

13 de diciembre. Día del Petróleo y del Gas

# PETROTECNIA

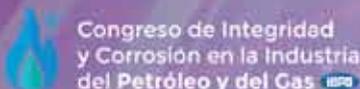
4 | 20

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LXI - 4 | 2020

4 / 2020

Petrotecnica Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. • Año LXI N° 4

## 1<sup>ras</sup> Jornadas Virtuales (R)evolución Digital del Petróleo y del Gas



Media sponsor de:





# ENERGÍA RESPONSABLE

#HoyMásQueSiempre

Mantenemos las operaciones en forma segura y abastecemos de petróleo, gas natural y combustibles para que el país siga en marcha.

[PAN-ENERGY.COM](http://PAN-ENERGY.COM)

**Pan American**  
**ENERGY**

Energía responsable



**T**ermina un año más y no uno cualquiera, sino un año que será recordado en la Historia moderna como un hito, ya que pocas cosas podían devolvernos tanto la dimensión de “aldea global” como una pandemia que paralizó a todos los países del globo.

Ha sido un año duro para todos, en gran medida por los efectos que la pandemia tuvo sobre la actividad económica en el mundo y en el país.

A pesar de eso, en la Argentina, nuestro sector trabajó más fuerte que nunca. Pudimos mantener los niveles requeridos de actividad que aseguraron al país un suministro continuo de energía, para los hospitales, las fuerzas de seguridad, las redes de comunicación y la sociedad en general.

Todos pudieron operar sin sobresaltos. Por ello quiero felicitar a toda la industria por el logro obtenido a pesar de las dificultades operativas y personales que tuvo que afrontar. Incluyo también al sistema eléctrico argentino en todos sus segmentos.

Todas las áreas de nuestra extensa industria trabajaron incesantemente, además de haber encontrado la manera de colaborar con la comunidad donde operan las empresas con material y ayuda sanitaria imprescindibles.

En el IAPG, la imposibilidad de realizar reuniones presenciales nos apresuró en un desarrollo que habíamos comenzado muchos meses antes: las plataformas virtuales. Esto nos permitió realizar cientos de charlas y conferencias a través de los distintos ciclos de encuentros de “IAPG en vivo”; también con decenas de nuestros cursos técnicos, ahora en versión *streaming*, y otras tantas actividades de los Jóvenes Profesionales. Además, las incansables Comisiones técnicas encontraron la manera de seguir adelante sin falta con sus reuniones periódicas. Trabajamos distinto, pero trabajamos más que nunca.

Esperamos que 2021 traiga, en el nivel mundial, las soluciones en materia de salud poder seguir avanzando y, en el nivel, del Instituto, poder llevar adelante nuestras actividades *online*. Ojalá que podamos asumir poco a poco otra vez la modalidad presencial.

Tenemos en agenda el 4º Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas y de la Argentina Oil&Gas Expo, el evento más importante de los hidrocarburos en la región. Una oportunidad para encuentros y camaradería que anhelamos fuertemente.

Estamos trabajando mucho para que todo pueda realizarse, siempre atentos responsablemente a la realidad mundial. Los mejores deseos de salud y trabajo para todos.

¡Hasta el año próximo!

*Ernesto A. López Anadón*





Tema de tapa

## 1ªs Jornadas virtuales de (R)Evolución Digital para Oil & Gas

### Estadísticas

#### 08 Los números del petróleo y del gas

### Tema de tapa



#### 10 Exitosas 1ªs Jornadas virtuales de (R)Evolución Digital para Oil & Gas

Por Nora Ribera (Presidente de la Comisión de Geotecnología e Informática del IAPG) y Santiago Serebrinsky (Presidente de la Comisión de Innovación Tecnológica del IAPG). Las 1ªs Jornadas virtuales de (R)Evolución Digital para Oil & Gas (JReD) nos dejaron una enriquecedora muestra de trabajos de vanguardia en tecnologías digitales y plasmaron exitosamente una nueva modalidad de encuentros técnicos.

