.



PLANTA INDUSTRIAL:

Dalle Mura 150, Barrio Industrial
Comodoro Rivadavia

CONTACTO

consultas.WPSArgentina@ge.com
Tel.: +54 0297 440 7500



imagination at work



Concepto para manejo de presiones anormales de formación durante la perforación de reservorios no convencionales

Por **Sergio Costa** y **Mario Serrano** (Halliburton)

La búsqueda del recurso energético en las nuevas fronteras no convencionales impone retos y desafíos al ingenio, para sortear las situaciones de dificultad que el concepto de exploración lleva intrínseco. Esto, aplicado a los conceptos de manejos de presiones, hace pensar en que nuevos problemas requieren de nuevas soluciones.

La perforación de un pozo exploratorio de *shale gas* durante su etapa de planeación no exigía retos mayores; se tenía información *offset* de presiones normales y densidades de control del orden de 9.2 lbpg. El estado mecánico propuesto es como sigue:

Hueco 17 ½"	Casing 13 3/8" a 365 ft.
Hueco 12 ¼"	Casing 9 5/8" a 3883 ft.
Hueco 8 ½"	Liner 7" a 7500 ft.

La perforación de las dos primeras etapas se desarrolló sin problemas con densidad de fluido de 9.3 lbpg, llegando a las profundidades programadas en los tiempos planea-

dos; sin embargo, el revestimiento de 9 5/8" no llegó a fondo y quedó pegado por aprisionamiento y con circulación parcial a 3503 ft, es decir, 380 ft antes de la profundidad final, donde se decide cementar y continuar con la perforación de la siguiente etapa. La densidad del cemento utilizado fue de 16.2 lbpg.

Al romper el zapato de 9 5/8", limpiar el cemento restante del pozo abierto y perforar 7 ft de formación nueva, se observan todos los síntomas de una surgencia del pozo: incremento de volumen de tanques, cambios de presión de circulación, presencia de gas hidrocarburo en los sensores, etcétera, haciendo necesario un cierre suave y midiendo presiones en cabeza de 75 psi, que equivale a una densidad de ahogado de 9.7 lbpg aproximadamente. Se incrementó la densidad del sistema a 9.9 requerido, controlando inicialmente el influjo de gas, pero observando volumen de derrumbes en las zarandas del orden de 8 bbl/hr y con nuevos intentos de aprisionamiento, evidenciados por inestabilidad de la presión de bombeo, torque errático y arrastre de 20K a 42K lbs simultáneo; con presencia del gas incrementando en los sensores, se decide incrementar la densidad del fluido y circular el pozo monitoreando el volumen de gas y derrumbes. Los incrementos de densidad fueron fijados en concordancia con la observación de resultado durante las circulaciones. Las densidades fueron siendo incrementadas paulatinamente desde 9.3 lbpg hasta 14.2 lbpg, realizadas con un caudal de 450 gpm. El tiempo total invertido en este proceso de control de pozo fue de 27 días, y el porcentaje de gas varió desde un máximo de 26.9% hasta 0.9% en una secuencia que no correspondía a la lógica, pues con incrementos sucesivos de densidad se obtenían también incrementos del contenido de gas.

En este punto, se bajó un liner de 7" de sacrificio para aislar la zona problemática, pues con los incrementos de densidad impuestos y el tiempo de envejecimiento de la sección, se teme que el problema de inestabilidad continúe o empeore.

Se continúa con la perforación, ahora en un diámetro de 6" y con una densidad de 9.7 lbpg observando pérdidas totales de circulación, se reduce la densidad a 9.3 lbpg y se continúa perforando, con adición de materiales LCM hasta llegar a la profundidad de 7080 ft, observando pérdidas parciales controladas y presencia de gas de viaje en 3 carreras cortas, gas que llegó al 10% (v/v = volumen de

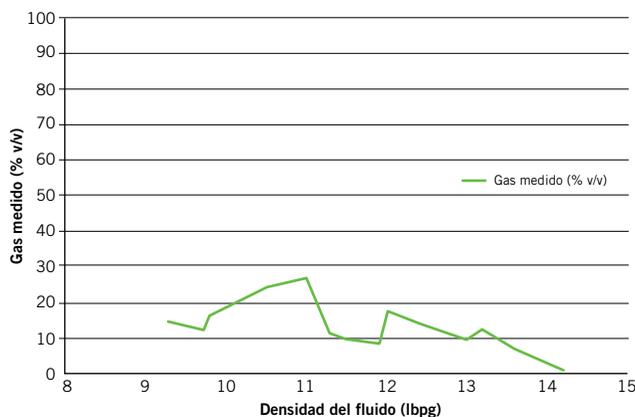


Figura 1. Contenido de gas en el fluido cuando se incrementaba la densidad del sistema.

gas vs. volumen de inyección) y la densidad de fluido al finalizar la perforación fue de 9.5 lbpg. Durante los viajes de acondicionamiento para toma de registros y correr revestimiento se observó derrumbes hasta 5 bbl/hr, pérdidas parciales de circulación y gas de viaje.

En la búsqueda de la estabilidad del pozo para las corridas de registros y revestimiento, se hizo el diseño de manejo de presiones para controlar los derrumbes y el gas presente con una densidad final de 10.6 lbpg, llegando a obtener retornos parciales de fluido con el correcto sello de las microfracturas y la reducción de la densidad equivalente de circulación en relación con la densidad en superficie del fluido.

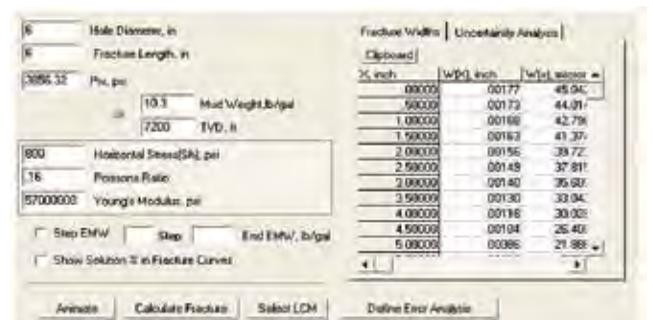
Manejo de presiones para control de pérdidas, influjo de gas e inestabilidad de formación

Parámetros iniciales y situaciones a considerar para el análisis de manejo de presiones:

- Diseño de material particulado que minimiza las pérdidas observadas.
- Estado mecánico.
 - * Diámetro de pozo pequeño.
 - * Espacio anular reducido.
- Caudal de circulación.
 - * Bombas mecánicas del equipo no permiten el control de caudal inicial, causando un "pico" de presión en cada inicio de bombeo.
- El concepto de densidad equivalente de circulación y las formas de reducirlo.
- Densidad equivalente de circulación en las que la presencia de gas es mínima.
- Densidad equivalente de circulación en la que la pérdida de fluido se incrementa.
- Evaluación de la forma en que el gas migra al pozo luego de cada evento de pérdida de fluido.

Diseño de material particulado

Usando el módulo "Wellset" del software DFG, se simuló la amplitud de fractura generada, teniendo como datos de entrada las características petrofísicas del único pozo de correlación. Con esto, se obtuvo una amplitud de fractura de 45 micrones.



Se realiza la selección de material particulado; como resultado, se obtuvo la relación de materiales para lograr el D50 requerido.

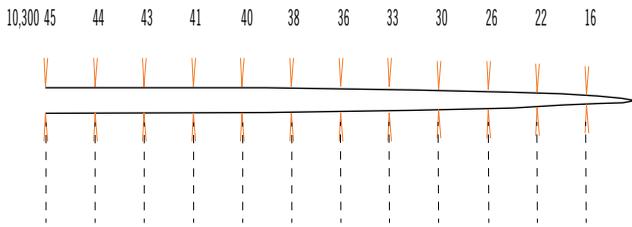


Figura 2. Cálculos de amplitud de fracturas de formación.

Una vez obtenida la distribución, se realiza la adición de materiales, monitoreando la distribución final de partículas en el sistema y observando la efectividad en el sello, evidenciado en la reducción de las pérdidas, el valor D50 encontrado corresponde a 32 micrones y este se convierte en el objetivo a mantener.

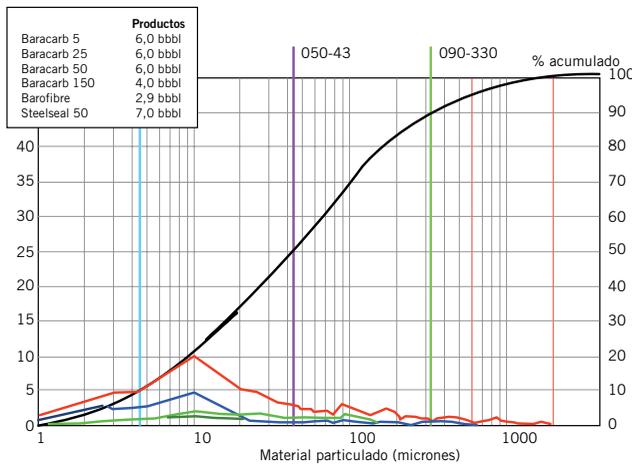


Figura 3. Selección de material particulado para sello de microfracturas.

Caudal de circulación

El equipo de perforación cuenta con dos bombas mecánicas, cuyo mayor inconveniente es el pico de presión que presentan con el caudal de arranque y la imposibilidad de regular el caudal mínimo; se utilizó una sola y se instalaron las camisas con menor diámetro disponible, aun así, el mínimo caudal posible fue de 230 gpm.

Para una óptima limpieza del pozo, se calculó el caudal máximo en 250 gpm; sin embargo, para no superar la máxima presión obtenida de 1.150 psi, se redujo a 159 gpm como máximo. Esto hizo necesario la utilización de un bypass, para que parte del caudal de bombeo se desviara a los tanques del sistema y proporcionar el caudal máximo requerido, a la vez de obtener un arranque suave de las bombas.

Densidad equivalente de circulación para reducir pérdidas y evitar influjos de gas

Producto de la observación, se obtuvo un valor de ECD de 10.7 lpg para evitar derrumbes, conociendo que valores

superiores inducían pérdidas y comunicaban fracturas con presencia de gas que migraba al pozo.

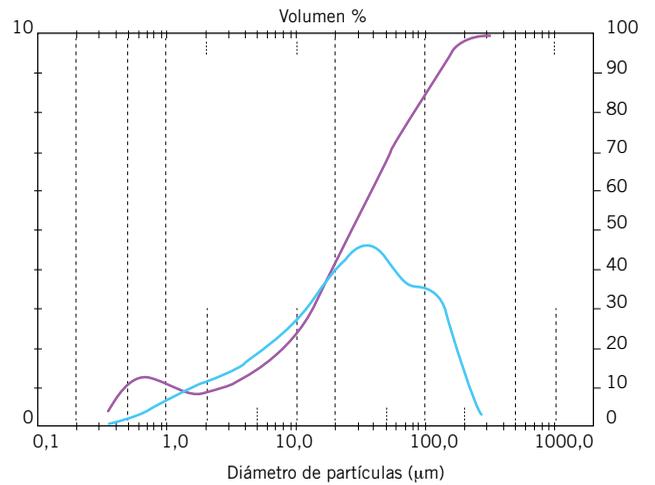


Figura 4. Distribución de material particulado medido en el fluido resultante.

El concepto de densidad equivalente de circulación y las formas de reducirlo

Las pérdidas de presión por fricción en el anular y, en consecuencia, la densidad equivalente de circulación, pueden modificarse de tres formas posibles:

- Reducción de la reología del fluido.
- Ampliación del espacio anular.
- Reducción del caudal de circulación.

Con la aplicación de estos conceptos, se hicieron los siguientes cambios posibles:

- Se redujo la reología del fluido, se pasó de una viscosidad plástica de 23cP a 9cP y un punto cedente de 34 a 8 lb/100ft².
- La ampliación del espacio anular fue posible únicamente retirando los elementos de mayor diámetro, como estabilizadores, y reduciendo la longitud del BHA en un 35%.
- La reducción del caudal de circulación con la implementación de un bypass en superficie, midiendo el caudal suministrado con el tanque de viaje.

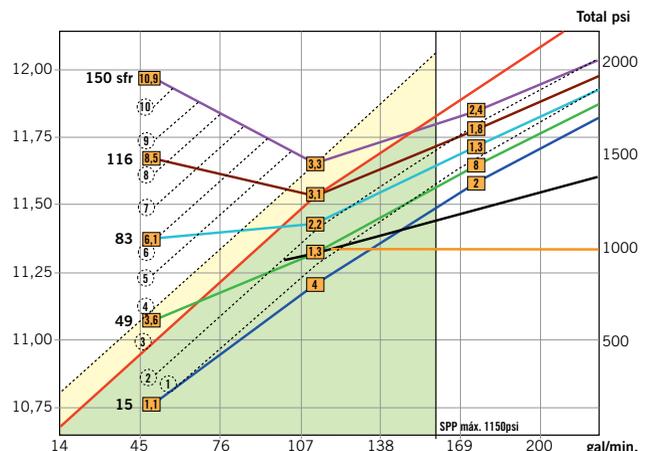


Figura 5. Cálculo de caudales para las máximas presiones de bombeo.



TECNA

TECNOLOGÍA, INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

INGENIERÍA Y CONSULTORÍA **[E]**

PROYECTOS EPC **[EPC]**

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO **[O&M]**



www.tecna.com

Resultados de la implementación del manejo de presiones

Las figuras 6 y 7 muestran la relación entre la densidad medida del fluido y la densidad equivalente de circulación calculada en el fondo del pozo a lo largo de la operación; es decir, desde el día 1 hasta el día 99. Obsérvese que la reducción del ECD fue de 1 lpg eq a partir del día 70 de operaciones.

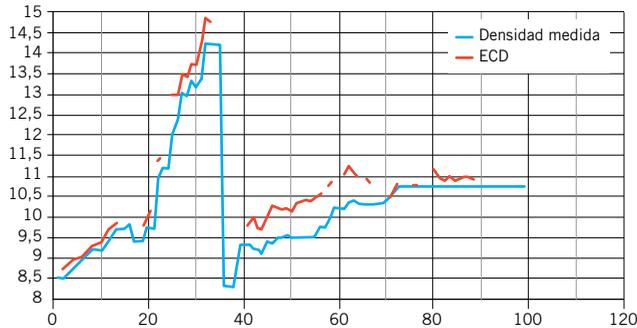


Figura 6. Comparativo de densidad equivalente de circulación contra densidad medida del fluido en los días operativos.

Una vez implementado el manejo de presiones, se observó que las pérdidas de fluido y la presencia de gas disminuyeron considerablemente. En cuatro nuevos eventos de pérdidas parciales se observó retorno del fluido perdido



Figura 7. Gráfico informativo sobre la profundidad del pozo en el tiempo.

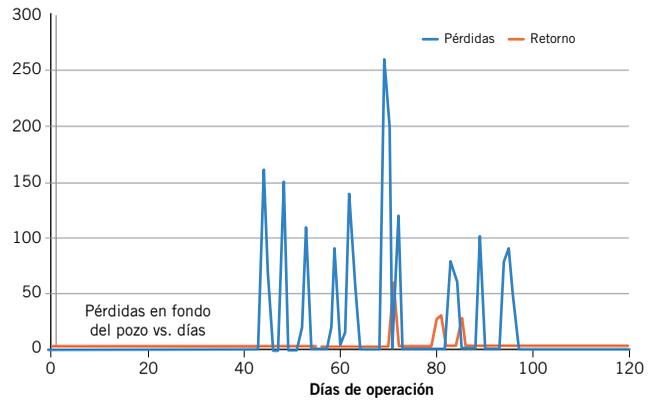


Figura 8. Registro de eventos donde hubo retorno del fluido perdido a la formación.

similar a un efecto *Ballooning*, es de suponer debido a la combinación del fortalecimiento de las paredes del hueco y la reducción de la densidad equivalente de circulación.

Conclusiones

1. Producto de la observación de que siempre que se presentaba pérdida de fluido en un yacimiento no convencional se tenía aumento en la presencia de gas, se pudo establecer que dicho aumento era producto de una estimulación por fracturamiento de nuevas zonas altamente saturadas.
2. Para lograr el control del pozo, el sentido común jugó un papel importante, pues el método tradicional de control implica incrementar la densidad, entrando en un círculo vicioso de pérdidas y producción.
3. Uno de los principales inconvenientes para estabilizar el pozo era el alto ECD. Aplicando el diseño de manejo de presiones, fue posible reducirlo en 1 lpg eq, lo que trajo como beneficio que no se comunicaran nuevas fracturas de la formación. ■

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida
de la Industria Petrolera.

www.iphglobal.com







El más avanzado servicio de LWD en Argentina

Traemos experiencia internacional para evaluación de formaciones en tiempo real.

Las herramientas LWD de Weatherford pueden maximizar la eficiencia de sus operaciones de perforación incluso en las condiciones más extremas.

La precisión de las mediciones de esta tecnología le permiten obtener información confiable de la formación en todos los ambientes operativos, incluyendo altas temperaturas y presiones, mayores dog legs y zonas de pérdida de circulación.

Contacte a su representante Weatherford para conocer más sobre las capacidades y aplicaciones de esta tecnología que estará disponible en Argentina a partir del segundo semestre de 2015.

El presente trabajo muestra la experiencia técnico-operativa de todo el proceso realizado entre 2009 y 2012, empleando los métodos de perforación Bajo Balance y *MPD (Managed Pressure Drilling)*, en pozos perforados durante los últimos 3 años en el ámbito de la Cuenca Neuquina, con distintas herramientas y procesos.

Experiencias en perforación bajo balance/mpd, en Cuenca Neuquina

Por **Juan Ignacio Hechem** (Weatherford International)

Se define la “perforación bajo balance” (*UBD*, por su nombre en inglés *Under Balanced Drilling*), como la operación de perforación en donde la presión ejercida por el fluido de perforación (en condición estática y/o dinámica) ha sido diseñada intencionalmente para ejercer menor presión sobre la formación que la presión de los fluidos contenidos dentro de esta o del yacimiento que se esté perforando. La presión hidrostática del fluido de perforación puede ser por sí sola menor que la presión de la formación o puede inducirse esta situación, por medio de la inyección de un gas (aire, gas natural o N_2) dentro de la fase líquida del fluido de perforación. En cualquiera de los dos casos en que se alcance la condición bajo balance, el resultado identificable es un influjo de fluidos de formación, los que deben ser circulados desde el fondo del pozo y controlados en superficie mientras se perfora. Es una técnica de aplicación, dirigida a la investigación, desarrollo y mejor producción de un yacimiento.

Por otro lado, de acuerdo a la *IADC*, la perforación con presión controlada (*MPD*) es un “proceso de perforación adaptativo usado para controlar en forma precisa el perfil anular de presión a lo largo del pozo abierto mientras se perfora el hueco. Los objetivos son determinar los límites reales de presión en fondo y manejar el perfil hidráulico de presión de acuerdo a estos límites. *MPD* busca evitar que se presente influjo continuo de fluidos de formación a superficie. Todo influjo imprevisto que se presente durante la operación será contenido con seguridad usando el proceso apropiado”¹. Es una técnica de aplicación dirigida a la mejor práctica de la operación de perforación y a la reducción de tiempos no productivos (*NPT*). (Ver el glosario al final de la nota).

Desde 2009 se perforaron 42 pozos (17 pozos exploratorios y 25 de desarrollo), utilizando la combinación de ambas técnicas de perforación (Bajo Balance/*MPD*), en la cuenca Neuquina.

Objetivos de la perforación

La perforación *UBD/MPD* permite lograr la optimización de la perforación al alcanzar la profundidad final con presión controlada reduciendo problemas operativos, tales como pérdidas de circulación y pegados de tubería por presión diferencial. Mientras, se identifican ya esperadas y/o nuevas zonas productoras y se evalúa el tren de presiones del reservorio para obtener una estimación de su potencial durante la operación.

Objetivos de la Técnica *UBD/MPD*

La aplicación de la técnica Bajo Balance (*UBD*) / Manejo de Presiones (*MPD*).

1. La optimización de la perforación, reduciendo los riesgos de problemas operativos y de seguridad que puedan resultar en tiempos no productivos *NPT*.
2. La identificación y evaluación de los niveles productivos.
3. La mejora de la producción por disminución del daño a las formaciones de interés a atravesar.

Para lograr estos objetivos principales, es fundamental que durante el desarrollo de la operación se persigan los siguientes objetivos secundarios:

- Mantener continuidad durante la perforación.
- Desarrollar la perforación de la etapa, dentro de la ventana operativa que mantenga la Densidad Equivalente de Circulación (*DEC*) óptima, reduciendo las pérdidas de fluido de perforación sin estimular o inducir el colapso de las paredes del pozo.
- Mantener el perfil de presión dentro del pozo y durante la operación, en un rango de bajo balance mínimo, evitando producir efectos negativos causados por picos de presión sobre la formación.
- Reducir el daño sobre la zona de interés económico, por invasión del fluido de perforación.
- Desviar hacia la fosa de quema cualquier influjo de gases que pueda presentarse sin exponer al personal. Esto se logra mediante la operación en un sistema cerrado para el manejo y separación de los fluidos en superficie.
- Confirmar o validar presiones.
- Reducir tiempos y costos en la construcción del pozo.

Planificación

En la modalidad de trabajo adoptada hasta el momento, la información recibida desde la operadora contempla los siguientes aspectos:

- Gradientes de presión poral
- Gradientes de presión de fractura
- Esquema de pozo
- Programa direccional
- Detalle de BHA
- Datos/Reología del lodo
- Información de pozos vecinos
- Detalles de fluido de yacimiento y perfil de temperatura.
- Profundidad aproximada y presión de los niveles de mayor interés a atravesar
- Influjo esperado de fluidos del yacimiento (tipo de fluido)

A partir del momento en que se reciben estos datos, inicia el proceso de preparación de un plan de trabajo y selección de los equipos adecuados para la operación. Este programa es presentado para revisión de la operadora y considera, en principio, la ventana operativa y los diferentes escenarios posibles en los que se desarrollará la perforación y las manifestaciones esperadas.

Clasificación *IADC*

La *IADC* (*International Association of Drilling Contractors*) establece un sistema de clasificación² que permite caracterizar una operación en bajo balance al relacionar el nivel de riesgo con la técnica y el tipo de fluido a utilizar.

De acuerdo a estos estándares, la operación *UBD/MPD* en los pozos de la cuenca Neuquina está catalogada como 5-B-5.

Nivel 5: Formaciones productoras de hidrocarburos. Máxima presión anticipada en superficie excede los límites de rating de presión de los equipos de *UBD/MPD*.

Condición B: Pozos a ser perforados en condición Bajo Balance.

Tipo de fluido de perforación 5: Fluidos de una sola fase (líquido).

Fluido de perforación

La selección del fluido de perforación se realiza teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Que sea un fluido compatible para la formación, es decir que genere el menor daño posible sobre la misma.
- Que no se degrade ante condiciones adversas extremas, tanto en fondo de pozo como en superficie (formación de espumas, generación de emulsiones estables, etcétera).
- Que sea un fluido cuyo peso facilite la obtención de la densidad equivalente de circulación requerida.
- Que se trate de un fluido cuya reología sea adecuada y garantice la mejor limpieza sin crear pérdidas por fricción excesivas.

Dado que la modalidad de perforación bajo balance utilizada es la técnica *Flow Drilling*, se requiere controlar que las características del lodo de perforación sean estables y homogéneas.

Ventana operativa. Diseño de flujo polifásico

Para determinar la ventana operativa para cada uno de los escenarios planteados, es necesario realizar el modelado de flujo en el pozo durante la perforación y en condiciones de pozo estático.

Esta simulación incluye la evaluación de:

- La densidad de lodo propuesta
- La presión en cabeza (*WHP*)
- Caudales de circulación

El objetivo es encontrar la combinación que permita obtener la condición de presión de fondo requerida, que garantice una eficiente limpieza del pozo. También se verifica que las capacidades operativas de los equipos de bajo balance sean las adecuadas por debajo de los márgenes de seguridad tomados.

Con todos los datos, se realiza la evaluación de diferentes escenarios y se producen ventanas operativas que permitan trabajar bajo balance, sin causar daño a la formación y además provean del margen de maniobra necesario a los equipos en superficie.

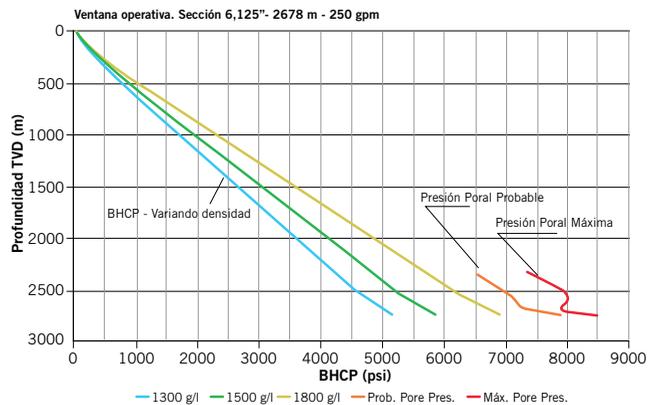


Figura 1. Ventana Operativa a la profundidad de 2.678 m. Evaluación de distintas densidades.

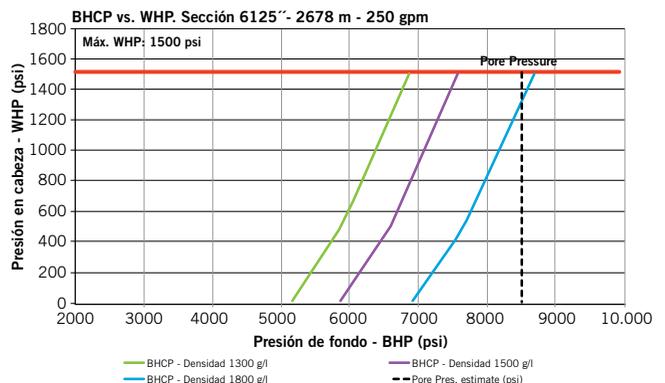


Figura 2. Presiones de Fondo de Circulación (*BHCP*) para cada combinación de densidad y contrapresión.

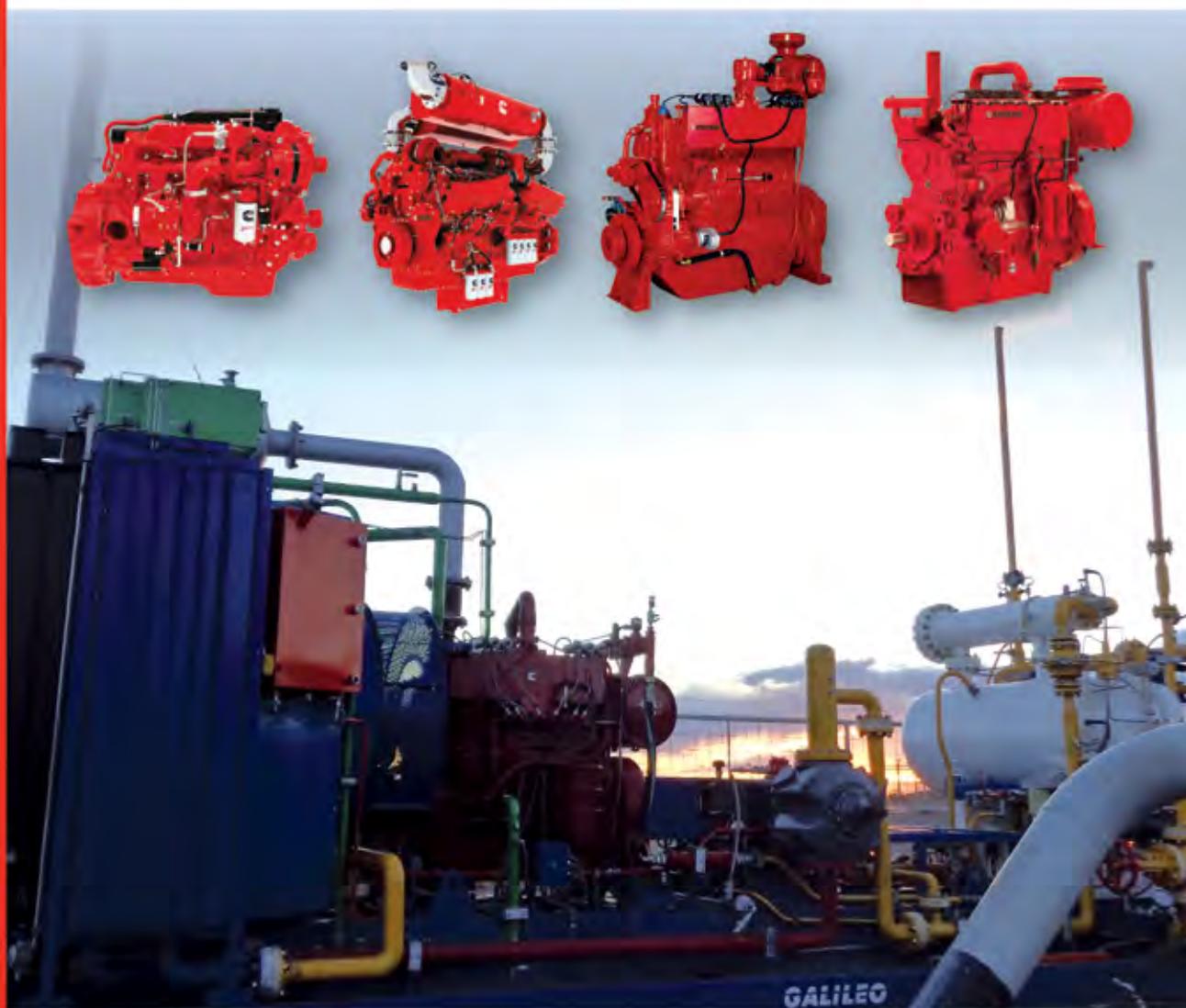
Selección de equipos

Dispositivo de Control Rotativo (*RCD*)

Es la herramienta clave de cualquier operación, sea *UBD* o *MPD*, y su principal función es derivar el flujo del pozo hacia el múltiple de estrangulación (*choke manifold*), mientras provee un sello entre la sarta de perforación y el pozo. El *RCD* permite la rotación y movimiento de la sarta, manteniendo el sello efectivo contra la tubería de perforación.



Soluciones Integradas para Perforación y Producción



Ingeniería Aplicada para
Optimizar su Costo Operativo

Cummins Argentina • Bolivia • Paraguay • Uruguay

Buenos Aires
Tel: +54 (11) 4736 6400

Neuquén
Tel: +54 (0299) 4771719

consultas@cummins.com
www.cummins.com.ar



Luego del incidente “Macondo”, el foco se dirigió hacia una mejora de la seguridad y el control de los dispositivos que actúan como barrera en el pozo. En el caso de los RCD, que son un complemento del fluido de perforación como la primera barrera de control de pozo, representan la primera línea de defensa entre el personal y los fluidos de formación³. Para la certificación de los mismos, el American Petroleum Institute desarrolló la Norma 16RCD que provee los estándares para diseño, desempeño, ensayo e inspección específicos para este tipo de dispositivos.

Matriz de control de flujo

Los sistemas UBD/MPD no son un reemplazo de los niveles de control convencionales. Los mismos complementan el primer nivel de control de pozo, el fluido de perforación, utilizando equipos y procesos adicionales. La segunda barrera de control continúan siendo las BOPs.