Estrategia de datos

#### 16 Gestión de datos físicos y digitales de la exploración de hidrocarburos: el caso de ANCAP en Uruguay

Por Pablo Gristo, Pablo Rodríguez, Néstor Lemo y Héctor de Santa Ana (ANCAP).

ANCAP, la empresa nacional de petróleo de Uruguay, también es el organismo regulador de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el país. Entre sus cometidos está la administración de los datos físicos y digitales que se generan en las empresas, así como estudios de campo propios y académicos.

Estrategia de datos

#### 22 Gestión integrada de activos físicos y digitales

Por Juan Coria, Gonzalo Sisto, Rodolfo Figueroa y Marcelo Giaquinta (YPF) y Ricardo Handson (Axonier).

Un repaso por la estrategia de la operadora argentina para integrar los numerosos archivos físicos y digitales generados a través de su amplia e histórica operatoria.

#### 28 Geotecnología Drones en Tierra del Fuego: modelo digital del terreno costero

Por Carolina da Veiga Mateus, Gabriel Redonte y María Macarena Rodríguez (Total)

La creciente utilidad de los dispositivos no tripulados que se desplazan por el aire es crucial para el control de la erosión costera en la latitud Sur.

#### 34 Uso de la nube Una exploración más eficiente a través de la "spotifyfación" de datos sísmicos

Por Karyna Rodríguez (Searcher)

Lograr que grandes cantidades de datos sísmicos sean fácilmente accesibles y con funcionalidad de aprendizaje automático es importante para obtener una comprensión regional y local de los sistemas hidrocarbúrferos.

#### 38 Ciberseguridad industrial Impacto "real" de la ciberseguridad en los ambientes del Oil & Gas y su situación en la región

Por Pablo Almada (KPMG)

Casos reales del impacto y el nivel de exposición a los ciberataques a empresas del sector hidrocarbúrfero desde una perspectiva "real" de la operación del día a día de un yacimiento.

#### 46 Ciencia de datos, analytics, machine learning, inteligencia artificial, data warehouse y bussiness intelligence para Subsuelo Modelo prescriptivo para la optimización de pozos no convencionales con sistema plunger lift

Por Adriana Romero, Christopher Feldmann, Katherine Silva, José Barros, Gustavo Martínez, Marcelo Montero, Juan Álvarez y Eugenio Ferrigno (Y-TEC)

Una herramienta de diagnóstico con el uso de ciencia de datos e inteligencia artificial para la identificación temprana de eventos anómalos en pozos con sistema de extracción plunger lift, de manera de evitar pérdidas en la producción y aportar opciones de mejoras.

#### 50 Ciencia de datos, analytics, machine learning, inteligencia artificial, data warehouse y bussiness intelligence para subsuelo Data analytics en tight gas

Por Diego Gallart y Andrés López Gibson (Y-TEC).

La aplicación de técnicas de Data Science en las diferentes especialidades para el procesamiento y la interpretación de sus datos en bruto, con aplicación concreta al tight gas.

#### 58 Ciencia de datos, analytics, machine learning, inteligencia artificial, data warehouse y bussiness intelligence para downstream Video Analytics en Oil & Gas: consideraciones

## prácticas y lecciones aprendidas en su aplicación mediante metodologías ágiles

Por Andrew G. Mercader y Bogdan Pogorelc (Y-TEC).

El funcionamiento de redes neuronales profundas, comparando los algoritmos más utilizados en la actualidad para el reconocimiento de objetos y la clasificación de imágenes en tiempo real y su aplicación en la industria de los hidrocarburos.

## 64 Digital twins Monitoreo en tiempo real del ciclo de vida de pozos

Por Vinicius Girardi y Benjamín Buteler (ESSS).

Las aplicaciones llamadas *Digital Twins* procesan los datos que se envía a los centros operativos de las compañías en tiempo real y se usan para monitorear las variables más importantes durante las etapas de perforación, completación y producción de los pozos.