La presión en cabeza de pozo (WHP), y los caudales de flujo de gas y líquido manejables, son utilizadas para determinar la realización de una operación de perforación continua y segura. La matriz de control de flujo define estos parámetros para las operaciones de perforación basándose en el riesgo potencial de la situación. Los factores que determinan la matriz de control de flujo de perforación se muestran a continuación:

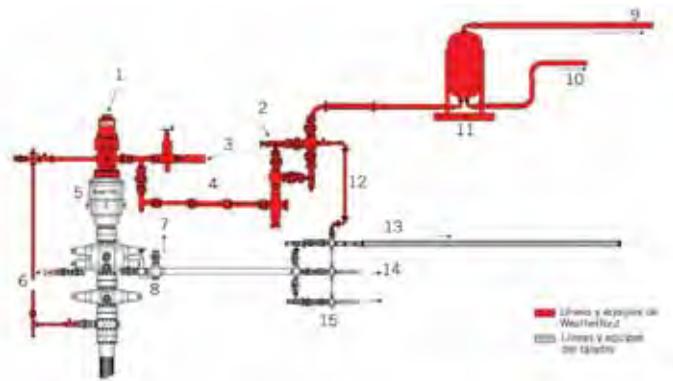
1. Un factor de seguridad basado en capacidad máxima de flujo del sistema de separación en superficie.
2. Rango de presión del equipo de control de flujo, tal como válvula HCR, estrangulador, y la línea de flujo primaria o retorno.
3. Tasas de erosión de la línea de flujo en superficie y árbol de estrangulación.
4. Intervalo máximo de servicio para el cabezal rotativo.

Múltiple de estrangulación

Otro de los componentes fundamentales del equipo UBD/MPD es el múltiple de estrangulación o “choke manifold”. Este utiliza un estrangulador para generar una restricción variable en el flujo modificando así la presión en cabeza (WHP) o contrapresión. De esta manera, es posible manejar la presión de fondo tanto en condiciones dinámicas como estáticas. Este control puede ser manual, semiautomático o automático.

		Presión de flujo en boca de pozo con rotación		
		0 - 750 psi	750 - 1350 psi	+ 1350 psi
Caudal total de flujo de gas en superficie	0 - 397 m ³ /min. (0-14020 scfm)	Manejable	Ajustar el sistema: * Aumentar el régimen de inyección de líquido. * Disminuir <i>back pressure</i> en superficie.	Cierre del BOP del equipo. CIRC. x Rig's CHOKE & GW24
	397 - 635 m ³ /min. (0-14020- 22433 scfm)	Ajustar el sistema para incrementar BHCP: * Aumentar el régimen de inyección de líquido. * Aumentar <i>back pressure</i> en superficie.	Ajustar el sistema para incrementar BHCP: * Aumentar el régimen de inyección de líquido.	Cierre del BOP del equipo. CIRC. x Rig's CHOKE & GW24
	< 635 m ³ /min. (< 22433 scfm)	Cierre del BOP del equipo.	Cierre del BOP del equipo.	Cierre del BOP del equipo.

Figura 3. Ejemplo de matriz de control de flujo para RCD con rating de 1.500 psi en dinámica y separador con capacidad para 635 m³/min.



1. RCD Williams 7100.
2. Choke Manifold.
3. Flow Line a zaranda.
4. Línea de flujo 4 1/16" 5K.
5. Hydrill "CK".
6. Kill Line.
7. Línea Ecuilización RCD.
8. Choke Line.
9. Línea a la quema.
10. Línea a las zarandas.
11. Separador bifásico.
12. Línea comunicación entre chokes.
13. Línea al separador del equipo.
14. Línea a la quema.
15. Manifold equipo.

Figura 4. Esquema de montaje de equipo UBD/MPD.

Hay que destacar que el sistema de estrangulación, en operaciones MPD o bajo balance, es parte del equipo utilizado durante la perforación y no parte del equipo de control de pozo.

Equipo de separación

Un separador debe ser capaz de controlar y manejar el fluido que retorna del pozo, además de permitir la disgregación de la mezcla de fluidos de retorno del pozo en sus diferentes fases componente (líquidos, sólidos, gases, agua, etcétera), por medio de mecanismos internos así como de principios físicos aplicados durante su diseño.

En todas las operaciones Bajo Balance, el sistema de separación que se utilice tiene que ser a la medida de los fluidos esperados del yacimiento.

El reto del equipo de separación es separar efectiva y eficientemente las diferentes fases de la corriente de fluido de retorno a sus corrientes individuales, mientras al mismo tiempo retorna un fluido limpio nuevamente al proceso de perforación.

Para los primeros pozos exploratorios en el área se utilizó un separador horizontal presurizado de cuatro fases durante la perforación. Luego, ya en la etapa de desarrollo, se cambió por un separador bifásico atmosférico. Este cambio obedeció tanto a cuestiones económicas (menor costo operativo) como técnicas; al perforar utilizando un lodo base aceite sin la posibilidad de realizar la separación del líquido producido en superficie, un separador bifásico cumplía con los mismos requisitos técnico-operativos que un separador de cuatro fases.

Adquisición de datos en superficie

Otro aspecto de importancia en la perforación bajo balance es el continuo monitoreo de los parámetros de perforación para determinar cualquier situación que requiera una acción correctiva con respecto al plan original. Existen

Sabemos controlarlo. Podemos prevenirlo.



Más de veinte años de Servicios Comprobados en el **Control de Blowouts y Firefighting** a nivel internacional con Especialistas, herramientas y equipamiento propio.

Unido a una larga experiencia, potenciada con una capacitación permanente, nos permite presentar el **Programa Risk Management SAFE WELL**, para trabajar en la prevención de estas contingencias.

Única Compañía Nacional con trayectoria Internacional en Well Control Services, las 24 hs.

Risk Management SAFE WELL Program

RIG AND WELLHEAD INSPECTIONS & AUDITS:

- Relevamientos de Equipos Torre.
- Rig High Pressure Well Control Equipment.
- Inspecciones a Bocas de Pozos.
- Auditorias de Simulacros de Surgencias en Equipos Torre.

BLOWOUT CONTINGENCY PLANS - BOCP

- Actualizaciones, confecciones y seguimientos.
- Introducción del DIRECTORIO DE SERVICIOS Y EQUIPAMIENTOS PARA BLOWOUTS.
- Training para optimizar estos recursos.

TRAINING:

- Lockwood es acreditado por WellCAP de la IADC, para dictar los Cursos de Well Control.



LOCKWOOD

La satisfacción del saber hacer

COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS

cuatro parámetros fundamentales para evaluar el desarrollo de la perforación:

- Presión en cabeza de pozo
- Lectura de la herramienta *PWD* (*Pressure While Drilling*)
- Densidad de lodo de perforación
- Balance de Materiales (*Balance de masa*)

Parámetros de perforación

Desde el inicio de la perforación, es de suma importancia el monitoreo continuo y control preciso de los parámetros de perforación. A los parámetros convencionales (presión de bomba, caudal, *ROP*, etcétera), hay que sumar los particulares de la perforación con presión controlada: contrapresión (*WHP*), caudal de fluidos aportados y presión de fondo (*BHCP*). A medida que se ingresa en una zona sobre-presurizada, los parámetros de perforación comienzan a cambiar, por lo que el personal de la compañía de bajo balance debe actuar de manera rápida y precisa para controlar el influjo y continuar la perforación.

La contrapresión aplicada sobre el espacio anular es una de las componentes fundamentales de esta técnica, para controlar la presión de fondo. Junto con la densidad del lodo y el caudal de inyección forman el conjunto de herramientas que permiten diseñar la estrategia con la que se va a perforar.

Utilizando la técnica de "*Flow-Drilling*", el caudal de inyección de líquido se encuentra limitado por los caudales mínimos requeridos para la limpieza del hueco y por las excesivas pérdidas por fricción, las que ocasionan muy altas presiones de bombeo. Es por ello que las dos herramientas de control más utilizadas son el peso del lodo y la contrapresión sobre los retornos del pozo.

Ambas son efectivas y cumplen con el propósito de modificar la presión de fondo. Sin embargo, la contrapresión posee la ventaja de que posibilita cambios más rápidos en el perfil de presión de circulación, permitiendo una reacción más rápida ante eventos repentinos en el comportamiento del pozo. La restricción con que se cuenta es la menor presión entre la máxima presión permitida en superficie de acuerdo a la prueba de integridad de formación y el rating de presión máxima de los equipos de superficie.

Otro aspecto importante relacionado con el control de la *BHCP* es el uso de *PWD*. El mismo permite el seguimiento en tiempo real de la presión de fondo brindando información sumamente valiosa para la toma de decisiones. Este dispositivo permite también la confirmación del modelo de flujo de varias fases utilizado en la etapa de planeamiento.

Al inicio de la campaña la utilización del sistema *PWD* permitió realizar las correcciones necesarias al modelo planteado, logrando reducir la incertidumbre en la simulación del flujo Polifásico en el espacio anular. Este modelo continúa siendo el utilizado en las operaciones actuales donde no se utiliza *PWD*, para estimar la *BHCP* a lo largo de todo el proceso de perforación. Esto constituyó un importante ahorro en costos de la operación y a la vez una muestra de la confianza generada por el proceso de ingeniería llevado a cabo durante el desarrollo del modelamiento hidráulico de flujo multifásico.

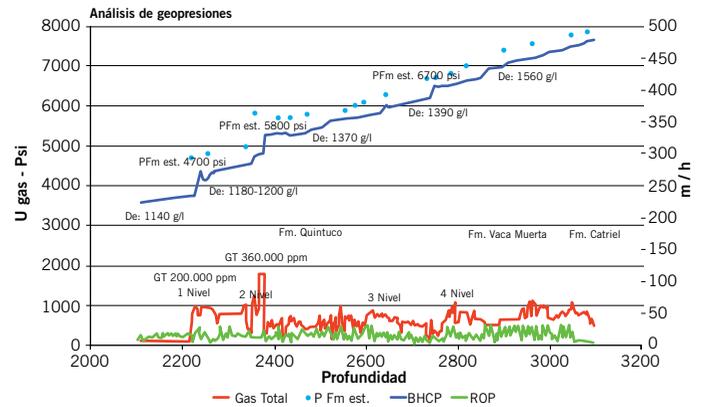


Figura 5. Comparación entre *ROP*, Gas Total, Presión de fondo y Presión de formación estimada.

Caracterización del reservorio

Una de las ventajas de la perforación en bajo balance es la información que deriva del análisis de los datos obtenidos durante la operación.

Para lograr esto, es necesario que la operación sea, no solo bien ejecutada, sino que se disponga de los equipos de medición adecuados.

Este análisis no pretende suplantar la información y evaluaciones realizadas durante la perforación convencional, sino que se trata de un complemento útil durante la operación.

En primer lugar, al encontrar una zona de presión anormal, es fundamental realizar un cálculo de la presión poral de la formación, de modo de poder determinar si es posible continuar perforando únicamente aplicando contrapresión con el *Choke*, o si es necesario aumentar la densidad del lodo a un peso previamente calculado.

El cálculo inicial de la presión de formación se realiza utilizando lecturas de presiones de cierre de tubería de perforación. A pesar de la simpleza de este método, los resultados obtenidos son muy cercanos a los calculados con posterioridad, y dan una idea anticipada de la situación antes de continuar con la perforación.

Para identificar los intervalos productores durante la perforación, se monitorea principalmente la perforabilidad (relación de tasa de penetración / peso sobre la broca, *ROP/WOB*), útil para la identificación de "*Drilling Break*";

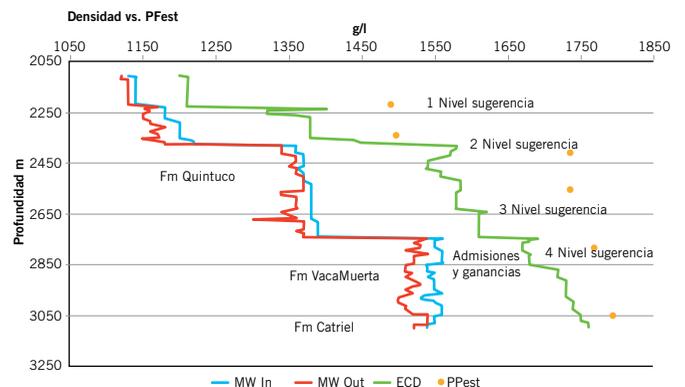


Figura 6. Densidades de entrada y salida, *ECD* y niveles de surgencia identificados.



**METALURGICA
ALBACE**

Estructuras metálicas:

Las estructuras se calculan de acuerdo al pedido o necesidades del cliente, estudiándose cada situación en particular por nuestro grupo de ingenieros.



Esta sección cuenta con una importante flota de vehículos propios, destacándose desde plataformas elevadoras y camiones con grúas, hasta una grúa torre de 36 mts. de alto.

Las estructuras se realizan en acero inoxidable o de acero al carbono y son entregadas galvanizadas en caliente o pintadas.

Pueden ser del tipo reticulado o alma llena, empleando cualquiera de los distintos tipos de perfiles encontrados en el mercado, ya sean laminados, conformados o plegados.

Piletas de acumulación para perforación:

Pileta sobre patín:

- Capacidad de 60 o 70 m³.
- Manifold diseñados de acuerdo a la necesidad del cliente.
- Tratamiento superficial interior: Arenado + Pintura Epoxi.
- Tratamiento superficial exterior: Arenado + Pintura Epoxi + Pintura Poliuretánica.
- Indicador de nivel.
- Bocas de acceso superior y laterales.
- Escalera interior y exterior.
- Barandas tubulares rebatibles.

Pileta auto transportable:

- Capacidad de 80 m³ o 500 BBL.
- Sistema hidráulico integrado para izaje frontal.
- Manifold diseñados de acuerdo a la necesidad del cliente.
- Tratamiento superficial interior: Arenado + Pintura Epoxi.
- Tratamiento superficial exterior: Arenado + Pintura Epoxi + Pintura Poliuretánica.
- Indicador de nivel.
- Bocas de acceso superior y laterales.
- Escalera interior y exterior.
- Barandas tubulares rebatibles.



Colón, Entre Ríos, Argentina
Tel.Fax.: (03447) 42 3475 / 42 3553

www.metalurgicaalbate.com.ar

Sucursal Neuquén

Ing. Martín González - Tel. (0299) 15 5286035

martin@metalurgicaalbate.com.ar

METALURGICA
ALBACE

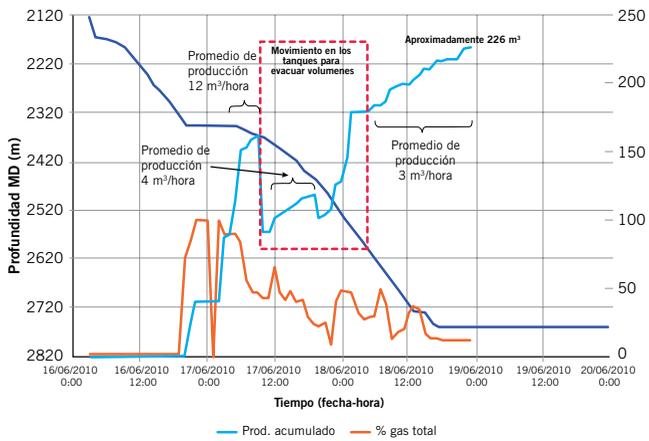


Figura 7. Curva de avance vs. Producción acumulada.

la presión del stand pipe (SPP); la presión en cabeza (WHP); el volumen de los tanques; y las variaciones en la lectura de gas total. A partir del análisis del conjunto de parámetros, es posible evaluar la condición de perforación a lo largo de la construcción de todo el hueco. Es de suma importancia que estos datos sean luego correlacionados con registros convencionales de pozos, ya que en muchos casos no todos los "Drilling Break" están asociados con zonas de rocas fracturadas.

Otro aspecto que resulta de importancia al momento de evaluar las presiones de formación y la condición de BB, son los *build-up*, depresiones que se realizan durante las conexiones y paradas de bomba. Cada vez que se corta la circulación, el pozo se cierra aplicando contrapresión, para evitar que fluya sin control durante el tiempo en que esté parada la bomba. Esta condición permite evaluar el grado de Desbalance (UB) y, en el caso de tener PWD en la sarta, determinar la presión de fondo/formación de manera precisa.

Por último, además de la identificación de los niveles productores, es posible la medición y evaluación de los fluidos aportados por la formación. Los volúmenes producidos deben mantenerse dentro de los límites manejables por los equipos en superficie y se debe coordinar la logística especial para la evacuación del petróleo producido y la quema del gas separado en los equipos de superficie.

Procedimientos/planes de acción

Un "Kick" puede definirse como un influjo no deseado de fluido de formación hacia el pozo. Sin embargo, cuando se perfora en Bajo Balance, el programa de perforación es diseñado con el objetivo de obtener esos influjos desde la formación.

Durante la perforación bajo balance, es necesario anticiparse a estos eventos y monitorear precisamente los parámetros de control para lograr detectar el "kick" a tiempo. Esto permitirá evaluarlo y tomar las medidas de contingencia necesarias para limitar su volumen y continuar perforando de acuerdo a los parámetros establecidos. La detección temprana puede ser la diferencia entre una situación manejable y un descontrol de pozo.

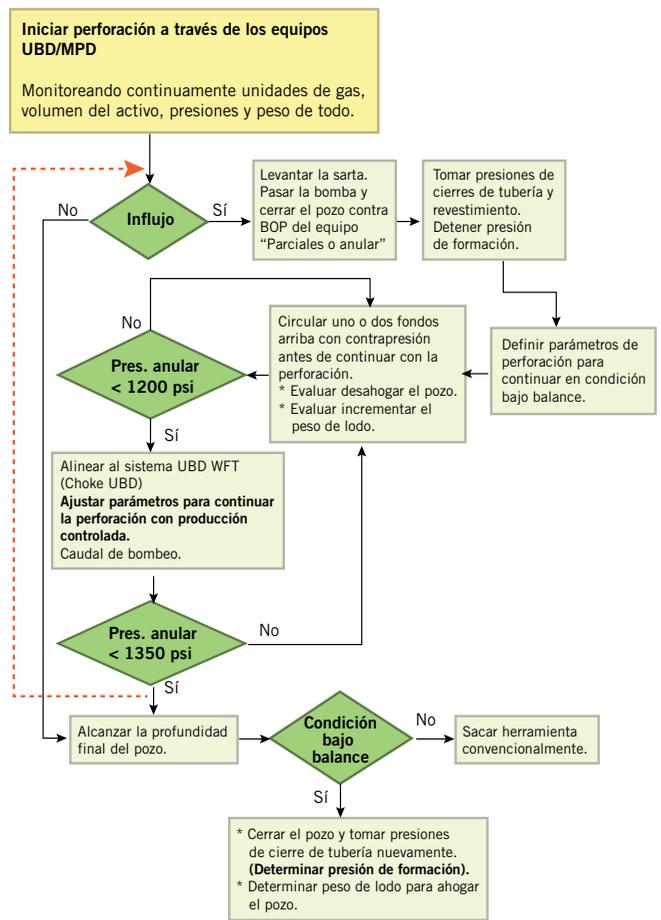


Figura 8. Ejemplo de diagrama de Flujo de decisiones contemplando márgenes de seguridad en WHP.

Hay que aclarar que el pozo se encuentra bajo control en todo momento y puede ser cerrado con seguridad en cualquier instante.

En caso de que las condiciones operativas superen las limitaciones de diseño del equipo UBD/MPD, el pozo deberá ser controlado utilizando los procedimientos convencionales de control de pozos (Well Control).

Para lograr una operación sin inconvenientes ni tiempos no productivos, se confecciona un programa de lodos y contrapresiones para trabajar de manera pro-activa con respecto a cada una de las zonas de influjo. Esto permite una rápida reacción ante el evento del influjo en sí logrando mantener la continuidad durante la perforación.

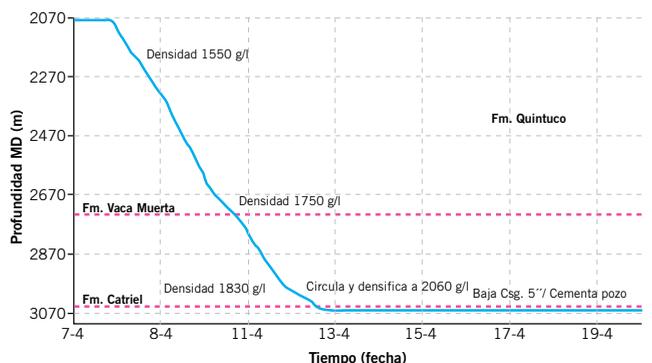


Figura 9. Curva de avance.

Los productos que más protegen
a los argentinos se producen
en **Argentina**.



3M SIGUE CRECIENDO Y CUIDANDO A LOS ARGENTINOS.

- Con más de 60 años y una amplia experiencia produciendo en el país, comenzamos a fabricar anteojos y cascos de seguridad de última generación en nuestras plantas industriales.
- A través de la Secretaría de Minería de la Nación obtuvimos la homologación como Proveedor Minero Nacional.
- Inauguramos el Centro de Innovación y Desarrollo de Tecnologías, nuevo polo de conocimiento e investigación para la Argentina.

Proveedor
Minero
Homologado



Evaluated by



El poder para proteger tu mundo.
www.3m.com.ar/seguridadeneltrabajo

3M

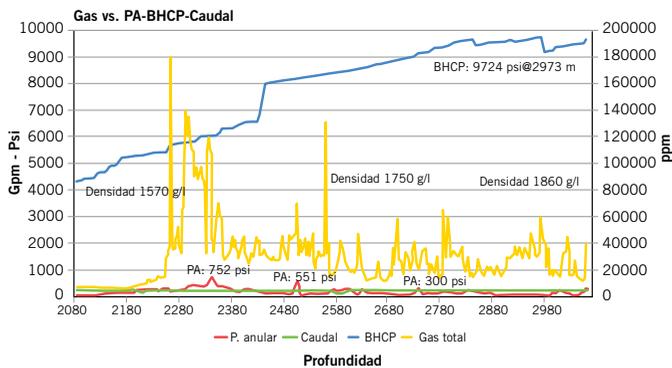


Figura 10. Parámetros de perforación.

En la figura 8 se puede observar una curva de avance continua, gracias al trabajo proactivo en la detección de influjos de formación.

Análisis de tiempos del pozo

Una vez finalizada la etapa de perforación *UBD/MPD*, se realiza un análisis de tiempos con el objetivo de determinar la distribución de los mismos en las distintas actividades durante el desarrollo de la perforación.

A continuación, se presenta una comparación entre cuatro escenarios de pozos distintos ocurridos en esta campaña de perforación *UBD/MPD*.

Descripción de actividades

Pozo 1: Perfora hasta profundidad final, circula densidad de ahogo sin poder matar el pozo. Saca herramienta hasta el zapato y realiza ensayo de producción para descomprimir el pozo. Finalizado el ensayo, vuelve al fondo del pozo, realiza el ahogo, entuba Casing de 5" y cementa. Desmonta Equipos *UBD/MPD*.

Pozo 2: Perfora hasta profundidad final, circula y ahoga el pozo. Entuba Casing de 5" y cementa. Desmonta Equipos *UBD/MPD*.

Pozo 3: Perfora hasta profundidad final, circula y ahoga el pozo. Desmonta Equipo *UBD*. Completación Open Hole.

Pozo 4: No alcanza profundidad final programada. Saca herramienta con unidad de Snubbing. Desmonta Equipos *UBD*. Completación Open Hole.

Al analizar los tiempos en el **Pozo 1**, se puede observar que, si bien se logra entubar y cementar satisfactoriamente, el tiempo de ensayo y descompresión de pozo representa un 22% de la operación; a la vez que los tiempos de viaje y circulación se ven aumentados al tener que volver a realizar un cambio de fluido para ahogar el pozo finalizado el ensayo.

En el **Pozo 2** también se alcanza la profundidad final; sin embargo, se observa un alto porcentaje de tiempo correspondiente a la cementación. Esto se debió a la necesidad de realizar una segunda cementación luego de que al cerrar el pozo finalizada la primera cementación se detectara un aumento de presión y desplazamiento de fluido del pozo.

Actividad	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4
Perforando	23.00%	39.80%	63.90%	31.00%
Circulando	18.00%	13.40%	11.60%	13.00%
Viajes	14.00%	10.00%	10.40%	11.40%
Ensayo	22.00%			
Armando BHA&Tubería	1.00%	1.00%	1.20%	4.40%
Flow Check	1.00%	0.70%	0.25%	2.00%
Pozo cerrado	5.00%	6.00%	3.00%	14.60%
Descomprime pozo	2.00%	4.70%		
Entuba casing	6.00%	9.70%		
Registros	1.00%	1.30%	1.30%	
Cabeza rotativa	1.00%	0.70%	1.00%	1.10%
Rotando cemento	1.00%	1.00%	1.75%	1.20%
Cementación	2.00%	10.70%		
Conexión	1.00%	1.30%	2.00%	0.30%
Snubbing y Pinza (Rig yp & Repair)	14.30%			
Otros	2.00%	1.00%	3.60%	5.40%
Horas totales	329	293	230	281
Metros perforados	953	980	972	592

Tabla 1. Comparación de tiempos.

Comparando con el caso del **Pozo 3**, vemos un menor tiempo de perforación para llegar a la profundidad final y la posibilidad de poner el pozo en producción inmediatamente después de desmontar el equipo, para intervenir luego de que las presiones hayan disminuido para entubar y estimular en caso de que sea necesario.

Por último, en el **Pozo 4** se observa un caso en el que las presiones de formación encontradas no permitieron continuar con la perforación. Vemos elevados tiempos de pozo cerrado correspondientes a los tiempos de preparación de lodo. También altos porcentajes de tiempos correspondientes a montaje de la Unidad de Snubbing y viajes de tubería con presión.

Es importante destacar que la utilización de la técnica *UBD/MPD* permitió en los **pozos 1, 2 y 3** mantener una continuidad en la perforación, logrando alcanzar la profundidad programada. En el **pozo 4**, si bien no se alcanzó la profundidad final programada, gracias al equipo de superficie instalado fue posible realizar la maniobra de "stripping out" con presión anular, utilizando el dispositivo de control rotativo hasta alcanzar la profundidad para montar la unidad de Snubbing.

En todos los casos, se logró una evaluación en tiempo real del reservorio y se eliminaron los NPT relacionados con pegados de tubería por presión diferencial y pérdidas de circulación.

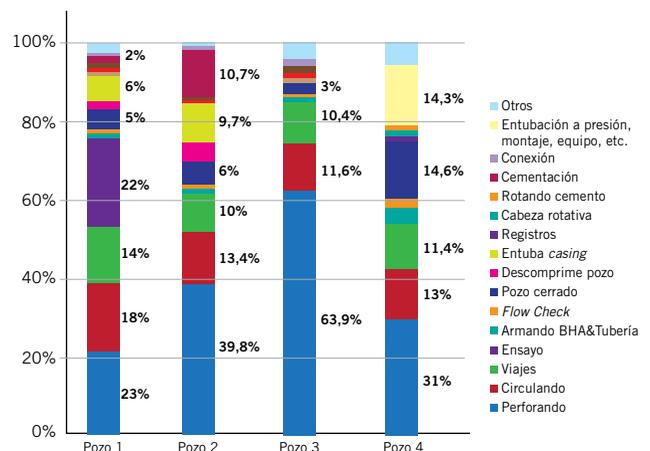
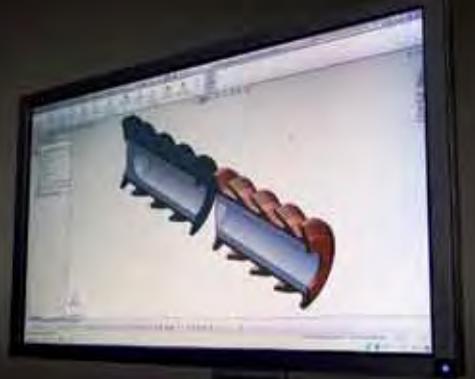
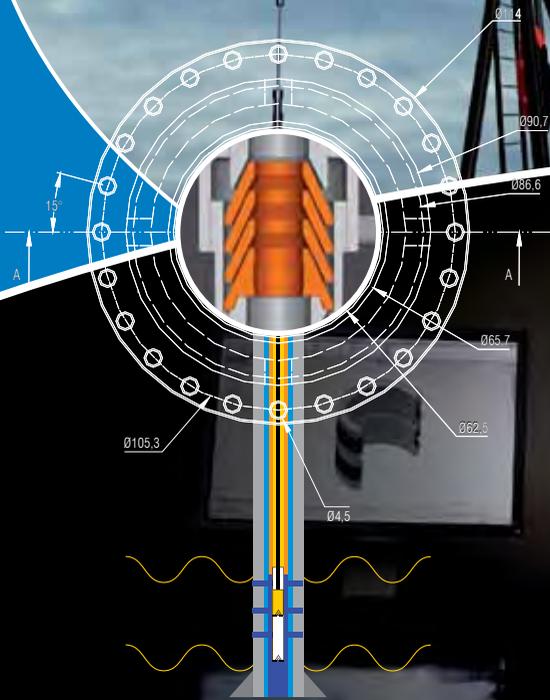


Figura 11. Comparación de tiempos.

Ingeniería en Elastómeros para mejorar su productividad.

www.logos.pablomagne.com.ar



Bivortek Ingeniería®

Bivortek Ingeniería® es una nueva marca que identifica la excelencia de nuestro Departamento de Ingeniería en Elastómeros.

Bivortek Ingeniería® es símbolo de innovación, tecnología y esfuerzo conjunto; representa el desempeño de calificados profesionales e ingenieros que lideran programas de investigación, diseño y desarrollo de productos técnicos de caucho pensados para brindar a nuestros clientes el beneficio de la mejora continua aumentando la seguridad, confiabilidad y productividad de las operaciones petroleras en la Argentina y en el mundo.



Centro de atención al cliente
+54 11 4554 8838
www.bivort.com.ar

 **Bivort®**
RUBBER TECHNICAL PRODUCTS



Lecciones aprendidas

- El trabajo pro-activo y la identificación de los niveles de surgencia y sus respectivas presiones de formación permite elaborar un programa de densidad de lodo y contrapresión, anticipándose a los influjos con el fin de obtener menos *NPT* y disminuir los rangos de presiones que se manipulan en el *RCD*, brindando más seguridad.
- Es de suma importancia que cuando se presente un influjo se siga con la operación de acuerdo al procedimiento planteado en la propuesta operativa.
- El trabajo en equipo y la comunicación continua y fluida entre todas las compañías es fundamental para lograr alcanzar los objetivos planteados con calidad y seguridad.

Conclusiones

Para finalizar, es importante destacar que la utilización del equipamiento *UBD/MPD* brindó en todos los casos mayor seguridad al personal en locación durante la perforación al mantener un circuito cerrado de circulación y desviar el gas en superficie hacia la fosa de quema.

Después de tres (3) años de trabajo en esta campaña de 42 pozos perforados, se puede decir que la tecnología de *UBD/MPD* se ha aplicado como una herramienta adecuada para el desarrollo de este tipo de yacimientos, en los cua-

les se maneja una incertidumbre relativa a la presión de pozo a encontrar en cada nueva localización. Por dichas características específicas, se ha logrado un impacto positivo en los tiempos operativos y, por ende, en el costo de los pozos. Lo que queda ahora es pasar a una fase de optimización que contemple las propuestas que se detallan a continuación.

Para futuras operaciones, es necesario evaluar la posibilidad de mejorar mediciones de flujo en superficie e implementar un sistema de choke automático / semiautomático para obtener un mejor control sobre *BHCP* aplicada y una reacción más rápida ante un influjo (sin necesidad de cerrar el pozo).

También se debe considerar la implementación de nuevas tecnologías, como válvulas de aislamiento de fondo en pozos dirigidos y con altas presiones esperadas, para reducir los tiempos de viaje para cambio de *BHA* y evitar las maniobras con la Unidad de Snubbing. A su vez, permitirían la realización de operaciones de toma de testigos corona y/o perfiles eléctricos sin la necesidad de ahogar el pozo.

Por último, es importante trabajar en el desarrollo de un programa de cementación en *MPD*, con el fin de evitar los inconvenientes ocasionados por las altas densidades de ahogo necesarias para la operación de entubación y cementación del pozo. ■

Agradecimientos

El autor agradece a Weatherford por la autorización para realizar y presentar el trabajo. También, a Eduardo Durán y Alfredo Kaintz por su lectura crítica.

Glosario

- UBD*: Perforación Bajo Balance (*Underbalance Drilling*).
- MPD*: Perforación con manejo de presiones (*Managed Pressure Drilling*).
- ECD*: Densidad equivalente de circulación (*Equivalent Circulating Density*).
- ROP*: Tasa de penetración (*Rate of penetration*).
- BHCP*: Presión de circulación de fondo (*Bottomhole Circulating Pressure*).
- NPT*: Tiempos no productivos (*Non-productive time*).
- WHP*: Presión en cabeza de pozo /Contrapresión (*Wellhead Pressure*).
- RCD*: Dispositivo de control rotativo (*Rotating Control Device*).
- PWD*: Dispositivo que permite medir la presión anular durante la perforación (*Pressure While Drilling*).
- Snubbing*: Operación de sacar/meter la tubería dentro de un pozo con presión.

Referencias

1. *UBD & MPD Glossary*, IADC, enero de 2008.
2. *Well Classification System for Underbalanced Operations and Managed Pressure Drilling*, IADC, marzo de 2005.
3. *Underbalanced Drilling Operations API Recommended Practice 92U*, API, 2008.
4. *Underbalanced Drilling Manual*, Gas Research Institute, 1997.



SERVIUR

tratamiento de aguas y efluentes

Cuidar el **agua**
es proteger la **industria**

Desarrollamos tecnologías para el tratamiento
y reuso de agua y efluentes en **Oil & Gas**

TRATAMIENTO DE AGUA INDUSTRIAL

TRATAMIENTO DE AGUA POTABLE

TRATAMIENTO DE EFLUENTES INDUSTRIALES

TRATAMIENTO DE EFLUENTES DOMÉSTICOS

TRATAMIENTO DE AGUAS DE FRACTURAS



ORGANISMO
DE LA CALIDAD

REGISTRADO
N.º 100000000

CONFORME A LA
NORMA IRAM 10000



Serviur S.A.

Amenábar 1247, Piso 1,
C1426AJU Buenos Aires

Tel. Fax: 54 11 4786-3888 L.Rot.

www.serviur.com · Info@serviur.com





Fracturas con espumas con nitrógeno

Metodología de diseño y consideraciones técnico-operativas

Por *Ing. Alberto Julio Blanco Ybáñez* y *PhD Julio Vivas Hohl* (AB Energy SRL)



Este reporte técnico presenta revisión de las fracturas con espuma realizadas en el Área Cerro Azul para la Gerencia de Perforación División Norte de PEMEX Exploración y Producción, y fue presentado oportunamente en las publicaciones internas de PEMEX. El objetivo de este reporte es puntualizar algunos factores importantes para el diseño y manejo de la operación en el campo, relacionada a fracturas con espumas de fractura y fluidos energizados con Nitrógeno, de acuerdo a la experiencia recogida durante esa campaña.

Características de la Formación Chicontepec

La Formación Chicontepec Medio (México) se caracteriza por su gran heterogeneidad y baja permeabilidad relativa al petróleo. Las condiciones del crudo en formación, de un grado °API 40 en promedio y un GOR entre 70 a 90 Sm³/m³, carece de presión de yacimiento. La misma –en general– es un 10 a 15% menor a la hidrostática de agua equivalente. Todos estos factores considerados en conjunto hacen que los pozos necesiten ser fracturados para producir en forma rentable. Ahora bien, los espesores de los cuerpos arenosos de interés varían entre unos pocos metros hasta más de 60 m, con un promedio de aproximadamente 30 m. Este gran espesor compensaría, desde el punto de vista productivo, la baja permeabilidad, generalmente menor a 1 mD.

Breve historia de las fracturas con Nitrógeno

Durante la década de 1970 el uso y aplicación del Nitrógeno gaseoso para operaciones petroleras se incrementó rápidamente, gracias principalmente al desarrollo de equipo adecuado para su manipuleo, como tanques y bombas criogénicas para transporte, almacenamiento, transferencia e inyección del Nitrógeno gaseoso.

Toda una tecnología fue desarrollándose con el Nitrógeno como elemento principal, al que luego fueron agregándose otros gases como el Dióxido de Carbono (CO₂). Esta actividad fue dando origen a diferentes aplicaciones, entre las que se cuentan estimulaciones y fracturas con fluidos energizados y espumas, inducción y limpieza de pozos y ductos de transporte, perforación con espuma, etcétera.

Antecedentes

Durante la década de 1980 se fracturaron varios pozos utilizando espumas, pero los resultados fueron muy dispares debido a diferentes problemas, originados por el diseño y problemas operativos atinentes a una tecnología en desarrollo.

Consideraciones técnicas

Fluidos de fractura bifásicos

Generalidades

En casos especiales, se hace necesario el uso de fluidos de fractura bifásicos. Esto se realiza cuando es necesario incrementar la capacidad de transporte del mismo, o por razones referidas al reservorio, como es el caso de una zona productora de baja presión, extrema sensibilidad al agua, necesidad de minimizar el daño a la conductividad, entre otros.

El gas comprimido actúa de dos modos:

- Incrementando la presión poral en las adyacencias del área afectada por el fluido de tratamiento bifásico.
- Disminuyendo la presión hidrostática de la columna de fluido dentro de la tubería de producción. Este efecto hace que la energía almacenada en el reservorio lo mueva más fácilmente hacia la superficie.

Tipos de fluido bifásico

Los fluidos bifásicos se dividen en dos tipos: bifásicos Líquido/Líquido o Líquido/Gas. En ambos casos, se utiliza

un surfactante como agente estabilizador y la fase externa es agua.

Los fluidos bifásicos Líquido/Líquido se conocen como "Emulsiones", siendo la más común una de fase externa acuosa (33%) e interna de Hidrocarburo (67%), estabilizada con un surfactante.

En el caso de los bifásicos Líquido/Gas, conocidos como "Espumas", se dividen en dos tipos principales, caracterizados por el gas utilizado para la fase gaseosa: Nitrógeno y/o Dióxido de Carbono (CO₂). En el caso de utilizarse una mezcla de ambos gases, el fluido pasa a ser trifásico.

La fase líquida es normalmente un Gel Polimérico Base Agua, aunque, en el caso del Nitrógeno, puede utilizarse un hidrocarburo, al que se le agrega un espumante adecuado para obtener una espuma estable. Forma una fase externa continua.

Los fluidos bifásicos suelen tener una gran estabilidad térmica, siendo utilizados en un rango de temperatura que varía entre la ambiente hasta 125 °C. Su estabilidad está gobernada por cuatro factores principales:

- El tipo de polímero utilizado en la fase líquida.
- La concentración polimérica de la fase líquida.
- La calidad y concentración del espumante.
- Energía de mezcla.

Normalmente, la desestabilización de la espuma y su ruptura se deben a falta de una adecuada carga polimérica y/o a la baja calidad o concentración del agente espumante. No es recomendable el uso de antiespumantes y de ciertos estabilizadores de arcilla -del tipo amino-polímeros cuaternarios- en estos fluidos.

Calidad de Espuma (FQ)

Representa la proporción de gas que se agrega al fluido base. Los fluidos pueden ser Energizados o Espumados, siempre y cuando no se rompa la continuidad de la fase líquida. Normalmente, esta calidad, medida volumétricamente, se mantiene en un rango entre 40 y 90% para fluidos de fractura. Una calidad superior al 90% corre el riesgo de romper la continuidad de la fase líquida, pasando el fluido a comportarse principalmente con un vapor en forma de "Niebla", perdiendo su capacidad de transporte. Matemáticamente, está definida por la relación entre el volumen de gas agregado y el volumen total de fluido bifásico obtenido:

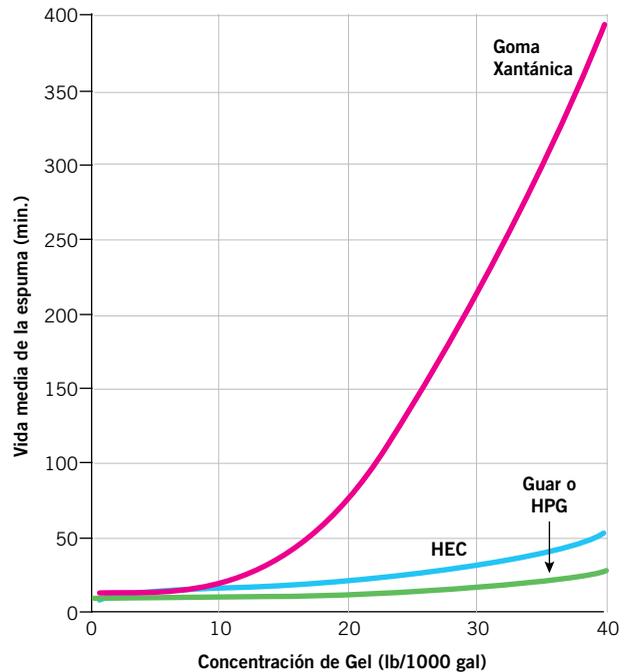
$$FQ (\%) = \frac{\text{Vol. Gas}}{\text{Vol. Líquido} + \text{Vol. Gas}} \times 100$$

Así, un FQ= 0%, significa que todo el fluido es monofásico líquido y un FQ= 100% representa a un fluido monofásico gaseoso. Cualquier número intermedio significa que el fluido es bifásico. Así, una calidad de espuma FQ = 75%, significa que el 75% del volumen total es gas y el 25% restante es líquido.

Diseño del fluido

El diseño de un fluido de este tipo requiere de 4 elementos esenciales:

- Polímero
- Concentración del polímero
- Espumante
- Fase gaseosa



El polímero utilizado puede ser de cualquier tipo comercialmente disponible en el área. Los más comunes son el Guar Hidroxi-propílico (HPG), el Guar Poli-Sacarido (PSG) y la Goma Xantánica (XCD). Los mejores resultados, desde el punto de vista de la estabilidad de la espuma y compatibilidad del fluido, se obtienen con el Xhantan (XCD), pero su uso está limitado por razones de costo. Las Gomas Guar pueden ser reticuladas para elevar la viscosidad del fluido base. A mayor viscosidad del fluido base mayor estabilidad, pero debe hacerse notar que a una calidad de espuma mayor al 70% reticular el fluido no provee ninguna ventaja adicional. Últimamente, se han estado usando fluidos viscoelásticos como base líquida.

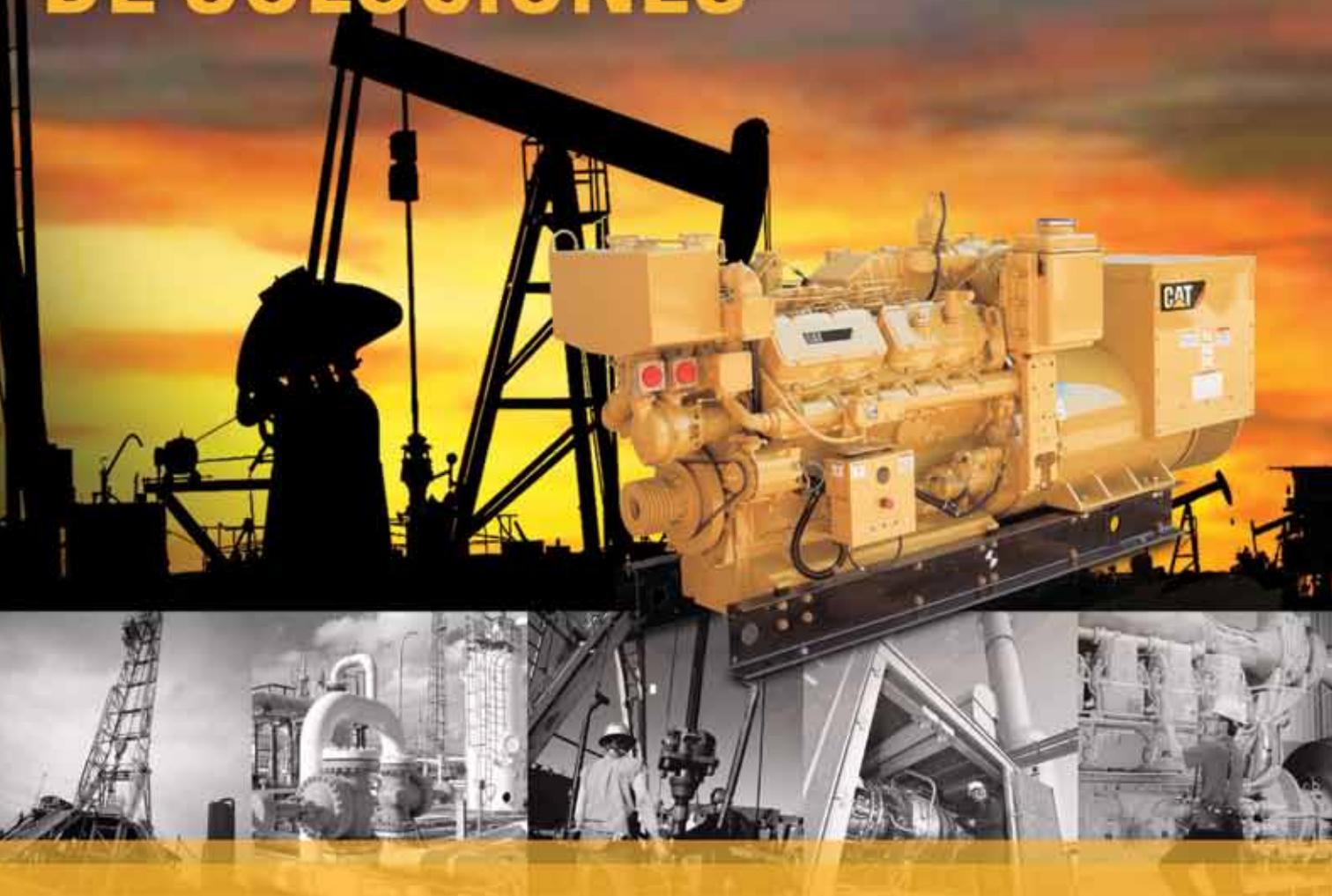
Se trabaja, normalmente, con una calidad de espuma variable en un rango entre el 50 y 80%, y la elección de la misma se basa en:

- Requerimientos de limpieza de la fractura
- Requerimientos de daño en el empaque y/o formación
- Concentración areal del apuntalante

Normalmente, el gas contenido en el fluido excede los requerimientos para la limpieza y retorno (*flow-back*) del mismo. Luego, el factor de daño nos ayuda a determinar la menor calidad de espuma requerida y la concentración de apuntalante nos fija la mayor calidad de espuma compatible con nuestro diseño.

Los gases más comunes utilizados para la fase gaseosa son el Nitrógeno y el Dióxido de Carbono (CO₂). La utilización de uno u otro depende de consideraciones logísticas, compatibilidad con la formación y los fluidos contenidos en la misma, de disponibilidad de equipo y materiales, y de factores económicos. Otros gases, como el aire o el Xenón, no pueden ser utilizados por seguridad (son muy reactivos), o por su elevado costo y escasa disponibilidad. Tanto el Nitrógeno como el Dióxido de Carbono (CO₂) son compatibles con el medioambiente y no constituyen ningún peligro, ya que son elementos naturales presentes en la atmósfera terrestre, desde donde son extraídos para

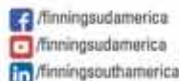
UNA FUENTE INAGOTABLE DE SOLUCIONES



Contamos con las más avanzadas soluciones en motores y generadores shale gas y shale oil, diseñados para satisfacer de la manera más eficiente los requerimientos de perforación, compresión de gas, mantenimiento de pozos, bombeo y generación de energía eléctrica para emergencias o alimentación continua de campos de extracción de petróleo.

BUILT FOR IT.

CONTACTANOS
0810 555 0832



FINNING 



su utilización industrial. Obviamente, su manipulación requiere de ciertos cuidados debido a las temperaturas criogénicas a las que son entregados para su uso.

Nitrógeno

Es el más utilizado en el campo petrolero por su versatilidad, disponibilidad y precio. Es un elemento químicamente inerte y estable, que es entregado en locación en forma líquida, a condiciones estándar (-200 °C y 20 psia). El mismo es calentado y gasificado antes de ser incorporado en la línea de tratamiento; por lo tanto, se bombea como gas. Este hecho hace que la densidad del fluido bifásico sea menor que la del líquido base, siendo mayor el efecto cuanto mayor es la calidad de espuma. Esto constituye un fuerte limitante para usar las espumas de Nitrógeno como fluido de fractura en pozos profundos, ya que las presiones de bombeo se incrementarían hasta límites que hacen que el bombeo de Nitrógeno en la cantidad requerida para mantener la Calidad de Espuma adecuada en la formación, sea totalmente antieconómico o logísticamente inadecuado.

El Nitrógeno no solo es inerte, sino que es insoluble en todos los fluidos que se encuentran en el pozo, tanto en los bombeados como en los yacientes en el reservorio (crudo y agua de formación). Esta característica hace que el Nitrógeno exista como Gas Libre en dicho ambiente, lo que hace que el fluido de fractura sea compresible. Esto resulta en una gran variación de las características del fluido desde que sale de la bomba hasta que ingresa dentro de la formación, hecho que debe ser considerado cuando se diseña una fractura.

Dióxido de Carbono (CO₂)

Se trata de un elemento no inerte químicamente, aunque muy estable, que es también entregado como líquido en condiciones estándar (-30 °C y 300 psia). En este caso, es incorporado como líquido en la línea de tratamiento. Sus características físicas hacen que se gasifique dentro de la formación, una vez que la fractura ha terminado.

El Dióxido de Carbono es más soluble en agua que el Nitrógeno, porque debe compensarse este factor para obtener una determinada Calidad de Espuma. Para ciertas aplicaciones, este gas tiene ventajas sobre el Nitrógeno. Por ejemplo:

- Al mantenerse líquido, mantiene una presión hidrostática similar a la de la fase líquida, disminuyendo la presión de bombeo en superficie. Esto lo hace muy adecuado para el caso de pozos profundos o de alta presión de bombeo.
- Durante la limpieza del pozo (flow-back), su mayor expansión hace que el retorno de fluidos vertidos sea más eficiente.
- El Dióxido de Carbono (CO₂), al mezclarse con agua a alta presión y temperatura, produce una reacción química que origina Ácido Carbónico. Este disminuye el pH del fluido y ayuda a limitar el daño a la formación.
- El Dióxido de Carbono (CO₂) es extremadamente soluble en los crudos de formación. Esto disminuye temporariamente la viscosidad del petróleo producido, dando una producción inicial más alta. Esto se debe a que la presión interfacial disminuye por efecto del CO₂ presente, reduciéndose por ende la capilaridad, factor crítico en aquellas formaciones productoras de petróleo de baja permeabilidad y presión. Este efecto desaparece con el tiempo.
- No obstante ello, existen limitaciones a su uso extensivo. Dichas limitaciones tienen que ver con la reactividad química, ya que puede dar origen a severos problemas de corrosión por reacción del Ácido Carbónico con las tuberías; incrustaciones de carbonatos por su reacción con el agua de formación y reacciones químicas indeseadas, cuyo resultado son emulsiones y gomas que podrían taponar la conductividad de la fractura.

La diferente forma de bombeo, y el estado físico al que permanecen mientras la operación se realiza, hace que



Nuestro sistema de seguridad puede permanecer inactivo durante meses. Necesito estar seguro de que va a funcionar en el momento adecuado sin interrumpir las operaciones cuando no deba. A cualquier hora. Siempre.

USTED PUEDE HACERLO



DELTA V SIS. Un sistema de seguridad moderno, seguro e inteligente diseñado para la actividad de su planta. El sistema instrumentado de seguridad inteligente de Emerson utiliza un método moderno para monitorizar el estado de seguridad de su planta y diagnosticar la salud de todo el equipo con el fin de producir a demanda. De esta forma usted tiene la certeza de que el sistema se apagará cuando es debido y se mantendrá en funcionamiento de forma confiable cuando alguno de los componentes falle. El marshalling electrónico en el DeltaV SIS le brinda flexibilidad a la hora de implementar funciones de seguridad sencillas y eficaces mientras elimina las tareas que consumen mucho tiempo, la reelaboración y las molestias del rediseño relacionadas con el marshalling tradicional. Esto es modernización. Esto es tranquilidad. Descubra más en: www.DeltaVSIS.com



El logo de Emerson es una marca registrada y un logotipo de Emerson Electric Co. ©2015 Emerson Electric Co.

EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.™

ambos fluidos tengan su rango de utilización específico, es decir, mientras que el Nitrógeno se utiliza -como espuma- para pozos someros, de hasta 1.500 m de profundidad vertical aproximadamente, el Dióxido de Carbono (CO₂) se utiliza normalmente para pozos profundos, mayores a 1.500 m de profundidad. Existen razones técnico-económicas para ello, que se enumerarán más adelante.

NOTA: Para el caso específico de Chicontepec, y específicamente al rango de aplicación de este estudio, nos referiremos, de ahora en más, a un fluido bifásico tipo Líquido/Gas constituido por una fase líquida de Gel Polimérico Base Agua y una fase gaseosa de Nitrógeno.

Daño a la conductividad de la fractura

El uso de polímeros para formar el gel base de la fase líquida puede fácilmente dañar el empaque de la fractura debido a los residuos que quedan atrapados en ella luego de la operación. En efecto, debido al filtrado de agua, la concentración original del polímero se incrementa fácilmente en un factor entre 10 y 20 en el período de cierre de la fractura. Dicho efecto no es tan pronunciado con las espumas, ya que si el gel base tiene una concentración de 30 lb/1000 gal, y una calidad de espuma de 75%, luego, la concentración inicial del gel en el sistema bifásico es de:

$$30 \times (1 - 0,75) = 7,5 \text{ (lb/ 1000 gal)}$$

La concentración final del gel, luego de cerrada la fractura, sería 10 veces superior a la inicial, con lo que alcanzaría un valor de 75 lb/1000 gal, contra las 300 lb/1000gal del gel base original utilizado por sí mismo, es decir, un 75% menos polímero, con lo que el daño al empaque se reduce sensiblemente.

Además, si consideramos que el gel no va reticulado en la gran mayoría de los tratamientos, el daño por residuos resulta mucho menor.

Fluidos energizados

Los fluidos bifásicos Líquido/Gas se dividen en dos grandes grupos: Los fluidos Energizados y las Espumas.

Un fluido bifásico es Energizado cuando la calidad de espuma no supera el 52%. Bajo estas condiciones, las burbujas gaseosas se mueven libremente sin interferir unas con otras. La viscosidad original del fluido base no es influenciada por la presencia del gas; por lo tanto, para transportar el apuntalante, es necesario incrementar la viscosidad reticulando el fluido. Esto también influye incrementando la vida media de la espuma así formada.

Su principal uso es como energizante de tratamientos de estimulación para retornar los fluidos utilizados a la superficie, eliminando la necesidad del uso de algún método de levantamiento artificial -como el swabeo o pistoneo- para lograr el objetivo. La presencia del gas induce un incremento localizado de la presión poral en las vecindades del área estimulada que provee de energía adicional. Esta se va disipando de a poco, a medida que el pozo produce fluidos hacia la superficie, efecto que dura desde unas pocas horas hasta varias semanas, dependiendo de las condiciones del reservorio y de los fluidos contenidos en el mismo.

Los fluidos Energizados tienen una mayor hidrostática que las espumas -pero menor que el fluido que compone

la fase líquida-, gracias a la cantidad reducida de gas que poseen, y pueden transportar una mayor concentración de apuntalante dentro de la fractura, pero la mayor carga de gel y/o la reticulación del mismo resultan en un mayor daño a la conductividad de la fractura.

Tanto el Coeficiente de Filtrado (CL), como la Reología de estos fluidos, no sufre ningún cambio apreciable con respecto a los del fluido original. Esto es un factor importante cuando se diseña la fractura.

Operativamente, no importa el momento en que se reticule el gel, es decir, no importa si el gas se agrega antes o después de la activación.

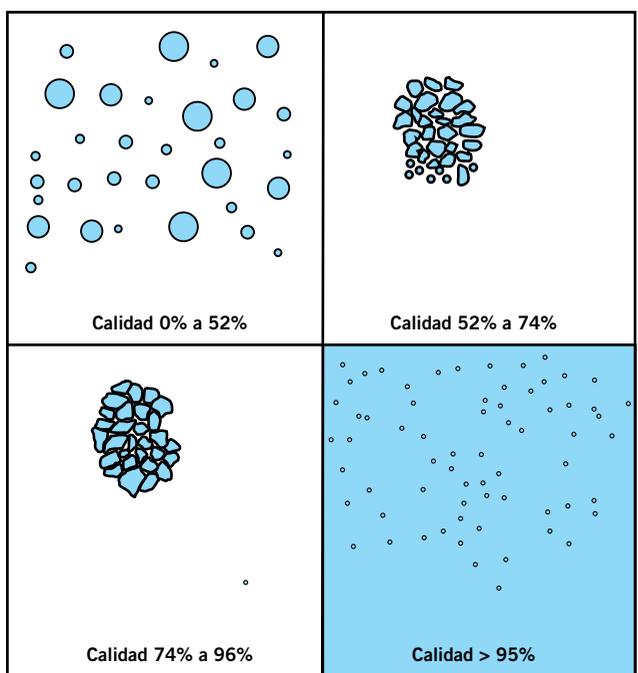
En tratamientos con fluidos Energizados es esencial fluir el pozo inmediatamente después de terminada la operación. Esto evitará la disipación de la energía contenida en el gas comprimido hacia el cuerpo principal del reservorio, utilizándola para retornar los fluidos a superficie y hacer más efectiva la limpieza del pozo.

Fluidos Espumados

Se llama "Espuma" a todo fluido bifásico cuya fase gaseosa tiene una Calidad de Espuma mayor al 52%. En este punto, las burbujas gaseosas ya no están más dispersas, sino que interactúan entre sí en mayor o menor medida, dependiendo de la calidad de Espuma. Este es el punto en que tenemos una "Espuma estable".

Los efectos que se notan al incrementar la calidad de Espuma son los siguientes:

- La viscosidad del fluido se incrementa en forma exponencial a medida que incrementamos la calidad de Espuma.
- Si la calidad de Espuma se mantiene en un rango entre 52 y 74%, las burbujas de gas mantienen una forma esférica, contactándose unas con otras. La viscosidad aumenta, pero para calidades menores al 70%, es necesario reticular el fluido base para incrementar la capacidad de transporte y la estabilidad de la Espuma.



- A rangos entre 75 y 96%, la viscosidad es tan alta que reticular o no el fluido no hace ninguna diferencia. Además, las burbujas de gas se aplanan, formando una red compacta que incrementa la viscosidad hasta valores muy altos. Este fluido se conoce como una "Superespuma".
- A calidad de espuma mayor al 96%, las fases se invierten, pasando la gaseosa a ser fase externa y formando un fluido atomizado o "Niebla".
- El Coeficiente de Pérdida disminuye notablemente. Esto es debido al efecto de fases, ya que es más difícil mover un sistema bifásico a través de un medio poroso.
- Al incrementarse la viscosidad, los coeficientes reológicos sufren grandes cambios, dependiendo de las características del gel base y de la calidad de Espuma. Normalmente, el gradiente de fricción de una espuma suele ser mayor que el del gel base.

Si el gel base debe ser reticulado, entonces, en este caso, de debe espumar primero y reticular después, para que el agregado de gas sea apropiado. En estos casos se deben usar sistemas de "Reticulación o Activación retardada".

Limitaciones

Tanto los fluidos Energizados como las Espumas tienen su rango de aplicación. Ambos no pueden ser utilizados en pozos demasiado calientes, con temperaturas de formación mayores a 125 °C, ya que los espumantes no lo soportan.

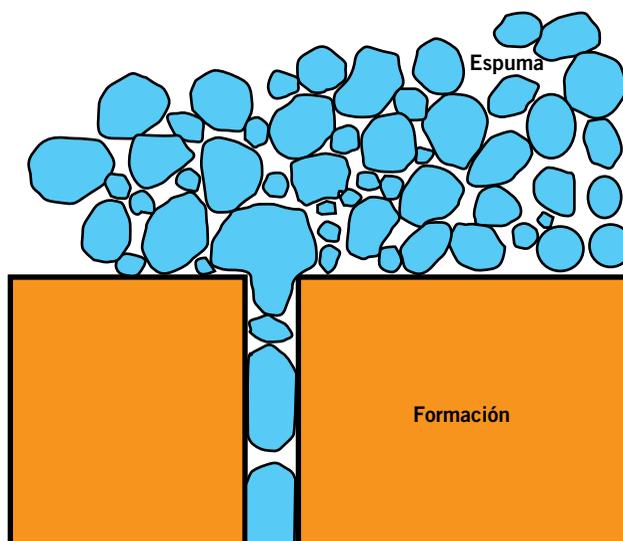
En el caso de formaciones de permeabilidad mayor a 20 mD, el uso de la espuma debe desecharse, ya que el Coeficiente de Filtrado es demasiado alto, debido a que el tamaño de poro nominal es igual o mayor que el tamaño medio de la burbuja gaseosa. En este caso se debería utilizar un fluido energizado con aditivos reductores de filtrado. Esto permitiría reducir el filtrado a valores manejables, e incrementar la concentración del apuntalante, ya que en este caso es importante la creación de un canal altamente conductivo.

En el caso de que se quiera crear una buena conductividad, es necesario ingresar a la fractura con una buena concentración de apuntalante. En ese caso utilice fluidos energizados.

Diseño de fractura

Para diseñar una fractura con fluidos Energizados o Espumados, deben tenerse en cuenta varios factores.

- En el caso de una formación somera, de baja permeabilidad y presión, en donde el factor principal sea la creación de un "área de flujo", más que una fractura de gran conductividad, se debe utilizar una Espuma. El bajo Coeficiente de Pérdida permitirá obtener una gran penetración horizontal (Longitud).
- Para permeabilidades menores a 1 mD, el valor de la calidad de espuma no tiene ningún efecto apreciable sobre el Coeficiente de Pérdida. Este tiene normalmente un valor muy bajo, en magnitudes de 10-4.
- En caso de una formación de permeabilidad media, mayor a 20 mD, utilice fluido Energizado. Esto le permitirá un mejor control del Coeficiente de Filtrado y una mayor concentración de apuntalante necesaria



para crear un canal altamente conductivo. El gel reticulado del sistema permitirá la creación de una película de filtrado contra la cara de la fractura que ayudará a mantener el filtrado en valores bajos.

- Se debe recordar en todo momento que la finalidad de una fractura es "colocar apuntalante dentro de la formación, en cantidades técnicamente adecuadas", y no inyectar gas.

Así, se debe seleccionar una calidad de Espuma que permita colocar todo el apuntalante necesario en un tiempo prudencial. Debemos recordar que a mayor calidad de Espuma, menor es la concentración de apuntalante dentro de la fractura, y mayor es el tiempo operativo. Normalmente, una calidad de Espuma en el rango de 70 a 75% es adecuada en la mayoría de los casos. Recordemos que a estos valores no es necesario reticular el fluido base, lo que resulta en un menor coeficiente de daño a la conductividad de la fractura obtenida.

- Una Espuma, al poseer "Gas libre", no diluido en la fase base, es un fluido compresible. Por lo tanto, su volumen depende de la presión y la temperatura aplicada. La cantidad de gas a colocar por volumen unitario debe ser calculada en base a estos dos factores. Esto se calcula mediante la selección de un adecuado "Coeficiente Volumétrico" del gas. Este coeficiente físicamente representa la cantidad de gas -a valores estándar de entrega-, que ocupa un volumen unitario bajo determinadas condiciones de presión y temperatura. La esencia del cálculo es seleccionar la temperatura y presión más representativa de nuestro sistema.