## 70 Modelado y Simulación Estrategias óptimas para el desarrollo de yacimientos maduros en recuperación mejorada de petróleo mediante dióxido de carbono

Por Demian Presser, Vanina Cafaro y Diego Cafaro (INTEC, UNL-CONICET y Facultad de Ingeniería Química, Universidad Nacional del Litoral).

En este trabajo se presenta una herramienta de toma de decisiones mediante programación matemática mixta entera no lineal para definir la mejor estrategia de operación de proyectos de recuperación mejorada de petróleo mediante dióxido de carbono (EOR-CO<sub>2</sub>).

## 74 IoT y yacimiento digital Medidor de nivel de fluido en pozo en tiempo real

Por Mariano Andrés Hunkeler y Simón Franco (RF Industrial)

Un aparato detector de nivel que puede determinar, en pozos productores de petróleo, el nivel del fluido pozo abajo, que sea económico, que repita las mediciones abreviando tiempos y que no requiera de la presencia de un operador.

## 78 IoT y yacimiento digital Operaciones de completación SIMOPs en Vaca Muerta: variables, estadísticas y KPIs en tiempo real

Por Gonzalo Cabo (Pluspetrol); Juan Manuel Turcumán, Henry Almea y Rafael Battagini (NOV).



Una tecnología que permite transmitir la actividad que se está realizando en cada pozo, en locación, en tiempo real en pantallas de una sala de control o desde cualquier computadora o teléfono celular. La tecnología está basada en la misma que se utiliza en el ámbito de la perforación, con la capacidad adicional de procesar datos de distintos pozos y distintos servicios.

## Nota Técnica

## 84 Plan de desarrollo con huella de carbono negativa para reservorio offshore en Noruega integrado con captura de carbono, utilizando las refinerías de Mongstad y Pernis como fuentes de CO<sub>2</sub>

Por Augusto Correnti (Shell Argentina), Farzana Binte Miswan y Johana Nevito (pasantía en Total), y Carla Oliveira dos Santos y Fernanda Campos Furtado (pasantía en Equinor).

Este trabajo, que marca la visión sustentable hacia donde apunta la industria, fue galardonado recientemente con el premio internacional EAGE Minus CO<sub>2</sub> Challenge 2020. Uno de sus autores es un ingeniero argentino, miembro de la Comisión de Jóvenes profesionales del IAPG.

## 90 Liderar en incertidumbre. Los comportamientos del líder del futuro

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

En situaciones de alta incertidumbre será necesario gestionar las operaciones y tomar decisiones de una manera diferente a la acostumbrada. Las empresas de hidrocarburos frente al contexto incierto.

## 94 Eficiencia energética, una herramienta para mitigar la pobreza y las emisiones

Por Raúl Zavalla Lagos (Fundación Pro Vivienda Social, FPVS), Guillermina Jacinto y Silvina Carrizo (CONICET) y Salvador Gil (Universidad Nacional de San Martín - UNSAM).

Cuidar la energía transforma la eficiencia en la fuente más económica y deseable.

En este trabajo describimos iniciativas para concientizar a la población sobre sus beneficios.

## Actividades

## 100 Congresos

La nueva realidad que impuso mundialmente el trabajo en cuarentena llevó a repensar la manera de reunirse y capacitarse hasta regresar a la llamada "nueva normalidad", con un esperable retorno a una mayor y progresiva presencialidad.



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 Graciela Nubile

publicidad@petrotecnica.com.ar

**Estadísticas:** Roberto López

**Comisión de Publicaciones**

**Presidente:** Eduardo Fernández

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

Carlos Casares, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Guisela Masarik,

Vicente Serra Marchese, Gabino Velasco

**Diseño, diagramación y producción gráfica integral**

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

**PETROTECNIA** se edita los meses de marzo, junio, agosto y noviembre, y es gratuita para las empresas relacionadas con las industrias del petróleo y del gas, asociadas al **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** y a sus asociados personales.

**Año LXI N° 4 - 2020**

ISSN 0031-6598

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.

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.