Temperatura: no suele ser un factor significativo, ya que normalmente las espumas se utilizan en pozos someros, generalmente de baja temperatura de fondo. Así, la temperatura de referencia para calcular el coeficiente volumétrico del gas es directamente la Temperatura de fondo (BHST). Otros autores y operadores utilizan la temperatura promedio entre la cabeza y la formación, ya que durante la fractura la temperatura dentro de la misma estará a un cierto valor intermedio entre estos extremos.

$$T_{\text{cálculo}} = \frac{T_{\text{ambiente}} + \text{BHST}}{2}$$

Donde: $T_{\text{CÁLCULO}}$ = Temperatura media del pozo
 T_{AMBIENTE} = Temperatura ambiente media
 $BHST$ = Temperatura estática de fondo

Presión: Debemos tener en consideración que la presión más importante de todo el sistema se encuentra dentro de la fractura, ya que crear una fractura es la finalidad del trabajo. Luego, la presión a seleccionar para determinar el coeficiente volumétrico del gas debe ser la presión de fractura en la formación, más un cierto factor de seguridad, o presión neta estimada. Esta presión de fractura es el resultado de la aplicación de la siguiente ecuación:

$$P_{\text{Frac}} = 3,281 \times \Delta \text{Frac} \times \text{hz} \text{ (psi)}$$

Luego: $P_{\text{cálculo}} = P_{\text{Frac}} + P_{\text{Net}} \text{ (psi)}$

Donde: $P_{\text{CÁLCULO}}$ = Presión dentro de la fractura [psi]
 P_{FRAC} = Presión de fractura [psi]
 Δ_{FRAC} = Gradiente de fractura medido [psi/pie]
 hz = Profundidad vertical media de la zona [m]
 P_{NET} = Presión neta estimada dentro de la fractura [psi] (normalmente estimada entre 300 a 500 psi)

Con estos dos valores se entra en una tabla adecuada o se aplica la ecuación indicada más abajo, y se determina el valor β_{N_2} [SCF/bbl]. Si trabaja en unidades métricas, divide ese valor por 35.31 para obtener β_{N_2} [m³/m³].

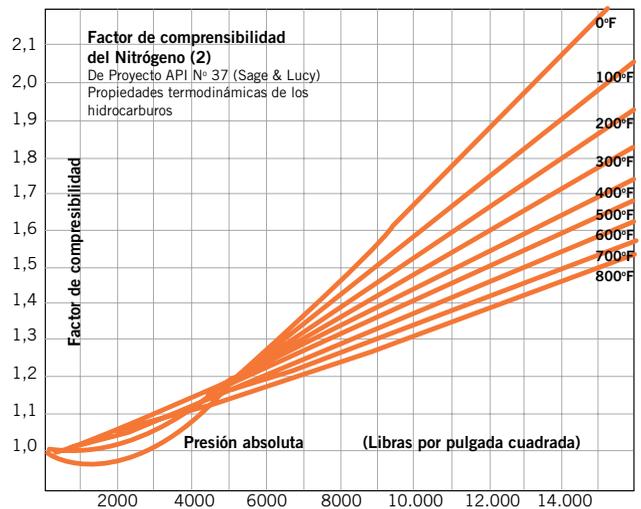
$$\beta_{N_2} = 198,6 \frac{P}{ZT} \quad [\text{Ec.000}]$$

Donde: β_{N_2} = Coeficiente volumétrico del Gas [SCF/bbl]
 P = Presión aplicada al sistema [psi]
 T = Temperatura absoluta del sistema. [°R]
 $T[°R] = T[°F] + 460$
 Z = Factor de compresibilidad (gráfico adjunto)

Este valor nos dice cuántos SCF (o m³, también denominado SCM) de gas debemos bombear en superficie para obtener 1 bbl de volumen (o m³) en condiciones de fondo de pozo.

Durante el tratamiento, el valor de la presión neta podría ser superior a la estimada. Si ello ocurriese, no se deberá hacer ninguna corrección si la calidad se mantiene en un rango del 90% de la diseñada, ya que lo importante es empaquetar la fractura. En efecto, una presión más alta significa una menor calidad de Espuma y, por ende, una mayor concentración de apuntalante dentro de la fractura.

- Otro factor importante a considerar es la presión máxima estimada durante el tratamiento. La ausencia de una buena cabeza hidrostática hace que las fracturas con espuma desarrollen una presión de tratamiento 60 a 100% mayor que si se fracturase con el fluido base reticulado. Esto es importante porque se debe estimar la necesidad o no de tener equipo de presión adecuado disponible en el pozo, como un protector de árbol, por ejemplo.
- Cuando se fractura con espuma, la Reología se puede sacar de tablas construidas a tal efecto. En el caso de usarse fluidos energizados, la Reología es la misma que el fluido base reticulado.



- Es importante estimar la vida media de la Espuma. Existe un procedimiento para ello, que es sencillo y puede realizarse en el campo sin problemas. La vida media de una Espuma es el tiempo en que una muestra de espuma tarda en separar el líquido hasta el 50% de su volumen total. Es decir, se mide el tiempo que tardan 1.000 cc de espuma en separarse y generar 500 cc de gel base. Este tiempo debe ser mayor que el tiempo total de operación.

Ahora bien, como es una prueba estática y no dinámica, es posible que la vida media sea mayor que lo indicado por este test, pero también recordemos que el fluido se mueve a muy baja velocidad dentro de la fractura. Además, el incremento de temperatura disminuye la vida media de la Espuma.

Operación

Es tiempo ahora de llevar el diseño del papel al pozo; ese es el objetivo de Operaciones. Por lo general, los programas de fracturas con fluidos energizados o espumados derivados de software comerciales no son suficientemente detallados y no tienen en cuenta el equipo disponible con que se cuenta en la locación. Es tarea de Operaciones interpretar la cédula de bombeo y adaptarla a lo disponible realmente en el campo, con el objetivo de cumplir lo más fielmente posible con el objetivo del tratamiento: colocar una determinada cantidad de apuntalante para crear una fractura suficientemente conductiva a través del reservorio en cuestión.

Todo se basa en la variación de las siguientes ecuaciones:

Caudales

El Caudal Total de la Espuma es la suma de los caudales unitarios de cada una de las fases. En caso de un fluido bifásico es:

$$Q_{\text{FOAM}} = Q_{\text{LIQ}} + Q_{\text{GAS}} \text{ (bpm)} \quad [\text{Ec.001}]$$

Donde: Q_{FOAM} = Caudal Total de la Espuma (Diseño)

Q_{LIQ} = Caudal de la bomba de fractura (Limpio o sucio)

$$Q_{\text{LIQ}} = Q_{\text{FOAM}} [1 - (FQ/100)] \text{ [bpm]} \quad [\text{Ec.001.1}]$$



CONSTRUIMOS FUTURO

www.contreras.com.ar



$$Q_{GAS} = \text{Caudal de Nitrógeno llevado a barriles equivalentes.}$$

$$Q_{GAS} = Q_{FOAM} \times [FQ/100] \times \beta N_2 \text{ [bpm]} \quad [\text{Ec.001.2}]$$

Concentración de apuntalante

No se puede mezclar el apuntalante directamente sobre la espuma formada previamente debido a limitaciones físico-técnicas. Por lo tanto, se debe mezclar en la fase líquida. Considerando que aguas debajo de la bomba este fluido bifásico (Líquido/sólido) se juntará con el gas Nitrógeno, formando un fluido trifásico (Líquido/Sólido/Gas), para obtener la concentración en formación diseñada, es necesario ajustar la concentración de la mezcla en el blender para compensar la dilución que tendrá efecto a causa del gas. Esto se hace aplicando la siguiente ecuación:

$$Cp_{BLENDER} = Cp_{ETAPA} \times [1-(FQ/100)] \text{ [EPA]} \quad [\text{Ec.002}]$$

Donde:

$$Cp_{BLENDER} = \text{Concentración de mezcla en el Blender [PPA]}$$

$$Cp_{ETAPA} = \text{Concentración de cada etapa según diseño. [PPA]}$$

$$FQ = \text{Calidad de Espuma [\%]}$$

Ahora, veamos cómo se ajusta cada uno de estos factores a medida que progresa la fractura.

Calidad de espuma, concentración de apuntalante y/o caudal variable

Para comprender mejor todo el proceso, es necesario realizar antes un análisis del sistema, para poder así entender dónde ajustar y por qué.

El Coeficiente Volumétrico (βN_2) depende de tres factores: Presión, Temperatura y Coeficiente Z [Ec.000]. Este último también depende de la Presión y la Temperatura del sistema. Ahora, ¿cuál es el factor más importante? Durante el bombeo, la Temperatura casi no varía a lo largo del sistema desde la bomba hasta la formación, pero la Presión sí lo hace. En efecto, las presiones de cabezal, fondo del pozo y fractura (Formación) no son iguales. Luego, si el caudal de inyección de Nitrógeno gaseoso es constante, la calidad de Espuma varía a lo largo del sistema, con lo que varían también el caudal total de la espuma y la concentración de apuntalante de acuerdo a las ecuaciones 001 y 002.

Para que esto sea más ilustrativo, veamos un ejemplo. Supongamos que estamos bombeando a un caudal líquido total constante de 6 bpm y a 340 m³/min de Nitrógeno con

una temperatura de 120 °F. El caudal y calidad de Espuma de diseño de la fractura es 20 bpm de espuma y 70% respectivamente.

Colchón (Fluido bifásico)

Los valores que se ven durante el tratamiento están resaltados. Los demás están calculados utilizando las ecuaciones arriba mostradas.

Como se ve, existe una variación a lo largo de la sarta de trabajo hasta el interior de la fractura en la calidad de Espuma que podría alcanzar un valor del 10% de la calidad inicial. Esto hace que el caudal total de la espuma varíe a lo largo del mismo camino en un porcentaje cercano al 20%; luego es importante controlar la calidad con que se llega al fondo.

Debemos recordar que los diseños de las cédulas de fractura se refieren a la fractura en condiciones de fondo, es decir, dentro de la fractura, y esos son los valores que se deben respetar. Es por ello que el diseñador, para compensar todas estas variaciones, debe –en lo posible– mantener un 75% de calidad de Espuma en toda la celda, para no caer en valores de calidad muy bajos en algún punto del sistema que ponga en riesgo la continuidad del tratamiento.

Etapas de Apuntalante (Fluido trifásico)

Ahora, con el mismo ejemplo hemos ingresado a una de las etapas de arena que nos exige colocar una concentración de arena en formación de 2.5 PPA. De acuerdo a diseño, a una calidad del 70%, aplicando la Ec.002, se debería mezclar a 8.33 PPA en el Blender.

Al analizar esta tabla, vemos que la calidad de Espuma y el Caudal varían en un rango similar al caso anterior. Observamos también que el agregado de arena influye notablemente en el caudal total de la Espuma dentro de la fractura. En efecto, mientras que el caudal líquido sucio (bifásico gel/arena) se ha mantenido constante, al igual que el caudal de Nitrógeno, la variación de la presión hace que el coeficiente volumétrico (βN_2) aumente y, por lo tanto, el caudal equivalente de Nitrógeno en el fondo es menor.

Además, podemos ver que la calidad de Espuma en la fractura ha aumentado por encima del 70%, llegando al 74%. Esto hace que la concentración de arena dentro de la fractura –donde realmente importa–, sea menor, obteniéndose por ende una conductividad final menor que la diseñada.

Valor de las presiones al final del Colchón	WHP [psi]	BHP [psi]	PFRAC [psi]
	3300	2815	2523
Caudal Limpio (bpm)	6.0	6.0	6.0
Caudal Sucio (bpm)	6.0	6.0	6.0
Cp BLENDER [PPA]	0	0	0
Caudal Líquido Total [bpm]	6.0	6.0	6.0
Caudal de Nitrógeno [m ³ /min]	340	340	340
Factor volumétrico [SCF/bbl]	1040	903	816
Caudal de gas efectivo [bpm]	11.54	13.30	14.71
Caudal Total de Espuma [bpm]	17.54	19.30	20.71
Calidad de Espuma [%]	65.79	68.91	71.03
Variación de Caudal [%]	0.0	10.03	18.07
Variación de Concentración [%]	0.0	0.0	0.0
Variación de Calidad [%]	0.0	4.74	7.96

Valor de las presiones al final de la Etapa de 2.5 PPA	WHP [psi]	BHP [psi]	PFRAC [psi]
	4167	3943	3023
Caudal Limpio (bpm)	4.36	4.36	4.36
Caudal Sucio (bpm)	6.0	6.0	6.0
Concentración de Arena [PPA]	2.59	2.53	2.15
Caudal Líquido Total [bpm]	6.0	6.0	6.0
Caudal de Nitrógeno [m³/min]	340	340	340
Factor volumétrico [SCF/bbl]	1248	1203	959
Caudal de gas efectivo [bpm]	9.62	9.98	12.52
Caudal Total de Espuma [bpm]	15.62	15.98	18.52
Calidad de Espuma [%]	68.82	69.59	74.12
Variación de Caudal [%]	0.0	10.03	18.07
Variación de Concentración [%]	0.0	-2.31	-16.98
Variación de Calidad [%]	0.0	1.11	7.90



ZOXI

REVESTIMIENTOS ANTICORROSIVOS

Z-FBE ZAP-10	Revestimiento Epoxi de alta temperatura
ZPE-80 Z-PP Zi-Liner	Liner y encamisado de Polietileno y Polipropileno
Z-FVP Z-FVC	Recubrimientos reforzados con Fibra de Vidrio
Z-TK	Recubrimientos protectores de tanques y recipientes
ZK-32	Centralizadores inyectados en varillas y tubings
Zi-Sella	Masilla para sellado de acoples de unión
Z-SIC	Señalización Industrial e Imagen Corporativa

NEUQUEN || Tel: (0299) 445 7000
COMODORO RIVADAVIA || Tel: (0297) 406 0004
MENDOZA || Tel: (0299) 154 617 062

Sistema de Gestión de Calidad
Certificado desde Enero del 2002



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

Hay tres formas de corregirlo:

- a. Aumentar el caudal sucio.
- b. Aumentar la concentración de apuntalante del blender.
- c. Disminuir el caudal de Nitrógeno.

Estos tres puntos llevan a otros problemas operacionales, que tienen que ver con la disponibilidad de equipo adecuado, tal como veremos en el próximo punto.

El más sencillo es aumentar el caudal sucio, ya que al aumentar la cantidad de líquido, disminuye la calidad de Espuma y compensa la pérdida de caudal por agregado de arena. Lamentablemente, esto requiere de cierto tipo de bombas que no siempre están disponibles. Otra forma sencilla, pero con limitaciones, es corregir la concentración del blender. Esto es posible siempre y cuando la densidad de mezcla no sea muy alta (superior a 15 PPA), ya que podría afectar a la bomba de fractura. La menos recomendable, pero la más fácil de utilizar por su flexibilidad, es disminuir el caudal de Nitrógeno, pero también afectaría el caudal total, disminuyéndolo apreciablemente. Recuerdese que la calidad de Espuma se mide en referencia al líquido disponible, y no al sólido que ha ocupado parte del volumen bombeado.

Equipo disponible

El equipo para utilizar en este tipo de bombeos requiere de ciertas características especiales, de las cuales la más necesaria es la flexibilidad y facilidad de manejo.

Bombas

De acuerdo a lo visto en el punto anterior, para mantener la operación bajo control, y dentro de los parámetros de diseño, es necesario ir ajustando las condiciones de bombeo durante el trabajo. Actualmente, se han puesto en boga las bombas de fracturas grandes, capaces de bombear a altos caudales bajo condiciones de alta presión. Lamentablemente, este tipo de bombas carece de la flexibilidad de una bomba pequeña, ya que les es imposible -debido a condiciones operativas y de diseño del conjunto mecánico- variar su caudal en +/- 0.5 bpm. En el ejemplo anterior hemos visto que, bajo las condiciones del ejemplo (que fue tomado de un caso real), el caudal dentro de la fractura era de 18.5 bpm, cuando debería ser de 20 bpm. A una calidad de Espuma del 70%, el caudal de bombeo líquido debería aumentarse en 0.45 bpm para poder compensar este efecto. Al mismo tiempo, la calidad de Espuma bajaría a 70% y la concentración aumentaría a 2.50 PPA de acuerdo al diseño.

Luego, es necesario contar con una bomba pequeña, adecuada a las condiciones de trabajo, que será la encargada de realizar esos ajustes de gasto líquido necesarios durante la operación.

Con respecto a la medición de la concentración de apuntalante, esta debe hacerse en el blender y en la línea de tratamiento antes del punto de unión con la línea de Nitrógeno. No se recomienda tomar la concentración una vez que se generó la Espuma, pues resultaría en lecturas inestables y totalmente erróneas.

Líneas de alimentación desde el blender hasta las bombas:

Normalmente, el caudal sucio no es muy elevado, pudiendo variar entre 5 a 9 bpm, dependiendo del diseño de

la fractura, repartiéndose dicho caudal entre un mínimo de dos (2) bombas por seguridad operativa.

Si a ello le agregamos que en una buena porción de la fractura se mezcla a alta concentración de arena -mayor a 15 PPA-, entonces el problema de una buena alimentación a las bombas se agudiza. En efecto, supongamos que vamos a un caudal líquido de 6 bpm, luego, cada una de las bombas involucradas recibe la mitad del fluido, es decir, 3 bpm. A una densidad de 15 PPA, el fluido se compone de un 60% de sólidos (arena) y solo un 40% de líquido (gel lineal). A pesar de que el blender lo puede mezclar sin dificultades, el problema se origina en las líneas de alimentación que transportan ese fluido desde el blender hacia las bombas. En efecto, normalmente estas líneas tienen un diámetro de 4 a 6 pulgadas, por lo que la velocidad de transferencia -a los caudales involucrados- es demasiado baja, provocando que los sólidos se separen y decanten. Esto origina taponamientos y excesiva carga de fricción en estas líneas que resultan en el "arenamiento" de la bomba o la falta de fluido de alimentación suficiente como para mantener la bomba en funcionamiento normal.

Esto se soluciona haciendo que estas líneas sean lo más cortas posibles y disminuyendo el diámetro de las mismas, de tal manera de minimizar las fricciones y aumentar la velocidad para evitar la decantación de los sólidos transportados.

Equipo adecuado de bombeo de Nitrógeno

Normalmente, el equipo de bombeo de Nitrógeno suele ser lo suficientemente flexible como para soportar cambios de caudal. No obstante ello, es necesario balancear el gasto de gas de tal manera que pueda recuperarse el caudal rápidamente en caso de falla de alguna unidad. Para los caudales involucrados en estas operaciones, lo ideal es tener de 3 a 4 bombas trabajando al mismo tiempo.

La línea de bombeo de Nitrógeno debe ser inspeccionada cuidadosamente y su tendido y armado sujeto a los estándares de seguridad vigentes. Recordemos que se bombea un gas a alta presión y caudal, por lo que cualquier pequeña obstrucción es esa línea podría originar una rotura con consecuencias catastróficas. Algunas compañías de servicio suelen estaquear dichas líneas para evitar que, en caso de accidente, estas se muevan sin control por la locación.

Es conveniente tener un buen caudalímetro apto para el bombeo de Nitrógeno, como el tipo Venturi. El control de este caudal es crítico para asegurar el éxito de la operación.

Fluidos

Normalmente, las Espumas se generan utilizando como base un gel lineal. Solamente en caso de fluidos energiza-

Viscosidades de sistemas lineales

Viscosidad (170 seg ⁻¹ y 24°C)	HPG / PSG [lb/1000 gal]	Solución en Diesel 50:50 [gal/1000 gal]
16 -20	20	4.1
24 - 28	25	5.2
33 -37	30	6.2
45 - 50	35	7.3
57 - 63	40	8.3
72 - 79	45	9.4
87 - 96	50	10.4
106 - 115	55	11.4
126 - 135	60	12.5

dos, o cuando la calidad de Espuma es menor al 70% en el diseño, se recomienda reticular el gel base.

Ahora, si bien la espuma tiene una excelente capacidad de transporte, el fluido lineal se bombea originalmente sin Nitrógeno y, por lo tanto, debe ser capaz de acarrear por un tiempo y una distancia mínima –entre el blender y las bombas-, altas concentraciones de apuntalante.

Existen dos mecanismos que se utilizan para lograrlo:

- a. La generación de un flujo turbulento en las líneas de alimentación
- b. Mezclar un gel lineal suficientemente viscoso como para poder suspender el apuntalante el tiempo suficiente como para que llegue al punto de ingreso del Nitrógeno.

Del primer mecanismo ya nos hemos referido anteriormente; por lo tanto, daremos algunas recomendaciones para el segundo punto.

Generalmente, cuando hablamos de estos trabajos, los mismos se realizan con un volumen limitado de gel, normalmente unos 500 bbls. Este volumen puede ser mezclado en un solo tanque, adonde tendría el suficiente tiempo de residencia como para alcanzar una hidratación casi completa antes de ser bombeado al pozo.

La viscosidad del gel lineal –ya sea mezclado con HPG o PSG- en condiciones de bombeo debe estar en un rango entre 30 y 90 cPo, dependiendo de la temperatura del pozo. Rangos bajos para pozos fríos, someros; rangos altos para pozos más calientes, profundos. Esto corresponde a una carga de gel entre 20 y 80 lb/1000 gal. La tabla adjunta da una idea de la concentración de gel necesaria para alcanzar una determinada viscosidad. La misma debe ser medida en la entrada del blender.

En la mayoría de los casos, en este tipo de trabajo los taponamientos por falta de capacidad de transporte se producen en las líneas de alimentación de las bombas y no en la sarta de trabajo, salvo que haya un serio problema en el bombeo de Nitrógeno y la calidad de Espuma caiga por debajo del 55%.

El espumante utilizado debe ser ensayado en el laboratorio y no debe interferir con otros aditivos que se pudiesen agregar al gel. Además, debe ser compatible con las condiciones de mojabilidad de la roca a fracturar.

Recuérdese también que todos los aditivos que se agregan al gel lo hacen en concentraciones referidas al líquido limpio; por lo tanto, el caudal de los mismos suele reducirse hasta niveles en donde las bombas de aditivos ya no son eficientes. Tenga cuidado con este detalle cuando planifique una operación. La solución es bombear los aditivos diluidos en agua o diesel. En efecto, una dilución de 1:1, permitirá a la bomba de aditivos aumentar su caudal al doble para una cierta concentración determinada.

Cambios durante la operación

Si las operaciones son cortas, es decir, menores a 30 minutos, realizar cualquier cambio operativo posiblemente no sea efectivo, ya que para que surtan efecto requiere un cierto tiempo.

En cambio, cuando las operaciones son largas, involucrando bombeos mayores a 120 minutos, las etapas suelen extenderse apreciablemente en el tiempo. Es justamente por ello que se recomienda realizar cambios lentos, solo de



una variable por tiempo. Esto es para evitar confusiones y saltos operativos demasiado bruscos que pudiesen repercutir en el éxito operativo del tratamiento.

Por ejemplo, cuando deba cambiar la concentración del apuntalante y el caudal de Nitrógeno, cambie primero la concentración y, luego de estabilizar la presión, cambie el caudal de Nitrógeno.

Desplazamiento

En tratamientos realizados con espumas o fluidos energizados se recomienda desplazar con Fluido Energizado o Nitrógeno solamente. En este último caso, se debe fluir el pozo inmediatamente después de terminada la operación para evitar que la expansión del gas por efecto del calentamiento sobredesplace el tratamiento.

Normalmente, por razones operativas, se suele desplazar con fluido Energizado, es decir, con calidad de Espuma menor al 52%. Usualmente, esto se consigue casi automáticamente, ya que al cortar la arena y ser reemplazado este volumen por líquido, manteniendo constante el gasto del gas, la calidad suele bajar a valores menores al 50%.

También se debe cambiar la presión y la temperatura de referencia. La presión de referencia es el promedio entre la de superficie y la de fondo en el momento de terminar la arena. La temperatura es el promedio entre la de superficie y la de fondo, ya que este fluido no va a ingresar a la formación.

Esto es importante, ya que el tiempo necesario para el desplazamiento de un pozo somero suele ser muy corto –menor a dos minutos-, lo que operativamente dificulta estabilizar cualquier cambio de caudal, especialmente del Nitrógeno. Lo más práctico es mantener el caudal de Nitrógeno constante y calcular cuál es el caudal líquido necesario para llegar al 50% de calidad de espuma. Luego, al completar el desplazamiento, se paran ambos sistemas al mismo tiempo.

Caudales de retorno para fluidos energizados

Tubing/Casing [pulg]	Caudal mínimo [bbl/hora]	Anulares [pulg]	Gasto mínimo [bbl/hora]
2 1/8	15	2 3/8 x 4 1/2	17.5
2 3/8	20	2 3/8 x 5 1/2	25
2 7/8	25	2 7/8 x 5 1/2	20
3 1/2	30	2 7/8 x 7	30
4 1/2	40		
5 1/2	50		
7	65		

Resultados de las fracturas realizadas

Pozo Espesor Punzado [m]	Operación			Apuntalante		Análisis				
	Δ Frac [psi/pie]	Q_{total} [bpm]	FQ [%]	Cp [PPA]	Vol. [klbs]	XF [m]	WF [plg]	HF [m]	CF [mD*pie]	F _{cd}
Aragón-93 (45 m)	0.720	17.2	75.9	2.57	43.8	97	0.126	16	3537	12
Aragón-159 (28 m)	0.621	11.5	73.7	2.26	17.0	40	0.102	37	3203	20
Camaitlan-1A (20 m)	0.806	19.4	69.0	2.09	28.2	60	0.091	23	2860	29
Coyotes-425D (30 m)	0.652	17.2	73.7	2.67	80.1	117	0.123	25	3872	26
Postectitla-1ª (35 m)	0.791	20.7	73.1	2.49	41.1	54	0.117	29	2209	14
Soledad N-31 (35 m)	0.693	18.8	74.4	2.43	52.9	159	0.099	15	2712	21
Soledad N-72 (32 m)	0.593	19.7	74.6	1.67	18.3	103	0.072	8	2279	24
Soledad N-94 (18 m)	0.662	18.1	72.2	2.54	46.4	106	0.122	16	3836	12
Soledad N-96 (28 m)	0.720	18.9	74.2	2.33	51.8	80	0.107	27	3365	26
Sol.Nte-115 (17 m)	0.621	18.9	73.3	2.17	53.4	105	0.108	21	2427	20
Sol.Nte-162 (25 m)	0.767	17.9	71.5	1.85	23.3	65	0.094	17	3068	12
Sol. Nte-186 (12 m)	0.829	18.2	68.4	2.63	64.7	141	0.128	16	3238	14
Sol. Nte-188 (26 m)	0.631	20.6	72.9	2.05	35.6	58	0.114	24	2315	18

Limpieza (Flow-back) del pozo

Los operadores normalmente preguntan por un procedimiento para fluir el pozo luego de una fractura con espuma.

Si se lo fluye demasiado rápido, la combinación entre el área del apuntalante bombeado, el gas y el líquido presentes va a formar nuevamente una espuma, aun si esta ya está rota.

Si, por el contrario, se lo fluye despacio, se corre el riesgo de que la energía del gas contenido en la fractura se disipe hacia el reservorio, perdiendo el fluido sus características energéticas.

La mayoría de los operadores están más interesados en una recuperación del fluido vertido, antes de que en las propiedades energizantes del gas cuando se segrega y disipa hacia la formación adyacente.

Normalmente, se siguen los siguientes pasos:

- Diseñe el programa de rompedores de tal manera de dejar un daño mínimo a la fractura. El gel debe romper en el tiempo más corto compatible con la operación.
- Fluya el pozo inmediatamente después de terminada la operación, aunque el gel no esté totalmente degradado.
- Comience con un caudal bajo que le permita recuperar el fluido sin segregar (separar) el Nitrógeno y sin inducir retorno de apuntalante. Recuerde que debido a la baja pérdida por filtrado de la espuma, es muy probable que la fractura no esté completamente cerrada cuando se comience la operación de limpieza.
- Si el gas y el agua se segregan, es posible que se pierdan las características energéticas del fluido y la limpieza sea incompleta.

La tabla incluida da una idea acerca de los caudales de retorno necesarios para evitar la segregación de fluidos. Los mismos son caudales de retorno mínimos, aunque solo deben ser utilizados como una guía y no en forma absoluta.

Comentarios y recomendaciones

Lo expuesto en este reporte técnico trata de sentar un procedimiento operativo para que las operaciones de frac-

tura hidráulica llevadas a cabo con espuma de Nitrógeno sean realizadas conforme al diseño técnico, de manera más precisa y ajustada, con el fin de maximizar la conductividad de fractura resultante.

Los ejemplos expuestos, si bien corresponden a la formación Chicontepec Canal, ubicada principalmente en el Estado de Veracruz (México), pueden aplicarse a cualquier otra formación pasible de ser fracturada con espumas. La metodología aquí presentada es general, pero necesita equipos adecuados para ser correctamente aplicada.

Esta metodología no está exenta de problemas operativos que pudiesen surgir y que inducirían el arenamiento prematuro de la fractura, pero aun así los resultados obtenidos serían adecuados, ya que la misma tiende a priorizar la colocación del apuntalante antes que inyectar Nitrógeno, obteniéndose una conductividad de fractura maximizada aprovechando la limpieza y reducido daño al empaque que caracterizan a este tipo de fluidos. ■

Bibliografía y referencias

- Petroleum Engineer Handbook, 3ª Edición, Howard B. Bradley – SPE.
- Petroleum Production Systems, M. Economides; D. Hill; C. Ehlig-Economides – Prentice-Hall.
- Engineering Manual – Monograms – Schlumberger Dowell.
- Reservoir Stimulation, 3ª Edición, M. Economides.
- Well Construction Manual, M. Economides, Halliburton Training Services.
- Production Operations: Well Completion and Workovers, T. Allen y A. Roberts.
- Espumas de Fractura (Presentación), A. J. Blanco Ybáñez – AB Energy Advisors SL.

Agradecimientos

Queremos agradecer a los ingenieros Rafael Pérez Cruz y Jorge González Zabala (PEMEX UOPRA), por su cercana colaboración en la confección de este papel técnico.

Digesto de Legislación Ambiental on line

Nuevo Digesto de Legislación Ambiental Argentina del IAPG

- La más completa recopilación, permanentemente actualizada, de todas las normas ambientales a nivel nacional, provincial y municipal aplicables a la actividad industrial. Incluye su interacción con las normas sobre Higiene y Seguridad.
- Todos los artículos de la Constitución Nacional y de las Constituciones Provinciales y de los Códigos Civil y Penal referidos a temas ambientales.
- Leyes y Decretos Nacionales, tratados internacionales, resoluciones, disposiciones, estatutos y convenios de Ministerios, Secretarías y Subsecretarías del Estado y de Direcciones Nacionales.
- Resoluciones y Disposiciones del ente Tripartito de ETOSS, ENHDS, Prefectura Naval Argentina, Administración de Parques Nacionales, CNTA y otros organismos reguladores.

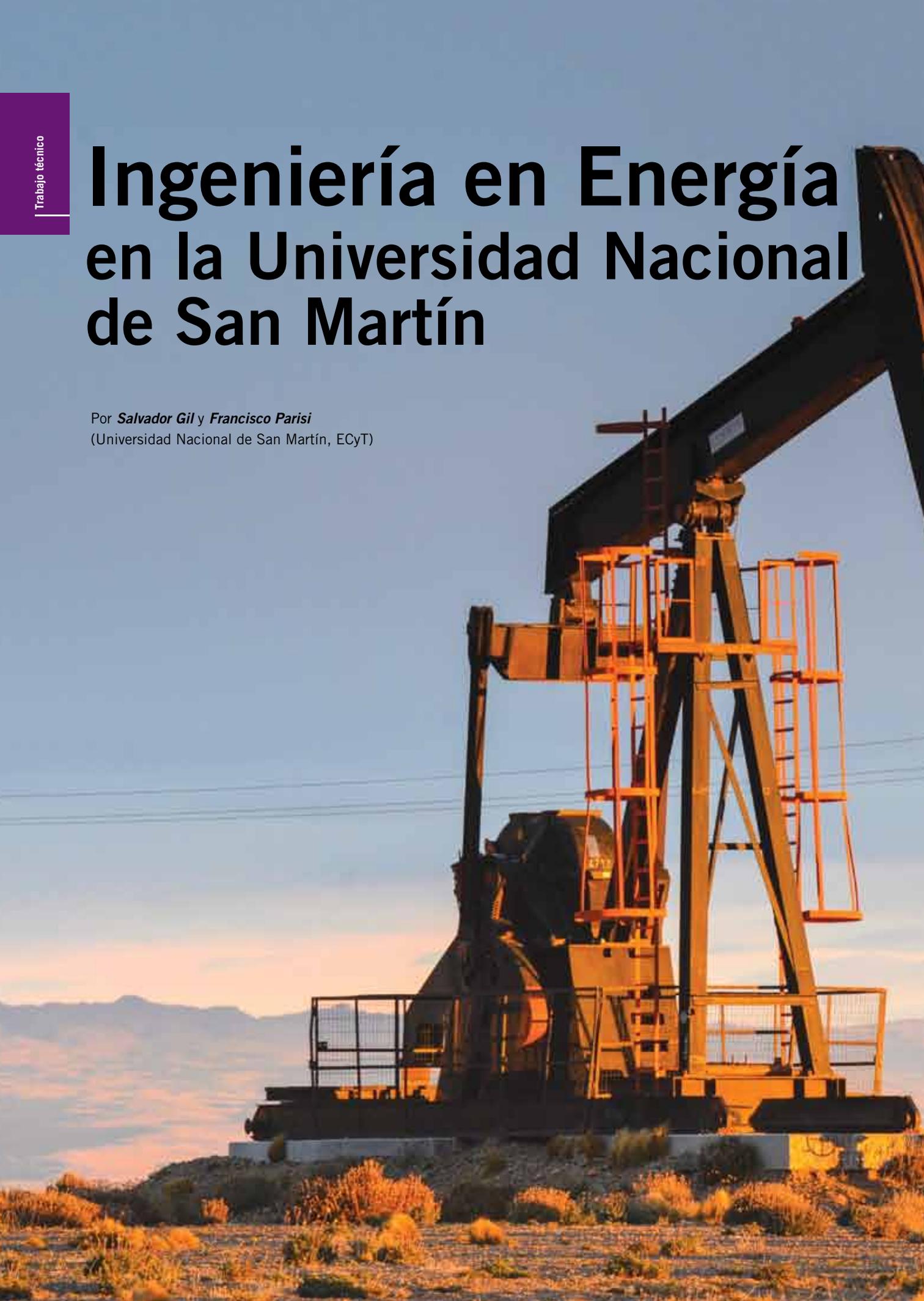
La información se puede consultar por orden cronológico, materia o jurisdicción. El sistema permite búsquedas por tipo y número de norma, temática, palabras claves, etc.

Sistema de favoritos que permite al suscriptor seleccionar su conjunto de normas de uso frecuente.

La recopilación se actualiza **diariamente** con las últimas novedades que se produzcan en las distintas jurisdicciones y por email se **avisa** a los suscriptores de la inclusión de las normas en el Digesto.

Ingeniería en Energía en la Universidad Nacional de San Martín

Por *Salvador Gil* y *Francisco Parisi*
(Universidad Nacional de San Martín, ECyT)





La Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) ha establecido una nueva carrera para la formación integral de recursos humanos en el área energética, con un acuerdo institucional con el IAPG.

Muchas veces se menciona la problemática energética como “la última frontera” del siglo XXI. Por una parte, sin energía, el resto de la producción de bienes y servicios no es posible. Por la otra, a diferencia de otros recursos como agua, papel, etcétera, la energía misma no puede reciclarse. Se espera que el consumo de energía en el mundo se incremente en cerca del 50% en los próximos 25 años. Estudios preliminares indican, que si no se modifican las pautas de consumo, en Argentina se duplicará durante este período. Esta situación nos confronta con varios desafíos. Nuestras reservas de combustibles fósiles convencionales han estado disminuyendo y los precios internacionales y abastecimiento de fuentes externas es altamente costoso e imprevisible. Por un lado, el gas y el petróleo no convencional abren nuevas expectativas y nuevos desafíos. Por el otro, hay evidencias cada vez más claras de que el calentamiento global que está experimentando la Tierra tiene causas antropogénicas. Asimismo, la necesidad de crecer económicamente, e incluir a vastos sectores sociales de menores recursos, es una necesidad insoslayable. Claramente, para enfrentar los desafíos de este nuevo siglo, necesitamos preparar profesionales con una formación sólida y multidisciplinaria, capaces de abordar problemas complejos de un desarrollo sostenible. Para ello, es necesario no solo disponer de una sólida formación en las ciencias, la economía, la tecnología moderna, sino también de sensibilidad social, apertura mental y mucha imaginación.

La Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) ha desarrollado una propuesta integral de formación de recursos humanos en el área de Energía. Esta carrera está ubicada en la Escuela de Ciencia y Tecnología de la UNSAM, pero dada la transversalidad de la temática involucrada se hace necesaria la participación de otras unidades académicas de la UNSAM, como lo son la Escuela de Economía y Negocios, y el Instituto de Investigación e Ingeniería Ambiental, como así también de instituciones afines con las que se tienen convenios de cooperación, en particular CNEA, INTI y ENARGAS. Asimismo, buscamos sumar a distin-

tos actores de la industria del gas y del petróleo, con los que deseamos tener una interacción fuerte y fluida. En ese sentido, el acuerdo institucional celebrado con el IAPG constituye un comienzo de la vinculación que procuramos con la industria de la energía. Creemos que esta interacción contribuirá a formar los profesionales que la industria energética requerirá en los próximos años.

Introducción

Existe una creciente necesidad, tanto local como mundial, de disponer de recursos humanos capaces de diseñar, gestionar y operar sistemas de producción, transporte, distribución y uso de energía, que sean sostenibles en el tiempo.¹ Un desarrollo sostenible es el que busca satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras a satisfacer sus propias necesidades, e involucra los aspectos económicos, sociales y medioambientales. Varios países de Europa^{2,3}, Norteamérica^{4,5} ofrecen varios programas educativos en estas áreas, con objetivos similares a los nuestros.

El perfil del profesional que visualizamos en nuestro programa de ingeniería en energía, es un egresado con una visión abarcativa de las implicancias tecnológicas, sociales, económicas y medioambientales de la producción, transporte, distribución y uso de la energía, capaz de responder a los complejos desafíos que la industria de la energía deberá afrontar en un futuro cercano. Visualizamos un profesional capaz de lograr un uso eficiente e innovativo de los recursos energéticos convencionales, minimizando sus externalidades; es decir, los efectos que afectan a terceros que no participan directamente en la transacción; como así también la capacidad de proveer soluciones energéticas haciendo uso de fuentes no convencionales cuando las necesidades así lo requieran.

Procuramos que nuestros estudiantes puedan generar soluciones innovativas, limpias y eficientes, usando todas las fuentes energéticas disponibles. Asimismo, buscamos que nuestros graduados puedan diseñar sistemas que hagan un uso cada vez más eficiente de los recursos energéticos disponibles, sean capaces de desarrollar nuevas fuentes y mejores sis-

temas de uso de la energía. También visualizamos un graduado capaz de trabajar en equipos multidisciplinarios y realizar aportes innovativos en el desarrollo de sistemas energéticos sostenibles. Conscientes de la complejidad de la problemática energética, buscamos una formación académica amplia y rigurosa, con capacidad de responder a los complejos desafíos de la industria de la energía.

El objetivo de nuestro programa es brindar a nuestros estudiantes una sólida formación en ciencia, economía y tecnología, combinada con habilidades de gestión de proyectos, marcos regulatorios y valores humanos, aplicados a la producción de bienes y servicios para lograr un desarrollo social armónico y sostenible; incluyendo el contexto social, económico y el medioambiente, de modo de posibilitar que las generaciones futuras puedan tener mejores y mayores posibilidades que nosotros.

Nuestra propuesta

Con el fin de promover el desarrollo sostenible en el ámbito local y regional, basado en la protección, conservación y el manejo de los recursos naturales, la UNSAM ha desarrollado una propuesta integral de formación de recursos humanos en el área de Energía y Medioambiente, tendiente a dar respuestas a lo que se cree son los grandes desafíos que se presentan en la materia hoy en día, y que serán los ejes del desarrollo de las sociedades en el futuro mediato.

La propuesta para la carrera de Ingeniería en Energía está basada en ocho ejes fundamentales:

- Energía y sociedad
- Fuentes de energía convencionales y no convencionales, problemas asociados y nuevas fuentes
- Impacto económico, social y ambiental de la energía
- Uso eficiente de la energía
- Producción, transporte y distribución
- Tecnologías tradicionales y avanzadas
- Marcos regulatorios y gestión de la energía
- Aprendizaje experiencial en contextos laborales reales

El uso eficiente de la energía forma parte ya integral de las políticas ener-

géticas de los países desarrollados, pero se encuentra en estado incipiente en países como el nuestro. El uso eficiente de la energía debe propender a lograr una mejor gestión de la energía y los recursos disponibles para generarla, a la vez que reduce inequidades, evita el deterioro del medio ambiente y mejora la competitividad de las empresas. El concepto de uso eficiente, entendido integralmente, se aplica tanto al uso terminal de la energía “manufacturada” como a la transformación de los recursos naturales existentes en las formas tradicionales de distribución y consumo. Es aquí donde los aspectos medioambientales cobran relevancia y deben ser incluidos dentro del mismo marco conceptual, en igualdad con los factores socioeconómicos. A este marco hay que agregar la investigación y desarrollo articuladas en el área, que incluyan todos estos aspectos del problema (en un contexto interdisciplinario) y que promuevan el desarrollo de fuentes de energía alternativas a los combustibles fósiles (eólica, solar, nuclear, biocombustibles, etcétera), cuyo impacto socioeconómico sea positivo para la actividad humana.

Desde el punto de vista académico, la creación de la nueva carrera de Ingeniería en Energía es consistente con el actual proyecto de la Universidad Nacional de San Martín. Si bien la carrera está ubicada en la Escuela de Ciencia y Tecnología, las actividades y desafíos que plantea recorren transversalmente a varias unidades académicas de la UNSAM, como son la Escuela de Economía y Negocios, el Instituto de Investigación e Ingeniería Ambiental, etcétera. La interrelación y complementación de profesionales provenientes de distintos campos del conocimiento es uno de los desafíos a abordar en la implementación de la carrera y en la generación de graduados, que tendrán como rasgo distintivo una sólida formación en ciencias exactas y naturales, economía, tecnologías básicas y aplicadas relacionadas con la problemática energética, y una amplia formación complementaria en temas de economía, gestión, planificación y cuidado del medioambiente, que contribuirá a brindarle a los futuros egresados el marco global en el que deberán desenvolverse de acuerdo a los desafíos futuros que en la temática enfrentará nuestro país y el mundo.

Esta carrera comparte un Ciclo General de Conocimientos Básicos

Capacitación técnica
profesional para
la industria del
petróleo y del gas

PROGRAMA

ESPECIALIZADO

EN SUPPLY CHAIN

MANAGEMENT



El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas conjuntamente con Aden International Business School han desarrollado este nuevo Programa Especializado de Supply Chain Management. Con innovadores sistemas de transferencias

de conocimiento, este Programa se enfoca en la formación de profesionales y directivos, para que comprendan y planifiquen los procesos logísticos inherentes a la Industria del Petróleo y del Gas, utilizándolos para aumentar la competitividad de la empresa.

Vacantes limitadas. Para más información: cursos@iapg.org.ar

Ciclo	Cuatrimestre	Programa de Ingeniería en Energía (UNSAM)					Horas por semana
Ciclo de Ciencias Básicas	1ro	Introducción al Análisis Matemático	Ciencia, Tecnología y Sociedad	Química general	Introducción a la Informática	24	
	2do	Cálculo I	Álgebra y Geometría Analítica I	Física I	Sistemas de representación gráfica	24	
	3ro	Cálculo II	Álgebra y Geometría Analítica II	Física II	Química Orgánica y Corrosión	24	
	4to	Cálculo Avanzado	Probabilidad y Estadística	Física III	Estática y Resistencia de Materiales	24	
Ciclo de Tecnologías de la Energía	5to	Economía	Métodos Numéricos	Geología y Prospección Petrolera	Electrotecnia y máquinas eléctricas	Energía y Medio Ambiente	24
	6to	Termodinámica y Máquinas Térmicas	Mecánica de Fluidos y Transmisión del calor	Generación Eléctrica	Energías Renovables 1	24	
	7mo	Higiene, seguridad ambiental y laboral	Tecnologías de Gas y Petróleo	Transporte y Distribución de Electricidad	Formulación y Evaluación de Proyectos	Política y gestión energética	24
	8vo	Marcos Regulatorios y Legislación energética	Transporte y Distribución de Combustibles	Planeamiento y Organización de los servicios energéticos	Eficiencia y uso racional de la energía	Energías Renovables 2	24
TÍTULO INTERMEDIO: ANALISTA ENERGÉTICO							
CICLO DE FORMACIÓN PROFESIONAL	9no	Práctica profesional supervisada (PPS) Proyecto Final Integrador (PFI) y/o materias electivas (ME)					25
	10						25
	11						25
TÍTULO: Ingeniero en Energía							

Plan de estudios de la carrera de Ingeniería en Energía de la UNSAM.

con otras ingenierías, de modo de optimizar los recursos existentes. Las actividades de investigación y desarrollo buscan realizar aportes en un área de vacancia en el país.

Aprendizaje experiencial

Existe un creciente consenso de que el proceso de aprendizaje es una actividad que nos acompaña a través de toda la vida.^{6,7} En ese sentido, uno de los aprendizajes más valiosos que podemos contribuir a desarrollar desde nuestras escuelas y universidades, es la capacidad de aprender de forma autónoma, o sea, a desarrollar la habilidad de “*aprender a aprender*”, de modo de permitir que nuestros estudiantes se adapten a una realidad cambiante, no siempre en forma predecible, a lo largo de toda su vida.

La habilidad de “*aprender a aprender*”, implica el uso de todo nuestro intelecto, sentidos y experiencias para construir conocimiento significativo. En este aspecto, el aprendizaje experiencial⁸ ofrece la oportunidad de conectar la teoría y la práctica en contextos laborales reales, los que a veces se conoce como “*hands on learning*”.

Además, permite a los estudiantes desarrollar sus habilidades, construir nuevos conocimientos, mientras realizan aportes útiles a la sociedad, pero al mismo tiempo disponer de un respaldo o contención de las instituciones académicas a las que siempre pueden acudir para lograr un enriquecimiento mutuo. Esta es una modalidad adoptada en muchas universidades de EE.UU. y Europa.⁹

Por otra parte, hay una demanda de parte de las empresas de incorporar recursos humanos con alguna experiencia laboral. Dado lo demandante que en general son los programas académicos de las universidades, muchas veces los estudiantes deben optar por alargar su tiempo de permanencia en la universidad si trabajan, o recibirse sin haber adquirido experiencia laboral. Un objetivo de la modalidad que estamos incorporando en nuestra propuesta educativa es posibilitar que los estudiantes se enriquezcan realizando una experiencia laboral, sin que esto obstaculice su desenvolvimiento académico, sino que, por el contrario, se valore, y esta experiencia laboral sea una parte más de su formación profesional. De este modo, esperamos que tanto los estudiantes, como las em-

presas u organizaciones que demandan recursos humanos en estas áreas, se beneficien mutuamente. Además, esperamos que nuestra universidad también se enriquezca de esta experiencia, ya que los mismos estudiantes que completan su formación fuera de ella, proveen un importante *feedback* que nos permitirá mejorar nuestros programas y modos de preparar mejor a nuestros estudiantes.

Nuestra propuesta educativa contiene un ciclo de formación básica de dos años, donde los estudiantes adquieren una sólida formación en las ciencias básicas: matemática, física, química, informática, economía, entre otras. A este ciclo le siguen dos años de formación en tecnologías relacionadas con la energía. La formación se completa con un ciclo final de tres cuatrimestres, en el que los estudiantes finalizan su formación profesional como pasantes en empresas del área energética, laboratorios de investigación o instituciones relacionadas al área energética. Durante este período, los estudiantes realizan una Práctica Profesional supervisada por profesionales del lugar donde realizan la pasantía, con apoyo de profesores de la UNSAM. Asimismo, durante este

período formativo, pueden realizar materias o cursos electivos relacionados al área de trabajo, que pueden llevarse a cabo en la empresa, la universidad u otra institución con la suficiente solvencia técnica y/o académica. Al finalizar este período, los estudiantes deben completar un proyecto final Integrador o tesina, que resuma su aprendizaje o aporte realizado durante este período de pasantía.

Creemos que cuando los estudiantes se enfrentan al desafío de responder a un amplio abanico de situaciones reales, se consolida un conocimiento significativo, contextualizado, y se desarrolla su capacidad de aplicar lo aprendido.

Entre las habilidades y experiencias que los estudiantes adquieren, se pueden mencionar:

- Aplicar los conceptos aprendidos en la universidad a situaciones laborales reales.
- Adquirir experiencia profesional en un ámbito cercano a la profesión elegida, y afianzar la confianza en sus propias habilidades.
- Conocer las expectativas sociales sobre la carrera elegida.
- Adquirir hábitos de trabajo en contextos reales y desarrollar actitudes profesionales.
- Integrarse a un equipo de trabajo, desarrollar nuevas redes de trabajo.
- Lograr una exposición a los problemas del mundo laboral y las cuestiones del mundo real.

Plan de estudio

El plan de estudio de la carrera de Ingeniería en Energía incluye las siguientes materias, que se cursan en

cuatro años en las instalaciones de la UNSAM. Cada año consta de dos cuatrimestres de clases. Al finalizar el cuarto año, los estudiantes obtienen un título intermedio de Analista Energético. Los estudiantes que completen los tres cuatrimestres siguientes del ciclo de formación profesional, obtienen el título de Ingeniero en Energía.

Conclusiones

Nuestro programa de Ingeniería en Energía abrió su inscripción a los primeros años en el año 2010. Actualmente, hay alrededor de 70 estudiantes en la carrera en distintos grados de avance en los tres primeros años. Nuestra Escuela realizó varios convenios con Instituciones nacionales del sector energético (ENARGAS, INTI, IAPG, CNEA, entre otras), y estamos invitando a otras instituciones públicas y privadas a suscribir convenios que posibiliten que nuestros estudiantes puedan hacer pasantías en esas instituciones, permitiendo y auspiciando que se desarrollen proyectos de desarrollo e investigación en temas de interés mutuo. De igual manera, estamos trabajando asiduamente en lograr incorporar a nuestro plantel de docentes e investigadores, a profesionales de amplia y reconocida trayectoria en la industria en estas áreas.

Agradecimientos

Muchos profesionales de la industria y docentes de nuestra universidad colaboraron en el desarrollo de la presente propuesta educativa; en particular, deseamos agradecer a los Ings. Víc-

tor Casalotti y Carlos Casares del IAPG, y al Ing. Hugo Carraza por sus valiosas sugerencias y el apoyo brindado. ■

Bibliografía

- 1 Informe de la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (Comisión Brundtland): Nuestro Futuro Común ONU (11/12/1987) <http://www.un.org/spanish/esa/sustdev/agenda21/agreed.htm>
- 2 Grado en Ingeniería de la Energía por la Un. de Sevilla y la Un. de Málaga http://www.us.es/estudios/grados/plan_221
- 3 University of Leeds, UK, <http://www.engineering.leeds.ac.uk/chemical/undergraduate/degree-chemical-energy-engineering/>
- 4 Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, Department of Energy USA, Colleges and Universities. <http://energy.gov/eere/education/colleges-and-universities>
- 5 Universidad de Medellín, Colombia, Ingeniería en Energía <http://www.udem.edu.co/index.php/2012-10-12-13-19-26/ingenieria-en-energia>
- 6 Comisión europea, "Twelve years after: a call for a renewed Memorandum on Lifelong Learning", <http://www.eucis-III.eu/eucis-III/wp-content/uploads/2012/03/A-call-for-a-renewed-Memorandum-on-Lifelong-Learning-EU-CIS-LLL1.pdf>, Bruselas, 2012.
- 7 From Wikipedia, the free encyclopedia, "Teaching and Learning" 2014.
- 8 M. Romero Ariza, "El aprendizaje experiencial y las nuevas demandas formativas" Revista de Antropología Experimental, vol. 10, n° 8, pp. 89-102, 2010.
- 9 UNESCO, http://www.unesco.org/education/tlsf/mods/theme_d/mod20.html, Experiential Learning, 2014.

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

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

5 años en argentina

ENERGY ENVIRONMENT ECONOMY

WÄRTSILÄ

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

Integración de litigios limítrofes entre provincias. Contribuciones para la delimitación de áreas de exploración y explotación de hidrocarburos

Por *Sylvia Colonna (Petrobras)* y *Gabriel Álvarez (YPF)*



Al día de hoy, aún perdura una cantidad importante de conflictos limítrofes entre provincias, sin vistas de resolverse. Muchos vértices o lados que delimitan los permisos y concesiones del negocio de los hidrocarburos se apoyan en esos límites interprovinciales conflictivos. Por esta razón, previamente a definir un área, es indispensable recopilar documentación sobre los reclamos provinciales, como así también verificar si los límites están validados por la autoridad que controla y emite la cartografía oficial del país (el IGN).

En este trabajo, se informa acerca de la situación actual de los límites interprovinciales que se han tomado como referencia para el demarcado de algunas áreas, y se sugieren alternativas para la definición de nuevas áreas.

Este trabajo ha sido galardonado con una Mención Especial del V Simposio de Geotécnica en el IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mendoza, 2014).

Un límite político territorial podría definirse como una línea imaginaria establecida por dos o más partes (países, provincias, departamentos, barrios, etcétera), con el fin de definir dónde comienza y dónde termina cada territorio. Estas líneas pueden basarse en accidentes geográficos, como un río, una cadena montañosa, una costa. También, pueden usarse paralelos y meridianos como referencia, o la unión de puntos determinados elegidos a través de acuerdos.

Para que las líneas demarcatorias de límites interprovinciales tengan validez deben ser aprobadas por el Congreso de la Nación Argentina.

Nos centraremos en algunos casos puntuales, donde a la fecha existen cuestiones pendientes en la definición de los límites, a saber: entre las provincias de Río Negro y Neuquén; las de Mendoza y La Pampa; las de Salta y Formosa; y las de Chubut y Río Negro.

En cuanto a la incidencia que un límite interprovincial en litigio tiene sobre las actividades exploratorias y de desarrollo de hidrocarburos, se

pueden mencionar los siguientes ejemplos pasibles de introducir discrepancias:

- La delimitación de áreas (permisos de Exploración y lotes de concesión de Explotación).
- La definición de un proyecto sísmico.
- La localización de un pozo propuesto.
- Las estadísticas de producción por provincia.
- El pago de regalías.

Definiciones

Tipos de límites

Desde el punto de vista geográfico, un límite es una línea convencional que separa territorios, provincias, estados, países, municipios, etcétera.

Se los clasifica en:

1. Límites naturales: los que se apoyan en accidentes geográficos naturales. Estos pueden tratarse de:
 - Divisoria de aguas (se aplica para trazados de límites internacionales por cadenas montañosas).



- Línea de altas cumbres (es la segunda instancia cuando no se puede determinar correctamente la divisoria de aguas).
 - Línea de vaguada (es la línea que une los puntos de máxima profundidad de un cauce fluvial, y en general se la considera para establecer límites que siguen el curso de un río).
 - Línea media (cuando no es posible determinar la línea de vaguada o cuando así se pacta, se establece el límite por los puntos medios del curso fluvial).
 - Línea de ribera (se presenta en algunos casos excepcionales, cuando el curso fluvial queda para una de las partes en su totalidad).
2. Límites geométricos: se toman puntos materializados en el terreno (hitos, en el caso de que se trate de límites internacionales; o mojones si la divisoria es entre provincias), y se los une con líneas rectas.
- Ejemplo: línea oblicua que delimita un sector de las provincias de Chaco y de Salta.
3. Límites geodésicos: la referencia para la delimitación son los paralelos y los meridianos, que deben amojonarse para su correcta identificación, además de determinarse sobre una superficie de referencia conocida y aceptada por ambas partes.
- Ejemplo: paralelo de 42º sur que delimita las provincias de Río Negro y de Chubut.

Otro tipo de límite a considerar

para establecer jurisdicciones son las Líneas de base. Se establecen uniendo puntos, como accidentes geográficos, a lo largo de la costa y, a partir de ella, se determinan el Mar Territorial (12 millas marinas), la Zona Contigua (24 millas marinas), la Zona Económica Exclusiva (200 millas marinas) y la Plataforma Continental. Las aguas que se encuentran encerradas por las líneas de base se denominan “aguas interiores”.

Los 404 puntos que definen las líneas de base a lo largo de la costa de Argentina están descriptas por la Ley 23.968 (promulgada el 14 de agosto de 1991 y en plena vigencia), conocida como Ley del Mar Territorial Argentino.

Las líneas de base pueden ser:

- Normales: líneas de bajamar a lo largo de la costa, marcadas en las cartas náuticas oficiales. Fueron reconocidas por la Convención sobre Mar Territorial de 1958, y por la Convención de Derecho del Mar de 1982.
- Rectas: líneas que unen accidentes geográficos notables e islas o islotes próximos al territorio continental. Se las aplica en el caso de costas muy irregulares, o zonas de deltas. Estas líneas no siguen estrictamente la línea de costa sino su dirección general.

Tipos de normas jurídicas

- Ley: norma jurídica dictada por el Poder Legislativo (cámaras de

senadores y de diputados de un congreso o parlamento), en la que se ordena o prohíbe alguna cosa en consonancia con el Poder Judicial. Incumplir con una ley tiene una sanción como consecuencia.

- Decreto-ley: norma con rango de ley emanada del Poder Ejecutivo sin intervención ni autorización previa del Congreso.
- Decreto: clase de acto administrativo proveniente del Poder Ejecutivo que, por lo general, posee un contenido normativo reglamentario. Es decir que, al ser la reglamentación de una ley, su rango es jerárquicamente inferior a esta.
- Resolución: orden dictada por el jefe de un servicio público, que tiene carácter general, obligatorio y permanente, y se refiere al ámbito de competencia del servicio. Las resoluciones se dictan para cumplir las funciones que la ley encomienda a cada servicio público.

Durante los gobiernos de facto se siguieron promulgando leyes, pero como en esos períodos no existía el Congreso Nacional, se convirtieron en Decretos-Leyes, ya que no estaban aprobados por el Congreso pero tenían fuerza de ley, y muchos de ellos continúan actualmente en vigencia.

Antecedentes legales

En 1881 se firmó el tratado de límites entre la Argentina y Chile, que aseguró definitivamente la posesión argentina de los territorios de la Patagonia Oriental, entre ellos Neuquén.

En el año 1884 se promulgó la ley Nº 1.532 de organización de los Territorios Nacionales. En su artículo 1º se describen someramente los límites de nueve (9) gobernaciones, para los efectos de la administración, sin perjuicio de lo que se establezca oportunamente por la ley general de límites.

Según el artículo 4º de la misma ley, cuando esas gobernaciones alcancen una población de sesenta mil habitantes, tendrán derecho a ser declaradas provincias argentinas. Y el artículo 5º indica que será “el Congreso quien demarcará, en cada caso, con

iAPG

www.iapg.org.ar

A AOG

X ARGENTINA OIL&GAS
EXPO 2015

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas



2º CONGRESO
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE
PERFORACIÓN
TERMINACIÓN, REPARACIÓN Y SERVICIO DE POZOS

5 – 8.10.2015

La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

Organiza y Realiza

iAPG

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Comercializa y Realiza: Messe Frankfurt Argentina - Tel.: + 54 11 4514 1400 - e-mail: aog@argentina.messefrankfurt.com



messe frankfurt

arreglo a esta ley, los límites de las nuevas provincias que se formen”.

En el año 1904 (mayo, 19) se publica el Decreto de División Administrativa de los Territorios Nacionales, en el que se ratifica que los límites de los Territorios Nacionales de la República Argentina son los que se especifican en la ley N° 1.532 de 1884 más la de enero de 1900, que agrega el Territorio número diez (X), Los Andes.

También se detalla, para cada territorio, la subdivisión que estos tendrán, estableciendo departamentos y distritos y sus correspondientes autoridades.

En 1907, el entonces presidente de la nación, José Figueroa Alcorta, firma la ley N° 5.217, publicada en el Boletín Oficial el 16 de octubre del mismo año, y que dice: “El límite este de la provincia de Mendoza y oeste de la Pampa Central, establecido por el

ley N° 14.408, llamada Ley de Provincialización de Territorios Nacionales. En su artículo 1° se ratifican límites anteriores y se expresan los que demarcarán los de nuevas provincias (Chubut y Santa Cruz).

En junio de 1967 se crea la Comisión Nacional de Límites Interprovinciales (C.N.L.I.P.), a través de la ley N° 17.424. En la misma, se insta a las provincias que mantengan litigios limítrofes a presentar sus pretensiones. En caso de no haber acuerdo, será la C.N.L.I.P., previa firma del Presidente de la Nación, la que dictamine a favor de las provincias, en función de los documentos presentados por ellas en cada caso. Esta ley está vigente en la actualidad.

La ley N° 18.372, del año 1969, fija el límite occidental de la provincia de Formosa y el oriental de la provincia de Salta. Tiene solamente dos artículos. No especifica el meridiano.

En el año 1999 la provincia de Río Negro, a través de la Legislatura Provincial, emitió el Comunicado N° 88, al que al aprobarse se le dio el número 302/99, en el que presenta un reclamo al Poder Ejecutivo Nacional y su Ministerio del Interior, para que la autoridad nacional de publicaciones cartográficas (hoy IGN) se “abstenga de extender mapas oficializados de las zonas limítrofes controvertidas”. Basa su pedido en que es a través del Congreso Nacional que se regulan los límites interprovinciales y no mediante una ley promulgada durante un gobierno de facto (como fue la ley N° 18.501, gobierno de Onganía, en 1969). Ver apartado sobre vigencia de las leyes.

Es importante mencionar que ninguna de estas leyes, decretos, comunicados, etcétera -excepto en las que se aclara que sí- cuenta con anexos cartográficos que faciliten su interpretación.



artículo 1°, inciso 1 de la ley número 1.532, será en adelante la línea quebrada establecida en el terreno por las comisiones que determinaron ese límite en el año 1881”. La ley N° 5.217 aún está vigente, según se afirma en el sitio oficial <http://www.infojus.gov.ar/>, de la Presidencia de la Nación.

La ley N° 14.037, sancionada en el año 1951, corresponde a la Provincialización de los Territorios del Chaco y de La Pampa. En ella se confirma el límite fijado para los primeros territorios nacionales. No cuenta con apoyo cartográfico.

En el año 1954 se sancionó la Ley Orgánica de los Territorios Nacionales. En su artículo 1° se especifica que los mismos mantendrán provisoriamente sus límites y ciudades capitales.