**Suscripciones**

Argentina: Precio anual - 4 números: \$ 2500

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

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar



**Premio Apta-Rizzuto**

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

## Comisión Directiva 2018-2020

### Titular

Ernesto López Anadón  
Gonzalo López Nardone  
Rodolfo Eduardo Berisso  
Verónica Lorena Staniscia  
Horacio Carlos Cristiani  
Alejandro Hugo Kletzky  
Diego Ariel Schabes  
María Inés Sainz  
Dante Marcelo Ramos  
María Gabriela Rosello Warren  
Pablo Carlos Ledesma

Margarita Perla Esterman  
Mario Alberto Yaniskowski  
Germán Patricio Macchi  
María Carmen Tettamanti  
Jorge Miguel Buciak  
Eduardo Hugo Antranik Eurnekian  
Eduardo Alejandro Tapia Alvayay  
Daniel Alberto Santamarina  
Daniel Anibal De Nigris  
Ana Paula Parrella  
Luis Hernán Corti  
Juan Enrique Salum  
Jorge Hilario Schneider  
Damián Ciaccia  
Miguel Angel Torilo

Nino Domingo Antonio Barone  
Martín Emilio Guardiola  
Marcelo Horacio Luna  
Gustavo Eduardo Brambarti  
Jorge Pablo Tomsin

### Empresa

Socio Personal  
YPF S. A.  
Pan American Energy LLC -PAE  
Shell C.A.P.S.A.  
Naturgy Ban S.A.  
San Antonio Internacional S.A.  
Siderca S.A.I.C.  
Pampa Energía S.A.  
Chevron Argentina S.R.L.  
Total Austral S.A.  
Tecpetrol S.A.  
Medanito S.A.  
Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS)  
Pluspetrol S.A.  
Camuzzi Gas Pampeana S.A.  
Compañías Asociadas Petroleras S.A. Capsa/Capex  
Compañía General de Combustibles S.A.-CGC  
Enap Sipetrol Argentina S.A.  
Axion Energy Argentina S.A.  
ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.  
Halliburton Argentina S.R.L.  
Schlumberger Argentina S.A.  
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.  
Rafael G. Albanesi S.A.  
ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.  
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

Socio Personal  
A-Evangelista S.A.  
Palmero San Luis S.A.  
Cesvi Argentina S.A.  
Aggreko Argentina S.R.L.

### Cargo

Presidente  
Vicepresidente 1°  
Vicepresidente Upstream P&G  
Vice Downstream Petróleo  
Vice Downstream Gas  
Vice Servicios de Pozos  
Vice de fabric. De equip y mat.  
Secretario  
Prosecretario  
Tesorero  
Protesorero  
Vocal Titular  
Revisor de Cuenta Titular  
Revisor de Cuenta Titular  
Revisor de Cuenta Titular  
Revisor de Cuenta Suplente  
Revisor de Cuenta Suplente

Petróleo, gas natural y electricidad de bajas emisiones de carbono  
100 000 mujeres y hombres

# COMPROMETIDOS CON UNA MEJOR ENERGÍA

#MakeThingsBetter  
[total.com.ar](http://total.com.ar)



**TOTAL**

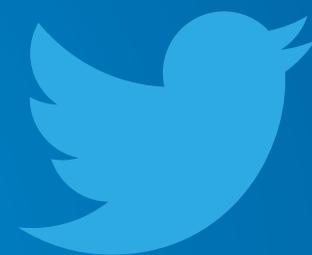
Committed to Better Energy

ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

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



[facebook.com/IAPGinfo](https://facebook.com/IAPGinfo)  
[facebook.com/IAPGEduca](https://facebook.com/IAPGEduca)



@IAPG\_info  
@IAPGEduca

**You Tube**

[youtube.com/IAPGinfo](https://youtube.com/IAPGinfo)



**Linked in**

INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

[www.iapg.org.ar](http://www.iapg.org.ar)



# Halliburton 4.0

La digitalización está integrada en todo lo que hacemos y libera un nuevo potencial para reducir el tiempo de producción al primer barril de petróleo, reducir costos, incrementar producción y optimizar el rendimiento la cadena de valor.