En 1955 se sancionó la

El 24 de diciembre de 1969 se sanciona y promulga la ley N° 18.501 de Límites Interprovinciales. En el artículo 1° se detalla tramo por tramo el límite entre las provincias de Neuquén y de Río Negro y, en el artículo 2°, se insta a ambas provincias a demarcar los límites definidos en el artículo 1°.

En diciembre de 1969, durante el gobierno de Onganía, se sanciona la ley N° 18.498, en la que parcialmente se dictamina por dónde se trazará un tramo del límite entre las provincias de Mendoza y San Luis. Esta ley no cuenta con anexo cartográfico de apoyo.

La ley N° 22.200, sancionada en el año 1980, fija el límite entre las provincias de Mendoza y San Juan. Como esta ley lleva adjunto un Anexo Cartográfico, se hizo sencillo interpretarla y poder validar los límites allí establecidos.

Situación actual de algunas provincias

Si bien los casos de litigios limítrofes son muchos, en este trabajo se explica la situación actual de los límites entre provincias productoras de hidrocarburos. Por eso, lo hemos focalizado solamente en algunos conflictos, la mayoría de ellos aún no resueltos.

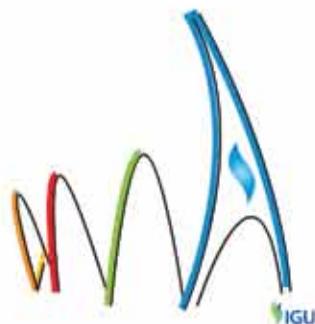
El Instituto Geográfico Nacional es el ente autorizado oficialmente para la publicación de cartas y mapas concernientes a todo el territorio de la República Argentina. Desde este organismo se obtienen los datos oficiales, a la hora de decidir qué cartografía de base utilizar para la generación de mapas de cualquier tipo.

El IGN ha elaborado un Informe Geográfico donde se especifica, una

WGCPARIS2015

WORLD GAS CONFERENCE

"GROWING TOGETHER TOWARDS A FRIENDLY PLANET"



26th World Gas Conference | 1-5 June 2015 | Paris, France

REGISTER AS A DELEGATE AND ACCESS

KNOWLEDGE | IDEAS | GLOBAL MARKETS | KEY DECISION MAKERS



500 DISTINGUISHED
INDUSTRY SPEAKERS



4,000 SENIOR LEVEL
GLOBAL DELEGATES



350+ GLOBAL EXHIBITORS
& THOUSANDS OF VISITORS



THE MEETING PLACE FOR
THE GLOBAL GAS INDUSTRY



TECHNICAL TOURS OF
KEY INDUSTRY SITES



DEDICATED PAVILIONS
INCLUDING THE NATURAL
GAS FOR TRANSPORTATION
VILLAGE



NETWORKING EVENTS
INCLUDING THE WELCOME
GALA EVENING & GOLF
TOURNAMENT



EXPERIENCE THE
ICONIC CITY OF PARIS
AND EXPLORE UNIQUE
SOCIAL TOURS

HOST SPONSORS



PRINCIPAL SPONSORS



GLOBAL SPONSORS



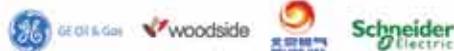
PLATINUM SPONSOR



DIAMOND SPONSOR



GOLD SPONSORS



SILVER SPONSOR



BRONZE SPONSORS



ASSOCIATE SPONSOR



GET INVOLVED TODAY!

REGISTER AS A DELEGATE ONLINE

Visit www.wgc2015.org

TO SPONSOR OR EXHIBIT

Contact +61 407 031 274 or rclark@etf.com.au

STAY UPDATED

www.wgc2015.org

CONNECT WITH US



por una, la situación de cada límite entre provincias.

Según este Informe Geográfico, hay límites que, si bien están publicados en la cartografía de manera gráfica, no están validados por la Institución. En el informe se explican caso por caso los criterios de No Validación y de Graficación para cada provincia.

Los documentos mencionados en los criterios utilizados por el IGN son los descritos en este trabajo como "Antecedentes legales".

A continuación, se describen los casos estudiados para este informe, donde se mencionan los criterios de No Validación y de Graficación del IGN utilizados para cada uno.

Límites de la provincia de Neuquén

El límite de esta provincia con las circundantes se divide en 10 tramos, identificados del 1 al 10. Ninguno de ellos está validado por el IGN.

Tramo 1 (Límite Neuquén-Mendoza)

Desde el límite internacional con Chile hasta la confluencia del arroyo La Parva con el Río Barrancas

La descripción omite indicar "por dónde" pasa el límite desde Chile hasta la confluencia del arroyo La Parva con el Río Barrancas. Si vemos una imagen satelital de la zona, encontraremos que entre el límite internacio-

nal y la confluencia mencionada también hay una laguna (Laguna Negra), desde donde saldría aparentemente el Arroyo La Parva.

Por este motivo, el IGN consideró "insuficiente" la descripción legal del límite y declaró su No Validación.

Como se expuso anteriormente, la línea debe ser marcada de todas maneras, por lo que el criterio que tomó el IGN para hacerlo se basó en la Carta Topográfica 3769-I Barrancas, edición de agosto de 2005, e Información adicional correspondiente al Punto Trigonométrico H I 181 (N° 5), que lo ubica en Mendoza, departamento de Malargüe.

El Tramo 1 no está validado por el IGN.

Tramo 2 (Límite Neuquén-Mendoza)

Desde la confluencia del arroyo La Parva con el río Barrancas, por el río Barrancas, luego por el río Colorado hasta el meridiano límite con la provincia de Río Negro.

Se menciona "el meridiano límite con la provincia de Río Negro" pero no se especifica su valor ni su sistema de referencia. Ese meridiano es el que se conoce como Meridiano X (diez), uno de los conflictos más relevantes que se encuentran entre ambas provincias, y del que se amplía su descripción en un apartado especial de este mismo informe.

Otra vez, el IGN empleó un criterio de No Validación para este tramo, basándose en que la descripción

del mismo es insuficiente (siempre refiriéndose a los antecedentes legales), y carece de cartografía de apoyo. Agrega en su Informe Geográfico que la cartografía emitida por el IGM/IGN a escala 1:250.000 lo grafica alternadamente.

Para su graficación en dicha cartografía, el IGN utilizó el criterio de presumir la línea media de los cursos de los ríos Barrancas y Colorado, valiéndose de la herramienta SIG y mediante imágenes Landsat, según interpretación de los técnicos sobre imágenes satelitales de *Google Earth*. El mismo criterio optó por no considerar en el trazado de esta línea los bancos sedimentarios en ambos cursos de agua.

El Tramo 2 no está validado por el IGN.

Tramo 3 (Límite Neuquén-Río Negro)

Entre el río Colorado y el río Neuquén.

Esa descripción es la única que se indica en este tramo del límite. Nuevamente, hace referencia al Meridiano X, aunque no lo menciona. El Meridiano X se describe en el apartado correspondiente al final de este trabajo.

Este tramo tampoco está validado por el IGN, siendo el criterio de No Validación la indefinición de la longitud exacta del Meridiano X. Tampoco está graficado en la cartografía IGN a escala 1:250.000.

Como de todas maneras hubo que graficar la línea del límite, se consideró el valor de 68° 15' oeste para el Meridiano X, según la cartografía a escala 1:250.000 proporcionada por la Dirección de Catastro de la provincia de Neuquén, en nota del 27 de abril de 1998. El mismo organismo, a través de notas de noviembre de 2005 y enero de 2006, envió información digital con los mismos datos.

El tramo 3 no está validado por el IGN.

Tramo 4 (Límite Neuquén-Río Negro)

Desde el Meridiano X hasta la confluencia del río Neuquén con el río Limay.

Este tramo está descrito en el Decreto-ley N° 18.501/69, enunciando que el límite estaría determinado por la línea media del río Neuquén, según las variaciones naturales de su curso. Como no se acompaña el texto con cartografía alguna, ni se citan antecedentes cartográficos de este tramo, es que el IGN tomó su propio



Foto: Gentileza Delfina Sáez Valiente

criterio para la graficación. Este criterio se basa en imágenes de satélite, a través de un SIG, tomando sobre esta la línea media del río Neuquén pero haciendo caso omiso a los bancos sedimentarios que se encuentren en su curso. Asimismo, en la cartografía IGN a escala 1:250.000, se grafica de manera alternada.

El Tramo 4 no está validado por el IGN.

Desde el Tramo 5 hasta el Tramo 10 (último entre estas dos provincias), los criterios de No Validación y Graficación usados por el IGN son básicamente los mismos.

Tramo 5

Empieza en la Confluencia de los ríos Neuquén y Limay.

Tramo 10

Finaliza en el límite internacional con Chile.

Durante estos seis tramos se recorre la línea media del río Limay, atravesando islas y embalses artificiales (Arroyito, El Chocón, Pichi Picún Leufú, Alicurá). En todos los ejemplos, el IGN menciona que falta información para la identificación de las islas, y en los casos que involucran a los embalses, se indica que estos no estaban contemplados cuando se redactó la ley N° 18.501/69, por lo que no hay legislación sobre los mismos.

En los casos de las islas en medio del río se adoptó, para su graficación, el criterio de prolongar la línea del límite sobre las mismas.

Cuando se trate de embalses artificiales creados a partir de represas, se recurrió a cartografía anterior de cada zona, siguiendo la línea que el río tenía en aquellas épocas.

El problema siempre es la falta de información (en el detalle de la descripción de cada ley y/o decreto) y la falta de cartografía de apoyo.

Los Tramos 5, 6, 7, 8, 9 y 10 no están validados por el IGN.

Límites de la provincia de Mendoza

La provincia de Mendoza limita con otras cinco provincias: Neuquén, Río Negro, La Pampa, San Luis y San Juan.

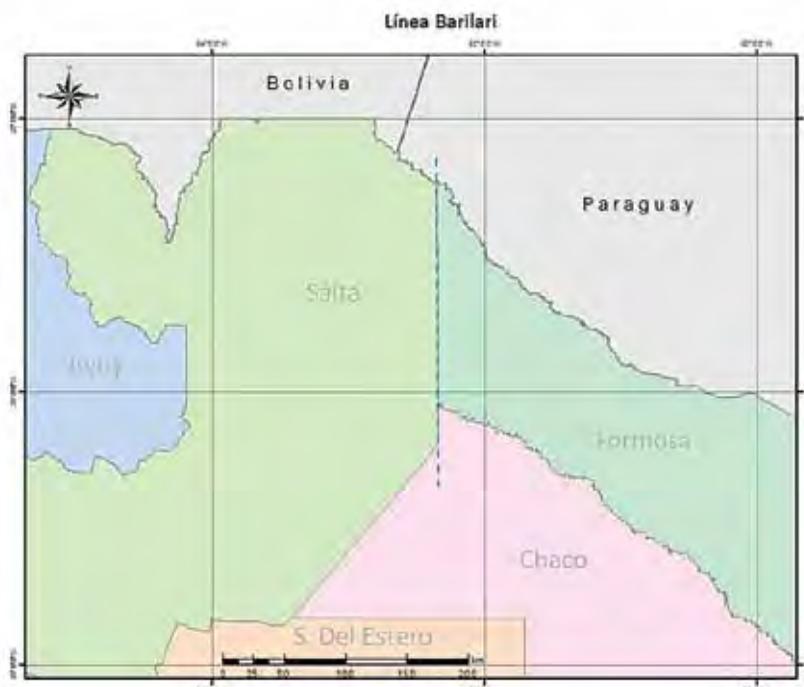


Figura 1. Línea Barilari.

Como en el resto de los casos, los límites están divididos por tramos.

Ya se ha descrito en este informe el límite con la provincia de Neuquén (por los ríos Barrancas y Colorado).

Con la provincia de Río Negro comparte solamente un punto cuadrifinio entre Mendoza, La Pampa, Río Negro y Neuquén.

Con la provincia de San Juan el IGN, en su Informe Geográfico, describe siete tramos de la línea límite. Seis de los mismos están validados y solamente uno no lo está. Esto se debe a que la ley que regula dicho límite es muy específica y cuenta con apoyo cartográfico.

El límite entre Mendoza y San Luis está definido por tres tramos. La ley N° 18.498/69 se ocupa de la definición de una parte de este límite, solamente. El denominado Tramo 1 (desde el punto trifinio con San Juan hasta el punto denominado "Bajada del Toro"), no cuenta con documento legal específico que lo avale.

El Tramo 2 (desde "Bajada del Toro" hasta un punto en la confluencia de los ríos Salado y Tilatirú), no cuenta con cartografía anexa y está en discusión por la imposibilidad de identificar en el terreno lo descrito en la ley.

Por último, el Tramo 3 entre estas dos provincias (entre el punto en la confluencia de los ríos Salado

y Tilatirú hasta el punto trifinio con La Pampa), no está incluido en la ley N° 18.498, por lo que se optó por mantener el trazado sobre el curso actual del río Salado, como se muestra en la versión GIS del IGN en la actualidad.

La quinta provincia limítrofe con Mendoza es la de La Pampa. Si bien sería el límite más fácil de demarcar, ya que lo conforman un paralelo y un meridiano, es quizás uno de los más controversiales, puesto que el meridiano en cuestión es el mismo Meridiano X que se mencionó para el límite entre Neuquén y Río Negro.

En este caso, es la provincia de La Pampa la que reclama que se revea el amojonamiento del mentado meridiano, ya que según presenta en las Memorias de pretensión de territorio, y según indica la ley N° 1.532, esta línea, originalmente mensurada por los ingenieros Otamendi, Cagnoni y Domínguez (año 1881), no es la misma que, por pedido del Gobierno Nacional en 1904, fuera a medir el Ingeniero Norberto Cobos.

En esta diferencia de localización del meridiano se basan los reclamos de La Pampa, ya que aduce que, al estar mal demarcado, la provincia de Mendoza se beneficia con más de 197.600 hectáreas.

A fines del siglo XIX, además de legalizarse la demarcación de Territorios Nacionales, se empezaron a mensurar

tierras para uso particular. Según documentos encontrados, la provincia de Mendoza habría demarcado tierras más allá del original Meridiano X, y lo habría amojonado de esa manera, dando origen a las futuras confusiones limítrofes.

Consultando el Informe Geográfico elaborado por el IGN respecto de este límite, se puede agregar que el mismo ha sido dividido en tres tramos. Basándose en los documentos legales mencionados al principio de este trabajo, y en otros antecedentes (resúmenes de antecedentes de La Pampa-Mendoza y de Neuquén-Río Negro), más cartografía existente del IGM/IGN, además del mapa de la provincia de La Pampa, elaborado por la Dirección General de Catastro en el año 2005 a escala 1:600.000, se establece la validez de los tramos.

Tramo 1 (La Pampa-Mendoza)

Desde el punto trifinio con San Luis hasta punto en -36° de Latitud y $-68,296^\circ$ de Longitud aproximadamente. La ley N° 1.532 de 1884 indica seguir el paralelo de -36° .

Este tramo está validado por el IGN. El criterio que se usó para su graficación fue el de ajustar el trazado al paralelo de 36° de Latitud Sur, más la interpretación de la cartografía provincial y del IGN, así como también la interpretación de imágenes satelitales ESRI y Google Earth.

El Tramo 1 está validado.

Tramo 2 (La Pampa-Mendoza)

Desde un punto en -36° de Latitud y -68.296° de Longitud aproximadamente hasta un punto en -36.173° de Latitud y -68.25° de Longitud aproximadamente. La ley N° 5.217 de 1907 indica seguir una línea quebrada según mediciones realizadas en el año 1881.

Este segundo tramo no ha sido validado por el IGN. El criterio para no hacerlo dice que la descripción del documento legal es insuficiente, y además falta cartografía de apoyo. El tramo denominado “Martillo de la Escondida” tiene diferencias que surgen de la inexactitud de la medición del Meridiano X. En la ley N° 5.217 no se hace referencia a un valor determinado de coordenadas; solamente se refiere a la línea amojonada.

Para la graficación de este tramo del límite se ajustó el trazado a las medicio-

nes mencionadas en dichos documentos, decidiendo tomar el meridiano de $-68^\circ 15'$ de Longitud como origen. También, se interpretó la cartografía provincial, la del IGN y las imágenes satelitales ESRI y Google Earth.

El Tramo 2 no está validado por el IGN.

Tramo 3 (La Pampa-Mendoza)

Desde un punto en -36.173° de Latitud y -68.25° de Longitud aproximadamente hasta el punto cuadrifinio con Río Negro y Neuquén, en el río Colorado.

Otra vez, debido a la indefinición de la longitud exacta del Meridiano X, y por no poseer un anexo cartográfico que lo sustente, el IGN decidió no validar este tramo. Empero, para su graficación se adoptó el criterio de seguir el trazado sobre el meridiano de $-68^\circ 15'$ de Longitud. También, se realizó la interpretación de la cartografía provincial, del IGN y de imágenes satelitales ESRI y Google Earth.

El Tramo 3 no está validado por el IGN.

Límites de las provincias de Salta – Formosa

El límite entre las provincias de Salta y Formosa está demarcado por una sola línea. Esta quedó definida en el artículo 1° de la ley N° 18.372 del año 1969, de la siguiente manera: “El límite occidental de la provincia de Formosa y oriental de la de Salta está constituido por un arco de meridiano que pasa por el mojón colocado por el

Ingeniero Mariano Sixto Barilari en 1908 en el ex Fortín Belgrano o Fuerte General Belgrano”. (figura 1)

En el correspondiente Informe Geográfico, realizado por el IGN, este tramo no está validado debido a que considera insuficiente la información proporcionada por el documento legal. Tampoco cuenta con anexo cartográfico que lo sustente.

Para su graficación se recurrió a la interpretación de la ley, a fuentes provinciales, cartografía del IGN, interpretación de una imagen satelital ESRI World Imagery, Google Earth y medición de rumbos y distancias referidos a puntos reconocibles en el terreno (campos, rutas, caminos, ferrocarriles, etcétera).

También existe un informe del IGM del año 1943, donde se indica que el límite corresponde a la prolongación del meridiano que pasa por el Fortín Belgrano, de coordenadas $62^\circ 20' 48''.734$ oeste de Greenwich, aunque no especifica el sistema de referencia geodésico.

Este límite interprovincial no está validado por el IGN.

El 25 de mayo de 2004 la legislatura de Formosa sancionó la ley N° 1.443, por la cual declaran “causa provincial y de Estado las cuestiones limítrofes pendientes y el no reconocimiento como límite con la provincia de Salta a la línea Barilari por razones históricas, legales, geopolíticas y técnicas”. En esta ley también se requiere que se propicie la derogación de los decretos-leyes 17.324 y 18.372, y sus normas reglamentarias, no ra-



Figuras 2 y 3. Texto de la ley N° 24.145, de Federalización de Hidrocarburos.

tificados por el Congreso Nacional ni consentidos por la legislatura formoseña, a los efectos de restablecer la plena vigencia de las leyes N° 1.532 y 14.408 en lo referente al límite oeste de la provincia de Formosa.

Desde 2012, los gobiernos de Salta y Chaco trabajan en la delimitación definitiva de la línea Barilari.

Límites de las provincias de Chubut – Río Negro

La provincia de Chubut tiene límites interprovinciales con Río Negro al norte, y con Santa Cruz al sur.

La definición precisa de sus límites consta en la ley N° 14.408 (Provincialización de Territorios Nacionales), y es la que se ha respetado hasta la fecha para su graficación.

En su Informe Geográfico, el IGN ha determinado los límites de la provincia de Chubut en un tramo.

Tramo 1 (Chubut-Río Negro)

Desde el límite internacional con Chile hasta el Océano Atlántico. La ley N° 14.408/55 (artículo 1 b) fija como límite el paralelo de 42°.

Por pedido de las provincias de Río Negro y de Chubut al Instituto Geográfico Nacional, el límite norte ha sido demarcado y amojonado según el Marco Geodésico de Referencia Posgar 94 sobre el paralelo de 42° de latitud sur. Este fue el criterio de graficación de este límite.

El Tramo 1 está validado por el IGN.

El otro límite interprovincial de Chubut también está dado por un solo tramo, con la provincia de Santa Cruz, según se detalla a continuación:

Tramo 1 (Chubut – Santa Cruz)

Desde el límite internacional con Chile hasta el Océano Atlántico. La ley N° 14.408/55 (artículo 1 b) fija como límite el paralelo de 46°.

El IGN ha utilizado como criterio de graficación la línea del paralelo de 46° de latitud sur.

El Tramo 1 está validado por el IGN.

Límites de las provincias de Jujuy – Salta

El límite completo entre ambas provincias No está Validado.

Criterio de no validación:



Límite interprovincial Jujuy-Salta: Sin documento legal específico.

-Fuentes de consulta utilizadas:

-Decreto 9.375/43 División del Territorio de los Andes.

-Cartografía IGM sobre Cuestión de Límites entre Jujuy y Salta a escala 1:500.000 (1953).

-Informe-respuesta del IGM a Comisión Nacional de Límites Interprovinciales sobre tramo del Río de las Piedras.

-Paleari, Antonio. *Diccionario Geográfico de la Provincia de Jujuy*, 1ª edición, IGM, Buenos Aires, 1986.

-Serie de cartas IGM 1:250 000 con límites para cálculo de superficies.

-Cartografía departamental de Jujuy escala 1:200 000 Cartografía de Vialidad de Jujuy escala 1:400.000.

-Cobertura (shp) de límites de municipios provista por Catastro de Jujuy.

Ningún documento expresa definición de criterios ni descripción de límites y presentan discrepancias en las distintas graficaciones.

Tramo 15

Desde punto en -24,469° / -65,230° al N del cerro Alto el Tunillar hasta el Nevado de Chañi.

Criterio para su graficación: análisis de documentos citados, interpretación de imagen satelital ESRI *World Imagery* y *Google Earth*. Se ajustó la traza a las cumbres más altas de la Sierra de Chañi en gran parte de este tramo,

según curvas de nivel actualizadas del MDE año 2000.

Tramo 16

Desde el Nevado de Chañi hasta punto en -23,894° / -66,014° aproximadamente.

Criterio para su graficación: análisis de documentos citados, interpretación de imagen satelital ESRI *World Imagery* y *Google Earth*. Se ajustó la traza según curvas de nivel actualizadas del MDE año 2000.

Tramo 17

Desde -23,894° / -66,014° aproximadamente, hasta el río de las Burras.

Criterio para su graficación: análisis de documentos citados, interpretación de imagen satelital ESRI *World Imagery* y *Google Earth*. Se decide dejar el trazado consignado en el SIG 250 por falta de documentación superadora.

Tramo 18

Río de las Burras, desde -23,511° / -65,988° hasta -23,414° / -66,185° aproximadamente.

Criterio para su graficación: análisis de documentos citados, interpretación de imagen satelital ESRI *World Imagery* y *Google Earth*. Se decide dejar el trazado consignado en el SIG 250 respetando el curso del citado río.

Tramo 19

Desde el río de las Burras, por la Sierra del Cobre, hasta el abra Chorrillos, -24,208° / -66,478° aproximadamente.

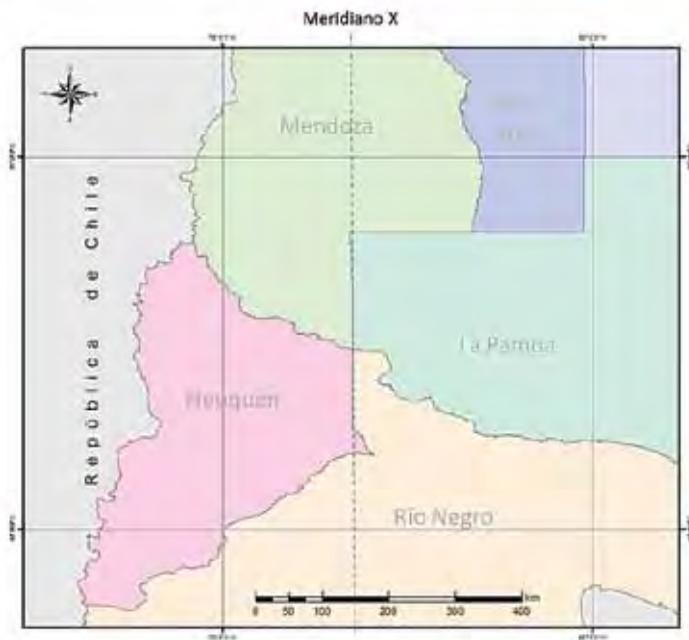


Figura 4. Meridiano X.

Delimitación de áreas petroleras

Si bien fue a finales del siglo XIX que comenzó la búsqueda de petróleo en el norte de Argentina (provincia de Jujuy), no fue sino hasta diciembre de 1907 que se descubrió oficialmente, en Comodoro Rivadavia. Con anterioridad, se habían solicitado permisos para perforar y explotar el recurso, pero no se habían conseguido (por parte de particulares). Con el descubrimiento oficial se empezó a pensar en la forma de regular la exploración y la explotación del recurso energético.

Recién en el año 1922, durante la presidencia de Hipólito Yrigoyen, se fundó la empresa estatal YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales), que se hizo cargo durante décadas de la exploración, explotación y producción de petróleo.

A partir de la década del 60 en el siglo XX, comenzaron a participar empresas privadas, mediante contratos de concesión de permisos que firmaban con la empresa estatal.

El 23 de junio de 1967 se sancionaba la ley N° 17.319, llamada Ley de Hidrocarburos. Se publicó en el Boletín Oficial el día 30 de ese mes y año.

En el artículo 9 de la ley se expresa que “El Poder Ejecutivo determinará las áreas en las que otorgará permisos de exploración y concesiones de ex-

plotación”, aunque la ley no cuenta con anexo cartográfico ni detalle de coordenadas.

En el año 1985, durante el gobierno de Raúl Alfonsín, se firmó el Plan Houston, en el cual se determinaron las coordenadas de nuevas áreas de exploración en todo el territorio argentino.

En 1992 se sancionó la ley N° 24.145, de Federalización de Hidrocarburos. En su Anexo I se detallan todas las coordenadas de los lotes que se transferían del Estado Nacional a las provincias que las contenían. En ningún caso se especificó el sistema de referencia (*datum*) de las coordenadas de los lotes. Y, en muchos casos, algunos de los lados de los polígonos de las áreas o sus esquineros fueron definidos mencionando límites internacionales o interprovinciales.

La figura 2 muestra parte de lo publicado en la ley.

Se puede apreciar que varias áreas están definidas por límites naturales (márgenes de ríos).

En la figura 3 se muestra otro ejemplo de la misma ley, pero esta vez se describe uno de los lados del área mencionando un límite interprovincial. No se especifican coordenadas ni sistema de referencia geodésico.

Como ya se dijo, la ley N° 24.145 es del año 1992. Desde ese momento y hasta la fecha, las formas de las áreas han cambiado, pero muchas

veces han conservado justamente los lados que fueron definidos por límites interprovinciales o ríos. Si consideramos lo expuesto anteriormente acerca de los litigios entre límites provinciales, no es difícil colegir las diferencias a la hora de graficar las áreas que han surgido a lo largo de todo este tiempo.

En épocas en que los mapas se hacían a mano, estos problemas no eran de relevancia, pues siempre había que volver a dibujar o hacer copias de los originales.

En la actualidad, y desde hace ya más de veinte años, la implementación de los Sistemas de Información Geográfica hace que los errores sean mucho más perceptibles. Si queremos hacer coincidir diferentes capas temáticas (límites y áreas, por ejemplo), es muy difícil lograr que no haya desfases en las zonas donde los límites de las áreas van por límites naturales o políticos. Simplemente, porque muchas veces la información proviene de distintas fuentes y en general no se parte de los mismos datos.

Si todos los que trabajamos con información geográfica utilizáramos los mismos archivos digitales de cartografía básica, y a la vez las áreas no estuvieran definidas por límites, estos desfases disminuirían considerablemente.

Lo que se quiere resaltar en este trabajo es exactamente lo enunciado en el párrafo anterior: estudiar la manera de definir áreas únicamente por pares de coordenadas en cada uno de sus esquineros. En las zonas donde el polígono esté definido por un río o límite, se pueden aplicar dos criterios:

1. Solamente será necesario describir una poligonal, sin necesidad de amojonar cada punto. Este criterio se aplicará a casos de márgenes de ríos, donde se dificulta la materialización de los puntos debido a las variaciones de los cauces.
2. Se amojonarán con vértices auxiliares próximos a las márgenes de los ríos o a los límites interprovinciales en conflicto. Este criterio también se aplicará a casos de áreas que limiten con países vecinos.

De esta manera, los polígonos se independizarán de los conflictos limítrofes y de los caprichos naturales a la hora de cambiar los cursos fluviales. Este proceso va a provocar callejones, ya que ninguna área va a tocar el límite o el río que la delimita.

Apartado I – Meridiano X

Un meridiano se define como un círculo máximo que pasa por los polos de una esfera o esferoide. En el caso de la Tierra, los meridianos son los círculos máximos que pasan por el Polo Sur y el Polo Norte. Además de utilizarse para la determinación de husos horarios, en ellos se basan las medidas de Longitud (ángulo diedro formado por el plano del meridiano de origen y el que pasa por el punto a determinar).

En 1884, en una conferencia realizada en Washington, Estados Unidos de América, se determinó que el meridiano de origen de la Tierra se establecería en Greenwich, Reino Unido.

Casi al mismo tiempo, en Argentina se estaban definiendo los límites de los Territorios Nacionales. En 1881, como se detalla en los Antecedentes legales del presente trabajo, se firmó el tratado de Límites entre Argentina y Chile.

Entre los años 1882 y 1884 se tomaron las primeras decisiones respecto del límite entre las provincias de Río Negro y Neuquén, según la ley N° 1.532 del año 1884. Uno de los tramos de este límite era el Meridiano X (figura 4).

Se denominó X (o 10), ya que está a 10 grados al oeste del Meridiano 0 (cero), cuyo emplazamiento estaría en la ciudad de Buenos Aires. Lo que no se pudo determinar son los puntos que definen este meridiano en la ciudad de Buenos Aires.

Según las memorias presentadas por las provincias de La Pampa y de Mendoza (parte de cuyo límite también está referido al Meridiano X), en 1881 se demarcaría por primera vez esa línea imaginaria, por la Comisión

Otamendi-Cagnoni. Luego, según un informe de la Dirección General de Catastro de la provincia de Neuquén, en el año 1882 la empresa Octavio Pico y Cía. también haría una demarcación del Meridiano 10. Ese trabajo fue adjudicado a la empresa mencionada, y su resultado fue aprobado en octubre del año 1886, por medio de los decretos-ley N° 13 y 18.

Es bastante poco clara la información encontrada al respecto. Lo que se puede inferir es que la línea denominada Meridiano X ha sido demarcada alguna vez, con mojones de tierra y piedra, y luego replantada y amojonada nuevamente con señales de metal (caños). Hoy en día es posible encontrar esos caños y se toman como materialización del Meridiano, aunque no cumple con el azimut que debería tener una línea de ese tenor (un meridiano).

La ley N° 18.501 del año 1969 establece como línea limítrofe entre Neuquén y Río Negro a la demarcada por Octavio Pico y Cía., dejando poco margen de dudas.

La provincia de Río Negro, en su reclamo, indica que esta ley fue promulgada sin participación del Congreso Nacional (durante un gobierno de facto).

Consultando al abogado José Ignacio López, obtuvimos la siguiente explicación al respecto:

“En el fallo que dio lugar a la Acordada⁽¹⁾ de 1930 (primer gobierno de facto de la Argentina), se dijo: “las normas dictadas por el gobierno de facto invocando el ejercicio del Poder Legislativo, en tanto hayan tenido efectividad, continúan en vigor mientras no sean derogadas por el Congreso en funciones constitucionales”.”

(Blog de Derecho escrito por José Ignacio López) ⁽¹⁾Una “acordada” es una norma dictada por el Poder Judicial, que no es un fallo.

Conclusiones y recomendaciones

No es intención de este trabajo tomar partido por ninguna de las provincias en litigio; lo que se intenta es informar sobre los problemas existentes, dando a conocer las leyes obrantes sobre los mismos y los litigios que aún existen en la actualidad.

En principio, se sugiere utilizar como cartografía base para la generación de cualquier tipo de mapa (básico o temático) la que emite el IGN en su SIG 250. Esta información en formato *shapefile* está disponible en el sitio oficial del IGN (<http://www.ign.gob.ar/>), y se puede descargar de manera gratuita. En la tabla de atributos de los límites se pueden encontrar, en los casos que corresponda, el número de la ley por la cual está definido.

De esta manera, todos los mapas obtenidos serán homogéneos en cuestiones limítrofes. Por otra parte, el IGN es, por la ley N° 22.963 (Ley de la Carta), el organismo emisor de la cartografía oficial de la República Argentina.

También se recomienda enfáticamente no utilizar ni dar crédito a las líneas limítrofes (nacionales e internacionales) que se publican en programas de uso masivo de internet, como el *Google Earth* o el *Google Maps*. Estas dos herramientas, si bien son muy poderosas, deben ser utilizadas con reparos a la hora de la precisión. Si se comparan los límites del SIG 250

Petrollier

Servicios de Consultoría

Excelencia en Evaluación de Formaciones

40+ años de experiencia en la Industria

- Evaluación e interpretación de registros de pozo
- Areniscas arcillosas, litologías complejas, tight, shale, etc.
- Reevaluación de áreas y estudios para licitaciones
- Experiencia regional

Carlos Ollier
Nelson Ollier

www.petrollier.com
contact@petrollier.com
Tel: +54 11 4792 3190



con los del *Google Earth* se notarán grandes (y burdas) diferencias.

Los propios proveedores de información geográfica advierten sobre la validación de los límites y están dispuestos a realizar los cambios pertinentes, toda vez que estos sean informados por la autoridad competente de cada país. Algunas correcciones se han enviado y se ha comprobado que han sido corregidas.

Como mencionáramos anteriormente, los bloques no deberían ser definidos haciendo referencia a límites naturales o políticos (ejemplo: continúa por río A hasta esquinero xx, o continúa por límite interprovincial...), sino que todos sus esquineros tienen que responder a un valor determinado de coordenadas. Las zonas de estas áreas que sean adyacentes a ríos o límites, deberían ser definidas por poligonales, incluyendo indefectiblemente el marco geodésico a la que están referidas.

En los casos de definición de un área nueva, a través de coordenadas provisionarias, hasta tanto no se efective su mensura, se recomienda que en los textos que hasta ahora se usan, donde en general dice "continúa por el río R hasta esquinero xx", o "continúa por el límite L hasta esquinero yy", se reemplacen por "continúa por *las cercanías* del río R, o del límite interprovincial, o del límite internacional".

De esta forma se evita, al tener que graficarla en el GIS, de apoyarla en la capa de ríos o de límites que se tenga disponible, y que, como se dijo, no siempre es la más precisa ni la correcta si no es la del IGN en su última versión subida a la web.

Otro texto habitual de la documentación de definiciones de áreas con coordenadas provisionarias es designar una de sus coordenadas (a veces la x, o a veces la y, dependiendo de la dirección del lado correspondiente)

con la frase "intersección con río R", o "intersección con límite L".

En estos casos, se recomienda usar la frase "próximo a río R" o "próximo a límite L".

Entiéndase que R puede ser cualquier nombre que tome el río. Y L puede ser interprovincial o internacional según le corresponda.

Antes de iniciar cualquier proyecto exploratorio (definición de un área, diseño de sísmica, propuesta de un pozo exploratorio, etcétera), es fundamental recopilar la documentación necesaria para determinar si existen litigios limítrofes. En función de esto, se debe dar prioridad a la postura de la provincia donde se están efectuando las actividades.

Por último, en el caso de que el bloque se viera afectado por un límite natural o político, se debería especificar los puntos en conflicto y la dificultad existente, dentro del informe de la mensura. ■

Agradecimientos

Queremos agradecerles, por toda la información que nos aportaron, por su dedicación, por el valioso tiempo que nos concedieron, y muy especialmente por su paciencia frente a nuestros requerimientos, al:

- Profesor Rubén Albanese, Director de Geografía en el Instituto Geográfico Nacional.
- Agrimensor Sergio Cimbaro, Director del Instituto Geográfico Nacional.
- José Ignacio López, Abogado y estudiante de Comunicación Social (Universidad Nacional de La Plata).
- Lic. Pablo Zambrana, Dirección de Geografía, Instituto Geográfico Nacional.
- Agrimensor Mario Ferroni, de la provincia de Neuquén.

Bibliografía y documentación consultada

- Ley N° 1.532 (Organización de los Territorios Nacionales) – 16 de octubre de 1884.
- Ley N° 18.372 (Límite Formosa-Salta) – 24 de septiembre de 1969.
- Ley N° 24.145 (Federalización de Hidrocarburos) – 24 de septiembre de 1992.
- Ley N° 22.963 (Ley de la Carta) – 2 de noviembre de 1983.
- Ley N° 5.217 (Límites entre Mendoza y La Pampa) – 28 de septiembre de 1907.
- Límites Chubut-Situación por tramos (Informe Geográfico IGN) - 2013.
- Límites La Pampa-Situación por tramos (Informe Geográfico IGN) - 2013.
- Límites Río Negro-Situación por tramos (Informe Geográfico IGN) – 2013.
- Límite Jujuy-Salta (Informe Geográfico IGN) - 2013.
- D'Andrea, Ramón (1996). "Línea Barilari. Fijación y demarcación". Cuestiones de límites interprovinciales. Antecedentes históricos. Comisión Bicameral Examinadora de Obras de Autores Salteños. Salta, República Argentina.
- Grimson, Alejandro y otros (2000). "Fronteras, naciones e identidades". La Periferia como centro. Ediciones Ciccus, 1ª Edición, Buenos Aires.
- Soto, Gladys Beatriz (2012). "Proyecto de Resolución (Trámite Parlamentario 026). La Línea Barilari, límite tripartito entre las provincias de Formosa, Chaco y Salta".
- Rey Balmaceda, Raúl (1979). "Límites y Fronteras de la República Argentina". Oikos Editorial.

Programa de Becas IAPG Houston 2015



El IAPG Houston lanzara una nueva edición de su **Programa de Becas Claudio Manzollillo IAPG Houston 2015** dirigida a profesionales argentinos que **planeen cursar o ya se encuentren cursando** carreras de postgrado (maestría o doctorado) en los EE. UU. en **Ingeniería del Petróleo, Ciencias de la Tierra (Geología y Geofísica) e Ingeniería del Medio Ambiente, aplicadas a la industria del petróleo y del gas.**

Podrán solicitar la beca ciudadanos argentinos con un **mínimo de un (1) año de experiencia** en la industria.

El monto de la beca para futuros estudiantes es de **US \$ 10.000 por año** además de un pasaje de ida y vuelta Buenos Aires a la ciudad donde se encuentre la universidad, donado por **Continental Airlines**. La beca para los estudiantes ya cursando en los EE.UU. es de **US \$ 5000 por año**. Esta última no incluye pasaje en avión. En ambos casos el monto total de la beca se destinara a la matrícula universitaria.

Después del proceso de preselección, la beca para futuros estudiantes será otorgada una vez que haya sido aceptado en una universidad de los Estados Unidos para el programa que se inicia en otoño 2015. La beca para aquellos estudiantes ya cursando en los Estados Unidos, se otorgaran también para el curso académico que comienza en otoño 2015.

Los Términos y Condiciones, formulario de solicitud e información adicional sobre el **Programa de Becas Claudio Manzollillo IAPG Houston 2015**, están disponibles en el portal del IAPG Houston www.iapghouston.org. Toda la documentación requerida deberá haber sido recibido por el Comité de Becas del IAPG Houston para la fecha de cierre del concurso, el **1° de mayo de 2015**.

El IAPG Houston es una entidad civil, independiente y sin fines de lucro, incorporada en el Estado de Texas, EE.UU., hermana del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

IAPG Houston
Attn 2015 Claudio Manzollillo
IAPG Houston Scholarship
P.O. BOX 460831
scholarship@iapghouston.org





Congresos y jornadas

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

Los que se fueron

Jornada de Industria y Desarrollo Sustentable

Las XI Jornadas “Argentina Sustentable”, que se realizaron en la Ciudad de Neuquén el 26 de marzo último, presentaron en esta edición la jornada “Industria y Desarrollo Sustentable de la Cuenca de Neuquén”, donde se reunieron prestigiosos representantes de industrias y empresas de servicios ambientales, así como también funcionarios nacionales, provinciales y municipales.

Sus principales ejes temáticos fueron: Industria y Medio Ambiente (Control ambiental de yacimientos no convencionales, Fiscalización de la industria energética y Nuevas tecnologías ambientales); Desarrollo Sustentable (Ciudades sustentables, Gestión integral de residuos y Cambios climáticos).

Expertos del IAPG disertaron sobre la idiosincrasia de los reservorios de hidrocarburos no convencionales. En general, se buscó reflexionar acerca de los logros obtenidos



dos y los desafíos pendientes en materia de hidrocarburos no convencionales, de producción sustentable y desarrollo ambiental de las grandes ciudades, con el objetivo de avanzar hacia la construcción de una industria amigable con el medio ambiente y comprometida con las generaciones futuras.

Más información: www.jornadasustentable.com.ar

Conferencia de Petróleo y Gas ARPEL 2015 América Latina y el Caribe

Entre el 7 y el 9 de abril se realizará en la ciudad de Punta del Este (República Oriental del Uruguay), bajo el lema “Cooperación e innovación para un desarrollo energético sosteni-



ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR
PETRÓLEO, GAS Y BIOCOMBUSTIBLES
EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE

ble”, la 4^{ta} Conferencia de Petróleo y Gas que organiza la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL).

Durante su desarrollo se analizará el entorno en el que se desenvuelve la industria, y los desafíos y las oportunidades que ella enfrenta para satisfacer las necesidades energéticas de la región de América Latina y el Caribe. Se debatirá sobre temáticas estratégicas y emergentes de sostenibilidad, y será una excelente oportunidad para intercambiar experiencias, lecciones aprendidas, mejores prácticas y soluciones que aseguren la mejora continua en la gestión, así como en el desempeño operativo, social, ambiental y económico del sector.

Para más información: www.conferenciaarpel.org

AOG 2015 y el 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación



Exposición Internacional del Petróleo y del Gas



Del 5 al 8 de octubre próximos, el IAPG organizará la Argentina Oil & Gas Expo 2015, la exposición que reúne a los principales protagonistas del sector del petróleo, gas -tanto en reservorios convencionales como no convencionales-, y energías renovables, y se constituye en el marco propicio de negocios para que las empresas de la industria expongan productos, servicios y tecnologías.

En simultáneo, se realizará el 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicios de Pozos, junto con la Asociación Regional de Empresas del sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), que contará con la presencia de destacados oradores de nivel internacional, y su temática se enfocará en dar respuesta a la creciente demanda de conocimientos acerca de los desafíos de la perforación en la coyuntura energética actual.

Algunos de los temas que se planean abordar serán: Nuevas tecnologías; Automatización de equipos; Seguri-

dad, Salud ocupacional y medio ambiente; Operaciones *off-shore* en aguas profundas; Pozos horizontales y multilaterales; Operaciones en yacimientos maduros; Fluidos de perforación, terminación y reparación; Cementación y estimulación; Operaciones en yacimientos no convencionales (*tight gas, shale oil/shale gas*, petróleos pesados, etcétera); Integridad de pozos; Abandono de pozos; Geomecánica de rocas; Capacitación y desarrollo del personal de perforación; Tubulares; Control de pozos: estudio de casos y Sistemas de transporte de los equipos de perforación sin desmontar para distancias cortas (por medio de rieles y *walkingsystems*).

Además, la Expo albergará diversas conferencias de expositores, donde las empresas más prestigiosas del sector ofrecerán charlas técnicas sobre diversos temas de interés, presentaciones comerciales, novedades de productos y demostraciones.

Se espera la participación de unas 250 empresas en una superficie de 35.000 m², y la visita de más de 20.000 personas, entre ellos profesionales y empresarios del sector.

1° workshop IAPG-EAGE sobre Geofísica para no convencionales



Del 3 al 6 de noviembre de 2015, el IAPG realizará por primera vez, junto a la *European Association of Geoscientists and Engineers* (EAGE), un workshop sobre Geofísica para no convencionales.

En este encuentro, que se realizará en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se analizarán las disciplinas geofísicas involucradas en la descripción, comprensión y puesta en imagen de los reservorios de *shale*. Y se apuntará a empujar los límites de las técnicas que se aplican actualmente.

Entre los temas que se debatirán están la interpretación sísmica, la caracterización sísmica del reservorio, incluyendo física de rocas, inversión elástica y anisotropía sísmica; las nuevas herramientas para grabación y procesamiento; microsísmica de pozos, los métodos no sísmicos, etcétera.

El llamado a presentar trabajos está abierto hasta el 30 de junio de 2015. Más información: www.iapg.org.ar.

4to. Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

El sector de la refinación tendrá también su evento en 2015, con el 4^{to} Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación que organizan el IAPG y la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), del 17 al 20 de noviem-



**4º CONGRESO
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE
REFINACIÓN**

bre próximos, en el Hotel Sheraton de la ciudad de Mar del Plata.

Con el lema “Hacia la excelencia operativa”, se espera generar un debate dinámico que permita el intercambio de información y la actualización del conocimiento de todos aquellos profesionales involucrados con este importante segmento del *downstream* de la industria del petróleo. Durante el evento se realizarán presentaciones de trabajos técnicos en sesiones orales y de pósters, mesas redondas y conferencias con destacados expertos en los temas que se ocupan de la refinación, entre ellos las perspectivas de calidad de crudos y desafíos para el parque refinador, la excelencia de las operaciones y la gestión del conocimiento y la capacitación profesional.

Más información: www.iapig.org.ar

26WGC2015: Creciendo juntos hacia un planeta amigable

Los líderes globales de la energía se reunirán, del 1º al 5 de junio de 2015, en la prestigiosa WGCPARIS2015 (la Conferencia Mundial del Gas) en París. Se tratará de la vigesimosexta edición de la muestra, organizada por la Unión Internacional del Gas (IGU por sus siglas en inglés), y que en esta ocasión tendrá como anfitrión a Francia. La conferencia y exposición abordará los acontecimientos recientes en el sector energético, con un enfoque primordial en el crecimiento sustentable de la industria mundial del gas.

Bajo el lema “Creciendo juntos hacia un planeta amigable”, la WGCPARIS2015 será una vidriera donde se exhibirán los principales logros e hitos alcanzados por la in-



dustria mundial del gas. También, se buscará trazar nuevas estrategias de la industria del gas natural.

Se esperan unos 4.000 delegados, más de 100 países representados, una expo de 45.000 m², donde unas 350 empresas construirán sus stands, y más de 70 sesiones de conferencias, con al menos 500 oradores exponiendo.

Para hacer frente a la continua necesidad de energía limpia y eficiente, el equipo WGCPARIS2015 ha identificado los pilares estratégicos para sostener el futuro crecimiento global: el crecimiento debe ser sostenible y compartido entre los continentes, y mejorar las condiciones actuales sin comprometer la capacidad de generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.

El programa técnico WGCPARIS2015 se ha estructurado en torno a temas críticos, comenzando con “Recursos humanos para el futuro”; “El gas natural disponible en todas partes”; y luego “El gas natural para un desarrollo sostenible”, hasta llegar a “La combinación con las energías renovables y la electricidad”. Será la oportunidad para que una industria con intereses comunes busque garantizar la excelencia continua en el clima global del gas actual.

Para más información o para registrarse: www.wgc2015.org.



Petroconsult

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

<p>BUENOS AIRES Tucumán 540 - Piso 12 - C1049AAL Tel.: (5411) 4394-1783</p>	<p>HOUSTON 4801 Woodway, Suite 100W, TX 77056 Phone: 281-914-4738</p>
--	--

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



iAPG

4º CONGRESO LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE REFINACIÓN

Hacia la excelencia operativa

Mar del Plata
17 al 20 de noviembre de 2015



 facebook.com/IAPGInfo

 twitter.com/IAPG_info

 youtube.com/iapginfo

 plus.google.com/+IAPGOrgAr



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



Asociación Argentina de Ingenieros de
PETRÓLEO, GAS Y BIOPROCESABLES
Asociación Argentina de Ingenieros



shaleenargentina.org.ar

Informes:

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas
Maipú 639 (C1006ACG), Buenos Aires, Argentina.
congresos@iapg.org.ar
www.iapg.org.ar

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Nuevo transmisor multivariable de combustible y gas de Emerson



Emerson Process Management lanza el nuevo transmisor Rosemount 4088 MultiVariable™, un dispositivo que funciona como una nueva plataforma en aplicaciones aguas arriba y midstream de combustible y gas, ofreciendo mediciones de presión diferencial, de presión estática y de temperatura desde un solo transmisor. La avanzada capacidad de rango extendido de Rosemount captura los picos en el índice del caudal por encima del límite de rango más elevado del transmisor para tomar en cuenta el caudal que normalmente hubiese pasado desapercibido.

“Diseñamos el transmisor Rosemount 4088 para marcar una diferencia real en la forma en que nuestros clientes operan sus pozos y manejan la producción de combustible y gas”, dijo Scott Nelson, el vicepresidente y gerente general de los productos de presión de Rosemount dentro de Emerson Process Management. “Alcanzar un alto nivel de precisión en las mediciones y una eficiencia en la producción por sobre la vida del pozo es una gran responsabilidad. Y el transmisor Rosemount 4088 MultiVariable contribuirá a que las compañías logren alcanzar sus objetivos”.

La capacidad de rango extendido del transmisor Rosemount 4088 brinda un trabajo de medición superior para aplicaciones de medición de bombeo neumático por encima de la vida de los pozos de combustible y gas. Su nueva tecnología en el sensor mide los picos en el índice del caudal mientras logra llevar a cabo un excelente desempeño sobre un rango operativo común. Al medir el caudal que usualmente pasa desapercibido, con mayor exactitud dicha capacidad de rango extendido garantiza que sea tomado en cuenta en la producción de combustible y gas; potencialmente, ahorrando miles de dólares al año.

A medida que los pozos maduran y las condiciones de proceso cambian, mantener una instrumentación de medición precisa es crítico para los accionistas y arrendatarios. El transmisor Rosemount 4088 MultiVariable garantiza un desempeño estable por encima de la vida del pozo para asegurar una producción continua y una reducción de los costos de servicio y equipo.

El Rosemount 4088 brinda una señal confiable y estable, que se transmite a través de Modbus, BSAP o MVS, dando como resultado una precisión de datos excelente y un manejo más efectivo de las condiciones cambiantes del pozo. El Rosemount 4088 normalmente se integra a una red de producción de combustible y gas más grande al transmitir los datos a computadoras de caudal y redes RTU. El dispositivo está diseñado para integrarlo fácilmente con productos de computadora de caudal de Emerson como el ROC, FloBoss™, y ControlWave®. Sin embargo, puede ser utilizado con cualquier computadora de caudal nueva o existente o cualquier red RTU que acepte una entrada Modbus.

YPF analizó oportunidades de negocios con una delegación de Arabia Saudita

El presidente y CEO de YPF, Miguel Galuccio, lideró recientemente un encuentro con todos los integrantes de la Shura, la Asamblea Consultiva de Arabia Saudita, en las oficinas de YPF en Buenos Aires, donde se analizaron diferentes oportunidades de negocio para el desarrollo de hidrocarburos en el país.

Durante la reunión, que se dio en el marco de una visita oficial de los integrantes de la Shura al país, Galuccio también presentó los resultados obtenidos en estos últimos 3 años de gestión y los avances que ha logrado la Argentina en el desarrollo de los no convencionales.





El presidente de YPF calificó el encuentro como una oportunidad única para fortalecer la relación con un país que tiene un histórico liderazgo y tradición en la producción y comercialización de hidrocarburos, como es Arabia Saudita. Y los instó a que el sector energético pueda ser un nuevo canal para potenciar la relación entre los países.

“Para el desarrollo del no convencional requerimos de capital intensivo, y para eso las puertas están abiertas a jugadores de peso mundial”, les manifestó el titular de YPF.

La delegación de la Shura estuvo conformada por Ahmed S. A. Al Mofareh, Awad Khozam A. Al Asmari, Mansour Saad F. Alkraidees, Sadaka Yahia H. Fadil, Sattam Saud A. Lingawi; Ferdous Soud M. Alsaleh, y Mohamed H. A. Alnagadi. También participaron del encuentro el embajador de Arabia Saudita para la Argentina, Turki Almadi, el secretario general de la Cámara de Comercio Argentino Árabe, Walid Al Kaddour, y el consejero de la embajada del Reino de Arabia Saudita, Majid Al Shammari.

La Shura es uno de los órganos oficiales del Gobierno Saudita, junto con el Consejo de Ministros y el Poder Judicial. Sus miembros son personalidades de la ciencia, profesores universitarios, empresarios y ex funcionarios.

Wintershall, con balance global estable, busca no convencionales en la Argentina

En 2014, Wintershall volvió a lograr por cuarta vez consecutiva una ganancia mayor a los mil millones de euros, anunció la empresa en un comunicado.

En efecto, el resultado, luego de impuestos y participaciones de otros socios, culminó en los 1.464 millones de euros (mientras que en 2013 fueron 1.730 millones). “Pese al bajo precio del petróleo, sobre todo en el cuarto trimestre, en 2014 hemos logrado el segundo mejor resultado de la historia de la empresa”, afirmó el Presidente del Directorio de Wintershall, Rainer Seele.

El resultado continúa en un alto nivel, habiendo obtenido 1.795 millones de euros (contra los 1.856 de 2013).

Wintershall logró, asimismo, aumentar la producción de petróleo y gas en Libia, a pesar de interrupciones en la explotación que duraron meses. Este aumento alcanzó los 136 millones de barriles equivalentes de petróleo (BOE) (2013: 132). Los mayores volúmenes obtenidos, especialmente en Rusia y Noruega, solo lograron compensar parcialmente la caída de los precios.

Según el comunicado, el balance positivo se relaciona con:

- Atravesar el cuarto año seguido de ganancia millonaria.
- Continuar con una gestión activa de la cartera de productos, con el incremento de actividades en Noruega.
- Haberse establecido como nuevo objetivo de producción los 190 millones de BOE en 2018.
- Plantear como objetivo el contribuir a la rentabilidad de BASF en 2015.

En Argentina, en tanto, la empresa realizó el primer pozo exploratorio como operador en busca de gas y petróleo no convencional.

En efecto, Wintershall se encuentra investigando el potencial de los hidrocarburos no convencionales en la Argentina y, en este contexto, está realizando el primer pozo exploratorio en el Bloque Aguada Federal en la provincia de Neuquén, siendo además quien llevará adelante la operación. Conjuntamente con la empresa provincial de energía, Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (GyP), llevará adelante investigaciones en este prometedor bloque.

Chevron dona equipamiento para emergencias a Neuquén

Como parte de su plan de inversión social en Neuquén, Chevron Argentina donó a la Unidad Ejecutora de Responsabilidad Social (UERSE) provincial, organismo dependiente del Ministerio de Coordinación de Gabinete,





Seguridad y Trabajo, equipamiento para emergencias por un valor de 50.000 dólares.

El equipamiento donado consiste en 4 motobombas, 1 torre de iluminación con generador incluido, y 8 motosierras. Dicho equipamiento será destinado a Defensa Civil Provincial y al Departamento de Bomberos de San Patricio del Chañar, y contribuirá a mejorar la capacidad de respuesta a emergencias de dichas instituciones.

El acto de entrega tuvo lugar en la Casa de la Gobernación, y participaron por parte de la Provincia de Neuquén Ana Pechen, Vicegobernadora; Gabriel Gastaminza, Ministro de Coordinación de Gabinete, Seguridad y Trabajo; y Sebastián Sánchez, Coordinador de la UERSE, entre otros ministros y autoridades provinciales. Por parte de Chevron, participaron Kelly Hartshorn, Directora General para Latinoamérica; Michael Koch, Presidente de Chevron Argentina y Dante Ramos, Gerente de Asuntos Públicos de Chevron Argentina.

Chevron Argentina viene trabajando junto a la UERSE desde el año 2011, cuando la compañía contribuyó con materiales para la reconstrucción de techos de viviendas en Villa la Angostura afectadas por la erupción del volcán Puyehue.

“Para Chevron, la seguridad y la protección de las personas es una prioridad. Estamos orgullosos de trabajar con la provincia de Neuquén y de ayudar a mejorar la capacidad de respuesta ante emergencias de sus instituciones, en beneficio de la comunidad”, dijo Kelly Hartshorn.

Campaña de Emerson en su 125 Aniversario

En su devoción por la enseñanza de la Ciencia, la Tecnología, la Ingeniería y la Matemática (STEM por sus siglas en inglés), Emerson lanzó una nueva campaña publicitaria y comercial a través de los medios de comunicación, incluyendo a la estrella de YouTube, Hank Green, quien se presentó en un anuncio por TV durante el programa The Big Bang Theory, por CBS.

La campaña es otro giro “de transformación” para una compañía cuya constante reinención por más de cien años le ha permitido llegar a ser uno de los líderes más sobresalientes de la industria y la tecnología en todo el mundo. También, es la actividad principal de la celebración del 125 aniversario de Emerson.

Green es un músico, bloguero y videoblogger, con una gran cantidad de seguidores reconocido por sus canales en YouTube, VlogBrothers, CrashCourse y SciShow. La combinación de los tres canales suma cerca de 8 (ocho) millones de suscriptores en YouTube, 1 (un) billón de vistas y 2.500 videos. Al asociarse con Green -quien se ha autodenominado un “nerd de la ciencia”-, Emerson está expandiendo su alcance para impactar e inspirar tanto a la audiencia juvenil como al público de mente científica. Green, a quien se le otorgó una entrevista con el Presidente Obama, se ha dedicado a motivar a la juventud acerca de la importancia y los beneficios de aprender matemáticas y ciencia.

“Los pioneros del mañana, quienes serán nuestros colaboradores, clientes y líderes comerciales, necesitan una educación STEM ahora”, dijo Button Bell, Chief Marketing Officer de Emerson. “El enfoque STEM de Emerson está ejerciendo influencia sobre las actividades comerciales y los trabajos de reclutamiento de la compañía. Esta campaña, primera en su clase, está diseñada para entretener e inspirar a ambos ingenieros en la actualidad y a la próxima generación de comerciantes”.

“Siempre estoy orgulloso y emocionado de ser parte de un movimiento científico que utiliza especialmente el

Nuevo

REGISTROS DE POZO
PRINCIPIOS Y APLICACIONES

Alberto Kharbakian

Obra indispensable para geólogos e ingenieros de la industria del petróleo y gas que utilizan perfiles para evaluar formaciones o planear terminaciones

En venta en: Librerías SBS
Enrique Santos Discípulo 1975 - Bs. As.
www.sbs.com.ar



espacio digital”, dijo Green. “Emerson entiende que la juventud de hoy está expuesta a los medios de comunicación de forma distinta, por lo que ellos han conseguido expandir sus métodos para alcanzar audiencias más allá de las formas convencionales de comunicación”.

Además del anuncio televisivo, la campaña incluye un sitio “I love STEM”, a través de Emerson.com, publicidad impresa/digital y programas en redes sociales. Asimismo, se rindió un homenaje a sus 110.000 empleados con un comercial especial de 30 segundos, llamado “A Brief Moment of Joy” (Un breve momento de alegría), al aire por CNBC, Fox News/Business and Golf Channel. Emerson continuará con su galardonada campaña “Never Been Done Before”, a través de la televisión y medios escritos y digitales.

Para más información y para aprender más acerca de la campaña, visite Emerson.com/ILoveSTEM.

Histórico vuelo alrededor del mundo de ABB y Solar Impulse



ABB, compañía especializada en tecnologías eléctricas y de automatización, acompaña al Solar Impulse y a su tripulación en el primer vuelo alrededor del mundo en un avión propulsado exclusivamente por energía solar. El avión despegó recientemente desde Abu Dhabi.

En 2014, ABB y Solar Impulse formaron una alianza de innovación y tecnología, para avanzar en su visión compartida de reducir el consumo de recursos naturales, y aumentar el uso de energías renovables. Tres ingenieros de ABB han estado trabajando con el equipo de Solar Impulse, contribuyendo al proyecto con sus conocimientos y experiencia. Han ayudado a mejorar el rendimiento de las células solares y a mejorar la carga electrónica de los sistemas de baterías del avión.

Durante el viaje de 35.000 kilómetros, los pilotos Bertrand Piccard y Andre Borschberg se turnarán en la cabina desde que el avión despegue de Abu Dhabi hacia el este, haciendo escala en ciudades como Muscat en Omán; Ahmedabad y Varanasi en India; Mandalay en Myanmar; Chongqing y Nanjing en China; Hawái, Fénix y Nueva York en Estados Unidos, antes de cruzar el Atlántico en su camino de vuelta a Abu Dhabi, donde se espera que llegue a mediados de 2015.

El tramo más complicado del viaje será el vuelo sin escalas de cinco días con sus noches cruzando buena parte



del Océano Pacífico desde China hasta Hawái. El avión, propulsado por 17.248 células solares, ascenderá a altitudes cercanas a los 10.000 metros durante el día, para cargar por completo sus baterías que le permitirán seguir en el aire durante la noche.

El entusiasmo de ABB con Solar Impulse es consecuencia no solo de su fe compartida con la innovación y la tecnología, sino también del lema de la compañía: “Power and productivity for a better world”. La visión de Solar Impulse refleja las aspiraciones de ABB de ayudar a impulsar la eficiencia operativa, reducir el consumo de recursos, hacer posible un transporte sostenible y mejorar la penetración de las energías limpias y renovables.

Al ser uno de los mayores fabricantes mundiales de transformadores, motores eléctricos y accionamientos de velocidad variable, ABB y sus productos juegan un importante papel en la mejora de la eficiencia eléctrica. Por ejemplo, la base instalada de accionamientos de ABB ahorró más de 445 teravatios hora (TWh) de electricidad en 2014, equivalentes al consumo de unos 110 millones de viviendas europeas.

ABB es un líder en la integración eficiente y fiable de energías renovables en la red eléctrica, gracias a ser el segundo mayor suministrador mundial de inversores solares y uno de los mayores proveedores de la industria eólica. ABB está colaborando en la creación de la más completa red de carga rápida de vehículos eléctricos de Europa, y está suministrando equipos esenciales para la mayor red mundial de cargadores rápidos para coches eléctricos en China.

Bertrand Piccard, el pionero de la aviación suiza que formó parte del equipo que por primera vez dio la vuelta a la tierra en un globo aerostático en 1999, ha comentado: “Cuando hablamos de tecnologías limpias para el mundo, no se trata de un sueño, es algo real. ABB está poniéndolas a disposición del mercado, y ya ha ahorrado el equivalente a la energía consumida por millones de hogares”.

Andre Borschberg ve que “la tecnología está cambiando mucho más rápido de lo que podemos creer. El reto es hacer crecer el espíritu que nos permite evolucionar al ritmo que lo hace la tecnología, y ABB está afrontando decididamente este reto”.

Desde 2010, Bertrand Piccard, presidente de Solar Impulse y Andre Borschberg, su CEO, han conseguido entre los dos establecer ocho récords internacionales de aviación, incluyendo los de duración, altitud y distancia de vuelo, al cruzar Europa, el norte de África y los Estados Unidos en un prototipo de avión alimentado exclusivamente por energía solar.

MinCyT: 10 años de cooperación con la UE

El Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, a través de la Oficina de Enlace Argentina-Unión Europea coordinada por la Dirección Nacional de Relaciones Internacionales, celebra los 10 años de cooperación en ciencia, tecnología e innovación con la Unión Europea (UE), realizando varias jornadas de encuentros que tuvieron lugar del 9 al 17 de marzo, y que reunieron a referentes de la comunidad científica y de la política científica local y europea.



El ministro de Ciencia, Dr. Lino Barañao, presentó los resultados de cooperación con la UE y, posteriormente, firmó un acuerdo con el Consejo Europeo de Investigación y una carta de intención con el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), y el Laboratorio Ibérico Internacional de Nanotecnología (INL). Ambas firmas buscan fomentar actividades de formación de recursos humanos y de proyectos conjuntos de investigación. La conferencia se desarrolló en la Academia Nacional de Ciencias de Buenos Aires.

Las relaciones internacionales forman parte de la política central y estratégica de gestión del Ministerio de Ciencia. La relación con la UE es de gran importancia socio-económica y política para la región. En este sentido,



la Oficina de Enlace Argentina-Unión Europea en Ciencia, Tecnología e Innovación, se conforma en 2005 en el seno de la Dirección Nacional de Relaciones Internacionales para contribuir al mutuo beneficio y facilitar la participación de investigadores, científicos y de las PyME argentinas en proyectos de formación e intercambio de recursos humanos y proyectos de investigación y desarrollo científico-tecnológico, financiados por los Programas Marco (PM) de Investigación y Desarrollo Tecnológico de la UE. Estos PM son el principal instrumento de la región para financiar proyectos de formación e intercambio de recursos humanos y proyectos de investigación y desarrollo científico (se ejecutaron los PM 6° y 7°, y actualmente está en curso Horizonte 2020).

10° Aniversario de la Oficina de Enlace Argentina-Unión Europea (UE) en Ciencia, Tecnología e Innovación coordinada por la Dirección Nacional de Relaciones Internacionales de la cartera de Ciencia.

<p>Programa Nanopymes (Programa Fortalecimiento de la Competitividad de las PYMES y Creación de Empleo en la Argentina) Financiación de € 9.800.000 por parte de la UE y € 9.800.000 por parte de Argentina.</p>	<p>EMBL (Laboratorio Europeo de Biología Molecular) Membresía y contribución anual del Ministerio de Ciencia: € 2.100.000.</p>	<p>Programas Marco (Instrumento de financiación de proyectos de investigación y formación de la UE) 157 proyectos de investigación involucrando 201 instituciones argentinas con € 14.110.000 de financiación.</p>
<p>ALCUE NET (Red de Investigación e Innovación UE-América Latina y Caribe) Argentina coordina la red de diálogo político birregional (19 socios de 17 países).</p>	<p>ERC (Consejo Europeo de Investigación) 8 investigadores principales beneficiados por un monto de € 11.550.000.</p>	<p>Biotech (Proyecto de apoyo al desarrollo y la explotación de las biotecnologías del Mercosur) Contribución € 8.000.000 por parte de la UE y € 2.400.000 por parte del MERCOSUR (la Unidad de gestión se encuentra en el Ministerio de Ciencia).</p>



International Bonded Couriers

- Courier Internacional y Nacional
- Cargas Aéreas y Marítimas
- Servicio Puerta a Puerta

Av. Independencia 2182 - Capital Federal (C1225AAQ)
Tel: (011) 4308-3555 // Fax: (011) 4308-3444
email: bue-ventas@ibcinc.com.ar // web: www.ibcinc.com.ar

Medidor de viscosidad de combustible pesado

Emerson Process Management presentó el viscosímetro Heavy Fuel Viscosity Meter (HFVM), de Micro Motion; la nueva generación de viscosímetros con medidor de viscosidad y densidad de inserción directa de Micro Motion serie 7829. Haciendo uso del mismo diseño robusto y confiable de ajuste tipo horquilla de sus antecesores, el HFVM incorpora un nuevo revestimiento robusto de baja fricción de carbono como diamante (DLC). Es ideal para abordar las demandas de aplicaciones de procesos como el control de la combustión del combustible (HFO) marino, el control de la viscosidad del gasóleo (MGO) marino y calentadores encendidos en tierra firme.

La cabeza montada del transmisor tiene aprobación para áreas peligrosas y cuenta con la flexibilidad de conexión a otros sistemas de control a través de un amplio rango de protocolos digitales y analógicos. El sistema de integración y costos de comisionamiento para la puesta en marcha se reducen significativamente debido al soporte que brindan las comunicaciones desde 4-20mA, HART, Wireless HART y RS485 Modbus. El HFVM acepta y procesa señales de instrumentación de campo externas como los dispositivos de caudal másico y volumétrico y de temperatura. Esto le permite al medidor calcular y realizar mediciones de proceso mejoradas mientras minimiza los costos de instalación y cableado.

El HFVM también incorpora una capacidad de diagnóstico nueva llamada Known Density Verification (KDV) (verificación de densidad conocida), que revisa las condiciones de alarma de medición del medidor, la integridad del sensor y la presencia de suciedad, erosión o corrosión. Esta tecnología nueva incrementa la disponibilidad de la información de los diagnósticos en aplicaciones de medición críticas de viscosidad y densidad, las cuales pueden resultar en altos costos de mantenimiento y reducción de ciclos de tiempo.

Las aprobaciones marítimas obtenidas para el medidor son Lloyds, Germanischer Lloyd's, Det Norske Veritas (DNV) y Bureau Veritas (BV).

Moderno centro de monitoreo y diagnóstico de Siemens

Siemens estableció un centro remoto para supervisar el correcto funcionamiento de las más de 8.000 turbinas que tiene instaladas en parques eólicos *onshore* (en tierra firme) y *offshore* (en el mar), en 30 países del mundo. El espacio está ubicado en la ciudad de Brande, Dinamarca, donde 130 expertos hacen un seguimiento exhaustivo de los aerogeneradores los 365 días del año, con el objetivo de garantizar la buena marcha de las turbinas y la máxima generación de energía.

El diagnóstico remoto permite detectar posibles errores en los aerogeneradores y solucionarlos antes de que se produzcan, lo que evita interrupciones en la actividad, y supone un ahorro de costos y tiempos de traslado. Asimismo,

mo, el 85% de los problemas que se identifican pueden ser resueltos sin necesidad de enviar operarios al lugar, lo que se traduce en un importante aumento en la eficiencia.

De esta manera, Siemens se consolida como referente mundial de asistencia remota para parques eólicos, piezas claves en el sistema energético del futuro.

Pampa Energía amplía la Central Loma de La Lata

Pampa Energía avanza en la ampliación de la capacidad instalada de la Central Térmica Loma de La Lata, en la provincia de Neuquén. Con la llegada del generador y la turbina de 100 MW, elevará a 650 MW su potencia total. La obra demanda una inversión total de 800 millones de pesos.

La nueva turbina, cuyo cuerpo principal alcanza los 20 metros de longitud, y que con el generador y accesorios pesa alrededor de 950 toneladas, llegó en 94 contenedores al puerto de Bahía Blanca, y fue trasladada por ruta en 40 camiones a Neuquén. Se trata de una máquina General



Profesionales & consultores

	Desarrollo de Yacimientos Exploración Análisis de Economía y Riesgos Auditoría y Certificación de R&R
El mejor asesoramiento para sus proyectos y negocios de E&P	

	Incluidos en el Registro de Auditores y Certificadores de Reservas de la Secretaría de Energía
Alejandro Gagliano agagliano@gigaconsulting.com.ar	Edificio Concord Pilar Sección Zafiro Of.101-104 Panamericana Km.49,5 (1629) Pilar - Bs. As. - Argentina Tel: +54 (230) 4300191/192 www.gigaconsulting.com.ar
Hugo Giampaoli hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar	

Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

Los profesionales o consultores interesados podrán contratar un módulo y poner allí sus datos y servicios ofrecidos.

Informes: Tel.: (54-11) 5277-4274 Fax: (54-11) 4393-5494
E-mail: publicidad@petrotecnia.com.ar



Electric Modelo LMS-100, aeroderivada, de la más moderna tecnología y de probada eficiencia.

De esta forma, Pampa Energía S.A., la empresa dirigida por Marcelo Mindlin, continúa realizando inversiones tendientes a incrementar la capacidad eléctrica instalada del Sistema Interconectado Nacional, con máquinas y equipamientos de última generación, bajo consumo de combustibles y sustentabilidad ambiental.

Con esta ampliación, y las ya realizadas en sus distintas centrales, Pampa Energía habrá incrementado en un 25% su capacidad de generación eléctrica instalada.



Iluminación LED en estaciones de servicio de Petrobras

Con la búsqueda de la eficiencia energética, la innovación y el cuidado del medio ambiente, Petrobras Argentina continúa con el desarrollo del Programa EcoPlus en sus estaciones de servicio, que consiste en la renovación de las imágenes de fachada y la incorporación de iluminación LED.



Este programa ya se implementó en 27 estaciones de servicio de todo el país y continuará durante 2015.

La imagen EcoPlus demanda una inversión aproximada de 60 mil dólares por cada estación, e incluye el reemplazo de las cenefas con tela vinílica e iluminación tradicional de tubos fluorescentes, por módulos de aluminio compuesto (ACM) y logos corpóreos de la compañía en acrílico termoformado, e iluminación de logos y faldones perimetrales inferiores con tecnología LED. Estos cambios ofrecen menores costos de mantenimiento debido a los materiales utilizados, redundan en mayor seguridad por la menor necesidad de reparaciones, reducen el consumo eléctrico, brindan una mejor respuesta ante eventos climáticos y mayor vida útil a las cenefas.

El Programa EcoPlus se realiza en forma complementaria con el Programa de Ahorro y Eficiencia Energética y el Programa de Ajuste de Imagen, que Petrobras Argentina viene implementando como parte del plan de inversiones y puesta en valor de sus bocas de expendio.

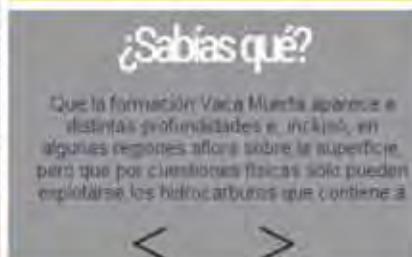
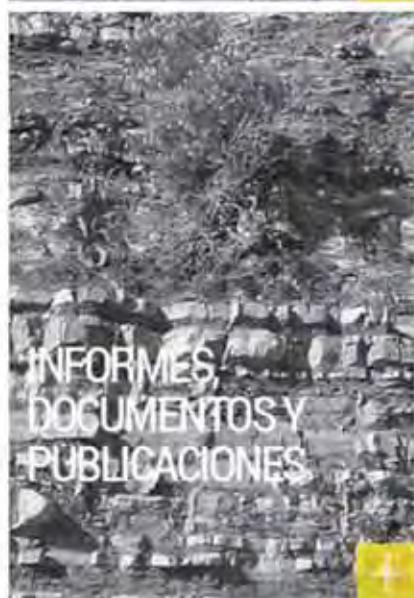
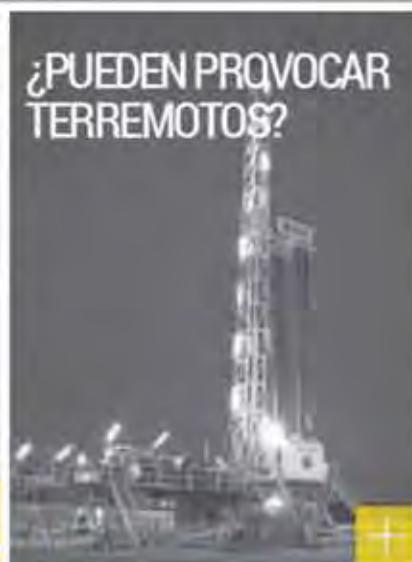
Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

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

www.foroiapg.org.ar

LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUÍMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



www.shaleenargentina.org.ar

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

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

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

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

NOVEDADES DEL IAPG

Premio IAPG 2015 a la Gestión de las Personas en la Industria del Petróleo y del Gas

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) tiene el agrado de invitar a participar a todas sus empresas socias del "Premio IAPG 2015 a la Gestión de las Personas en la Industria del Petróleo y del Gas".

Conscientes de la importancia que revisten los recursos humanos en las empresas de la industria, la Comisión de Recursos Humanos del IAPG, a través de un Jurado de renombradas personalidades del ámbito de la academia, instituciones profesionales, organismos nacionales, medios de comunicación y consultoría, elegirá los trabajos ganadores de cada categoría y temática.

El propósito del presente Premio es reconocer a compañías del sector su compromiso y esfuerzo con la gestión de quienes representan el capital diferenciador de las organizaciones: "Las personas".



Premio IAPG 2015
a la
Gestión de las
Personas en la Industria
del Petróleo y del Gas

Pueden participar todas las Empresas Socias del IAPG que deseen sumarse a esta iniciativa. Existe una preinscripción entre el 1° de abril y el 31 de mayo de este año, en la que se comunica la intención de participar, y se define la categoría y las temáticas en las cuales se va a participar. En esta instancia no hay que presentar ningún tipo de trabajo o contenido.

Del 1° de junio al 30 de septiembre de este año se realiza la segunda etapa, en la que se realiza la presentación de los trabajos que concursan. Las empresas deberán enviar los correspondientes trabajos mediante un formulario que se activará al completar el formulario de preinscripción.

Hay 3 categorías que categorizan a las organizaciones de acuerdo con su tamaño en base a la cantidad de empleados: Categoría I: hasta 250 empleados, Categoría II: entre 251 a 500 empleados, Categoría III: más de 501 empleados.

Existen asimismo distintas temáticas en las cuales se pueden participar: "Educación y Formación", "Conciliación personal-profesional", e "Innovación y vanguardia en procesos de gestión".

Las empresas participantes podrán inscribirse en una de las categorías y luego abarcar uno o más temas que han sido designados para el presente Premio.

Durante el mes de octubre, el Jurado seleccionará los trabajos finalistas de cada categoría y de cada temática. Estos trabajos finalistas podrán ser defendidos *in voce* si así el Jurado lo decidiera. La decisión final de los ganadores se dará a conocer en ocasión del festejo del Día del Petróleo y del Gas en el mes de diciembre.

La participación es sin costo alguno. Para más información: <http://www.iapg.org.ar/premio/>

La Universidad de Río Negro inició el primer ciclo lectivo de la Tecnicatura Universitaria en Hidrocarburos

El Rector de la Universidad Nacional de Río Negro (UNRN), Lic. Juan Carlos Del Bello y el Vicerrector de la Sede Alto Valle y Valle Medio, Mg. Pablo Bohoslavsky, inauguraron el 18 de marzo último el primer ciclo lectivo de la Tecnicatura Universitaria en Hidrocarburos en la ciudad de Cinco Saltos.

Del acto participaron el senador Miguel Angel Pichetto, el senador Guillermo Pereyra; el diputado rionegrino Ariel Rivero; la intendenta Liliana Alvarado, y el director de la Tecnicatura, Vladimir Cares Leiva, entre otros.

El rector Del Bello dio un discurso de bienvenida a los 116 ingresantes a la nueva carrera de la Universidad, convocándolos "a comprometerse con la cultura del trabajo y del esfuerzo", señalando que es obligación de la UNRN "formar recursos altamente calificados".



Universidad Nacional de Río Negro: Con la presencia del rector Del Bello, senadores Pichetto y Pereyra, intendente Alvarado, vicerrector Bohoslavsky y coordinador de la carrera Cares Leiva, se inauguró el primer ciclo lectivo.



Cursos de actualización 2015

ABRIL

CROMATOGRAFÍA DE GASES

Instructor: *J.J. Ferraro*

Fecha: 9 al 10 de abril. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Nivel 1: Ensayista de Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 13 al 18 de abril. Lugar: Buenos Aires

INGENIERÍA DE RESERVORIOS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 20 al 24 de abril. Lugar: Comodoro Rivadavia

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Nivel 2: Técnico en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 20 al 25 de abril. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE LIDERAZGO – Basado en la cadena de valor de las Relaciones Humanas

Instructores: *R. Blocki, O. Kostoff*

Fecha: 23 al 24 de abril. Lugar: Neuquén

Del total de nuevos alumnos, un poco menos del 25% corresponde a jóvenes de menos de 25 años, mientras que otro 50% tiene entre 28 y 40 años, presumiblemente con alguna actividad laboral relacionada al petróleo o afines. La carrera continuará abierta en 2016 y 2017.

La puesta en marcha de la carrera posibilitará la formación de profesionales competentes para un adecuado desempeño en la programación, exploración, desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo y/o gas. La carrera tendrá una duración de tres años, con un total de 1.600 horas de formación teórica y práctica. El Técnico Universitario en Hidrocarburos será un profesional competente para desempeñarse como asistente en los programas, exploración, desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo y/o gas. La tecnicatura se dictará en instalaciones aportadas y acondicionadas por el municipio de Cinco Saltos, con una capacidad para 120 alumnos. Las prácticas de laboratorio se desarrollarán inicialmente en el Laboratorio del CEM N° 72, sito en Av. Roca 165 de Cinco Saltos. El mismo cuenta con las mesas de granito, 8 piletas e instalación para que funcionen 12 mecheros.

El director de la Tecnicatura Universitaria en Hidrocarburos será Vladimir Cares Leiva, Ingeniero en Petróleo de la Universidad Nacional del Comahue.

Con esta nueva carrera, la UNRN suma además una nueva localización a las 10 ciudades de la provincia donde dicta clases. La cercanía de la ciudad de Cinco Saltos con Vaca Muerta, el yacimiento Los Caldenes y el aglomerado Neuquén/Centenario, han fundamentado esa elección. La carrera complementa con Ingeniería en Petróleo, que dicta la UNCOMA en Neuquén, y con Geología, que dictan tanto la UNRN como la UNCOMA. Cabe destacar la cooperación del Municipio para el desarrollo de la carrera y la Secretaría de Políticas Universitarias del Ministerio de Educación de la Nación.

Más información: prensa@unrn.edu.ar y contacto Paulina Andrés: pandres@unrn.edu.ar

MAYO

DECISIONES ESTRATÉGICAS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Instructor: *G. Francese*

Fecha: 7 al 8 de mayo. Lugar: Neuquén

PROGRAMA ESPECIALIZADO EN SUPPLY CHAIN MANAGEMENT

Módulo 1: Gestión de la Cadena de Abastecimiento

Instructores: *H. Breccia, W. Coronel, R. Destéfano, I. Rey Iraola, V. V. Villar*

Fecha: 11 al 15 de mayo. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 1

Instructores: *S. Río, C. Delosso, R. D'Anna, D. Molina*

Fecha: 19 al 22 de mayo. Lugar: Buenos Aires

SEMINARIO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS Y SU TERMINOLOGÍA EN INGLÉS

Instructor: *F. D'Andrea*

Fecha: 20 y 27 de mayo. Lugar: Buenos Aires

MEDICIONES DE GAS NATURAL

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 27 al 29 de mayo. Lugar: Buenos Aires

JUNIO

AUDITORÍA Y CONTROL INTERNO EN EMPRESAS DE O & G

Instructores: *R. Campo, A. Siciliano, C. Torres*

Fecha: 1° al 2 de junio. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN AL **PROJECT MANAGEMENT. OIL & GAS**

Instructores: *N. Polverini, F. Akselrad*

Fecha: 3 al 5 de junio. Lugar: Buenos Aires

PROGRAMA ESPECIALIZADO EN **SUPPLY CHAIN MANAGEMENT**

Módulo 2: Gestión del Transporte

Instructores: *H. Breccia, W. Coronel, R. Destéfano, I. Rey Iraola, V. V. Villar*

Fecha: 8 al 12 de junio. Lugar: Buenos Aires

PLANTAS DE REGULACIÓN DE GAS NATURAL

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 15 al 16 de junio. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LOS REGISTROS DE POZO ABIERTO

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 15 al 19 de junio. Lugar: Buenos Aires.

GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS

Instructores: *E. Carzoglio, S. Río, V. Domínguez*

Fecha: 17 al 19 de junio. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

Instructores: *L. Stinco, A. Liendo, M. Chimienti, P. Subotovsky, A. Cerutti*

Fecha: 22 al 26 de junio. Lugar: Buenos Aires

PROCESOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA: UN ENFOQUE PRÁCTICO

Instructores: *G. Palacios, M. Chimienti*

Fecha: 23 al 26 de junio. Lugar: Buenos Aires

LA CORROSIÓN MICROBIOLÓGICA: ASPECTOS BÁSICOS, CASOS Y EXPERIMENTOS

Instructor: *M. F. de Romero*

Fecha: 29 de junio al 3 de julio. Lugar: Buenos Aires

JULIO

PROGRAMA ESPECIALIZADO EN **SUPPLY CHAIN MANAGEMENT**

Módulo 3: Gestión de Costos de la *Supply Chain*

Instructores: *H. Breccia, W. Coronel, R. Destéfano, I. Rey Iraola, V. V. Villar*

Fecha: 6 al 8 de julio. Lugar: Buenos Aires

VÁLVULAS DE CONTROL, DE SEGURIDAD Y REGULADORAS

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 7 al 8 de julio. Lugar: Buenos Aires

MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Instructores: *P. Subotovsky*

Fecha: 13 al 17 de julio. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PROYECTOS 1. TEORÍA GENERAL

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 13 al 17 de julio. Lugar: Buenos Aires

RBCA - CARACTERIZACIÓN Y ACCIONES CORRECTIVAS BASADAS EN EL RIESGO

Instructor: *A. Cerutti*

Fecha: 23 al 24 de julio. Lugar: Buenos Aires

AGOSTO

INYECCIÓN DE AGUA. PREDICCIONES DE DESEMPEÑO Y CONTROL

Instructor: *W. M. Cobb*

Fecha: 3 al 7 de agosto. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE LIDERAZGO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Instructor: *A. Fernández Sívori*

Fecha: 10 de agosto. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL GAS

Instructores: *C. Casares, J.J. Rodríguez,*

B. Fernández, E. Fernández, O. Montano

Fecha: 10 al 14 de agosto. Lugar: Buenos Aires

DECISIONES ESTRATÉGICAS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Instructor: *G. Francese*

Fecha: 11 al 12 de agosto. Lugar: Buenos Aires

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN INDUSTRIAS DE PROCESO

Instructoras: *A. Heins, S. Toccaceli*

Fecha: 13 al 14 de agosto. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE ANÁLISIS NODAL

Instructores: *P. Subotovsky*

Fecha: 18 al 21 de agosto. Lugar: Buenos Aires

MEDICIONES EN PLANTAS DE PROCESO PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 19 al 21 de agosto. Lugar: Buenos Aires

INGENIERÍA DE RESERVORIOS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 24 al 28 de agosto. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 2

Instructores: *E. Carzoglio, C. Flores, J. Ronchetti*

Fecha: 25 al 28 de agosto. Lugar: Buenos Aires

TÉRMINOS CONTRACTUALES Y FISCALES

INTERNACIONALES EN E&P

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 31 de agosto al 1° de septiembre.

Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA CORROSIÓN

Instructores: *A. Keitelman, C. Delosso, C. Navia y A. Burkart*

Fecha: 31 de agosto al 2 de septiembre.

Lugar: Buenos Aires

SEPTIEMBRE

NEGOCIACIÓN, INFLUENCIA Y RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 3 al 4 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

CALIDAD DE GASES NATURALES (Incluye GNL)

Instructor: *F. Nogueira*

Fecha: 3 al 4 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

CONTROL DE GESTIÓN Y TABLERO DE CONTROL EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Instructor: *C. Topino*

Fecha: 3 al 4 de septiembre. Lugar: Neuquén

FUSIONES Y ADQUISICIONES PETROLERAS

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 7 al 8 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS - Nivel 1

Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández*

Fecha: 7 al 12 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 1

Instructores: *S. Río, C. Delosso, R. D'Anna, D. Molina*

Fecha: 9 al 11 de septiembre. Lugar: Comodoro Rivadavia

PROCESAMIENTO DE CRUDO

Instructores: *E. Carrone, C. Casares, P. Boccardo*

Fecha: 10 al 11 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS - Nivel 2

Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández*

Fecha: 14 al 19 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS

Y PUESTA A TIERRA

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 14 al 15 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

DOCUMENTACIÓN DE INGENIERÍA PARA PROYECTOS Y OBRAS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 17 al 18 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

INTERPRETACIÓN AVANZADA DE PERFILES

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 21 al 25 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

TRANSITORIOS HIDRÁULICOS EN CONDUCTOS

DE TRANSPORTE DE PETRÓLEO

Instructor: *M. Di Blasi*

Fecha: 28 al 30 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

OCTUBRE

TALLER PARA LA UNIFICACIÓN DE CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE RESERVAS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 1° al 2 de octubre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PERFILES DE POZO ENTUBADO

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 13 al 16 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES

Instructor: *M. Carnicero y M. Ponce*

Fecha: 13 al 14 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR TERCEROS

Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. Palacios, S. Martín*

Fecha: 15 al 16 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INGENIERÍA DE RESERVORIOS DE GAS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 19 al 23 de octubre. Lugar: Buenos Aires

GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS

Instructores: *E. Carzoglio, S. Río, V. Domínguez*

Fecha: 21 al 23 de octubre. Lugar: Comodoro Rivadavia

EVOLUCIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA DE UN ACTIVO PETROLERO

Instructor: *C. Topino*

Fecha: 26 al 27 de octubre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE BOMBEO MECÁNICO

Instructores: *P. Subotovsky*

Fecha: 28 al 30 de octubre. Lugar: Buenos Aires

NOVIEMBRE

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Nivel 1: Ensayista de Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 2 al 7 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

INTERPRETACIÓN AVANZADA DE PERFILES

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 2 al 6 de noviembre. Lugar: Neuquén

RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 2 al 6 de noviembre. Lugar: Comodoro Rivadavia

PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

Instructores: *C. Casares, E. Carrone, P. Boccardo,*

P. Albrecht, M. Arduino, J. M. Pandolfi

Fecha: 4 al 6 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE FORMACIONES

Instructor: *L. Stinco*

Fecha: 9 al 13 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Nivel 2: Técnico en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 9 al 14 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROJECT MANAGEMENT WORKSHOP. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini, F. Akselrad*

Fecha: 18 al 20 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 2

Instructores: *E. Carzoglio, C. Flores, J. Ronchetti*

Fecha: 18 al 20 de noviembre.

Lugar: Comodoro Rivadavia

SISTEMAS DE TELESUPERVISIÓN Y CONTROL SCADA

Instructores: *D. Brudnick*

Fecha: 25 al 26 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Instructores: *P. Subotovsky*

Fecha: 25 al 27 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PROYECTOS 2. RIESGO, ACELERACIÓN Y MANTENIMIENTO-REEMPLAZO

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 30 de noviembre al 4 de diciembre.

Lugar: Buenos Aires

NOVEDADES DESDE HOUSTON

Foro sobre oportunidades de E&P en Colombia

El 26 de marzo último el IAPG Houston realizó, en las tradicionales instalaciones del DoubleTree Houston Greenway Plaza Hotel, un nuevo Foro que reúne a protagonistas de la industria, basados en la ciudad texana, con los temas de actualidad sobre los hidrocarburos de la región.

Participaron de ella Alvaro José Rodríguez, socio del estudio Posse Herrera Ruiz, especializado en recursos naturales y energía, con foco en petróleo y gas, minería y legislación ambiental, adquisiciones, desinversiones y finanzas de industrias energéticas; y Chris García, Consultor para América latina en temas de deepwater, también para Schlumberger Oilfield Services, responsable por numerosas iniciativas en aguas profundas incluyendo entrenamientos internos y desarrollo de competencias, revisión por pares, investigación, inversiones y desarrollo de negocios de marketing.



El foro se centró en la costa caribeña de Colombia, considerada una zona emergente para E&P, sobre todo después del descubrimiento en aguas profundas realizado en 2014 por el consorcio formado por Petrobras-Ecopetrol-Repsol, el cual ha suscitado el interés de la Industria, sobre todo después de que el gobierno colombiano anunciara incentivos para actividad adicional, incluyendo la creación de una zona franca offshore. Los recursos potenciales de la región atraen hoy a nuevos players como Anadarko y Statoil.

En el Foro, realizado ante una multitudinaria concurrencia, se discutieron temas como el potencial hidrocarburífero offshore de Colombia y el actual ambiente de negocios, con énfasis en los aspectos fiscales, regulaciones ambientales y legislación existente sobre zonas de libre comercio.

La Beca Claudio Manzanillo IAPG Houston 2015

El IAPG Houston ofrece cada año el Programa de Becas Claudio Manzanillo, para profesionales argentinos matriculados en un programa de postgrado en los Estados Unidos, en carreras afines a la industria de los hidrocarburos: Ingeniería de Petróleo, Ciencias de la Tierra (Geología o Geofísica), o Ingeniería Ambiental, entre otras.

Los solicitantes deben ser ciudadanos argentinos y tener un mínimo de un (1) año de experiencia en la industria. Los candidatos seleccionados serán premiados de la siguiente manera:

- El seleccionado recibirá USD 10.000 por año; solo ha sido aceptado para el otoño de 2015 por una universidad estadounidense conocida por su programa basado en petróleo o gas.
- Aquel seleccionado que ya está actualmente inscripto en un Programa, recibirá USD 5.000 por año. La beca se otorgará para el semestre de otoño de 2015.



Toda la documentación requerida debe ser recibida por el Comité de Educación de Houston IAPG antes del 1° de mayo de 2015.

Los interesados pueden encontrar los Términos y Condiciones de becas y otros documentos importantes en www.iapghouston.org, o consultar a la Comisión de Educación en el mail scholarship@iapghouston.org.

ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

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



facebook.com/IAPGinfo
facebook.com/IAPGEduca



@IAPG_info
@IAPGEduca

You Tube

youtube.com/IAPGinfo



LinkedIn

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar

ÍNDICE DE ANUNCIANTES



3m	51	Metalurgica Siam	14
Aesa	15	Mwh Argentina	12
Aog'15	81	Pan American Energy	Retiro de tapa
Becas Houston	91	Petroconsult	94
Bivort	53	Petrollier	89
Compañía Mega	21	Programa especializado en <i>Supply Chain Management</i>	75
Contreras	65	Registros de Pozos	98
Cummins Argentina	45	Schlumberger Argentina	13
Digesto Ambiental	71	Serviur	55
Electrificadora Del Valle	27	Superior Energy Services	33
Emerson Argentina	61	Techint	23
Enarsa	44	Tecna	39
Ensi	29	Tecpetrol	Retiro de contratapa
Finning Argentina	59	Total	9
Foro Iapg	102	Transmerquim Argentina	Contratapa
Funcional	31	V y P Consultores	34 y 101
Gabino Lockwood	47	Wärtsila Argentina	77
Ge Oil&Gas Products&Services Argentina	35	Weatherford Argentina	41
Giga	101	Wgc'15	83
Halliburton Argentina	19	Ypf	7
Hotel Correntoso Lake&River	32	Zoxi	67
Ibc- International Bonded Couriers	100		
Iph	40	Suplemento estadístico	
Marshall Moffat	17	Industrias Epta	Contratapa
Martelli Abogados	28	Ingeniería Sima	Retiración de tapa
Metalurgica Albace	49	Texproil	Retiración de contratapa



Tecpetrol

Energía que crece

www.tecpetrol.com
facebook.com/tecpetrol



SIMPLIFICAR ES LO QUE HACEMOS

Nuestro nombre representa una amplia gama de productos y servicios personalizados para la industria petrolera en áreas como perforación, terminación, cementación, estimulación y downstream.

GTM es sinónimo de entrega a tiempo, asesoría y respaldo profesional, acorde con sus necesidades y superando sus expectativas.

¡Contáctenos! Tenemos presencia en 14 países en América Latina y oficinas de suministro en Estados Unidos y Asia.

Su socio de confianza
en América Latina

www.gtm.net