Halliburton 4.0 está transformando la forma en que trabajamos para hacer salto a escala cuantica en productividad con foco cuatro áreas clave: Subsurface 4.0, Well Construction 4.0, Reservoir & Production 4.0 y Enterprise 4.0.

Permítanos mostrarle cómo Halliburton 4.0 aprovecha las tecnologías digitales para impulsar la conectividad y brindar el rendimiento en todas las áreas de nuestro negocio.

Halliburton 4.0: Transformando la forma en que trabajamos.



Sponsors Oro



Sponsors Plata



# Exitosas 1<sup>eras</sup> Jornadas virtuales de (R)Evolución Digital para Oil & Gas

Por *Nora Ribera (Presidente de la Comisión de Geotecnología e Informática del IAPG)* y *Santiago Serebrinsky (Presidente de la Comisión de Innovación Tecnológica del IAPG)*



Las 1<sup>eras</sup> Jornadas virtuales de (R)Evolución Digital para Oil & Gas (JReD) nos dejaron una enriquecedora muestra de trabajos de vanguardia en tecnologías digitales y plasmaron exitosamente una nueva modalidad de encuentros técnicos.

En septiembre de este año se marcó un nuevo hito en el IAPG: se realizaron, de manera virtual, las Primeras Jornadas de (R)evolución Digital, realizadas por plataforma Webex.

En efecto, estas Jornadas resultaron del trabajo conjunto de dos importantes comisiones del Instituto: la Comisión de Geotecnología e Informática y la Comisión de Innovación Tecnológica.

Este proyecto fue el resultado de la asociación de las 4tas Jornadas de Innovación Tecnológica JIT4.0 y las 8vas Jornadas de Geotecnología, con una convergencia en diversos aspectos temáticos y de organización y la identidad de ambas comisiones.

Las Jornadas, en su formato totalmente remoto, se llevaron a cabo los días 14 y 15 de septiembre de 2020. Estuvo organizada en cuatro salas virtuales simultáneas para trabajos técnicos y otras tres salas donde los 12 auspiciantes principales presentaron sus últimas novedades (Figura 2).

Las JReD contaron con un total de 92 trabajos presentados por oradores del país y del exterior, dos presentaciones plenarias de YPF y Tenaris, que fueron auspiciadas por 19 empresas. En la Figura 3 se muestra la distribución geográfica de los trabajos recibidos inicialmente. El evento contó con un total de 2.450 inscriptos, con aproximadamente entre 600 y 700 visitantes simultáneos transitando virtualmente las siete salas, así se convirtió en el evento con mayor participación del IAPG, con excepción de las AOG.

Otra novedad que se pudo ver en estas Jornadas fue la incorporación de dos espacios *chillout* al finalizar las sesiones. El primer día, el conocido músico argentino Gustavo "Palo" Pandolfo brindó un recital y, el segundo día, Diego Migliaro, creador del programa "Mi lado V", presentó "Malbec y música", dando así a las Jornadas en su cierre un espacio distinto al de las sesiones técnicas.

La visión de las Comisiones CGI y CIT

La organización, el desarrollo y la experiencia capturada de estas Jornadas fue compleja, debido a los acontecimientos de público conocimiento y el contexto complicado, tanto por la pandemia de covid-19 como por la difícil situación que atraviesa nuestra industria.





Figura 1. Antes de las JReD y durante las JReD.

### Factores determinantes al realizar un evento en formato totalmente virtual

Para la Comisión de Geotecnología e Informática (CGI) era primordial tratar de realizar un evento distinto al que realizamos desde 2002 en el marco del Congreso de Exploración y Desarrollo del IAPG (CONEXPLO). En 2019 surgió la inquietud de realizarlo, con la propuesta de la Comisión de Innovación Tecnológica, con contenidos que incluían Data Management.

El factor decisivo ocurrió en marzo, cuando vimos que en el hemisferio norte el covid-19 estaba generando muchos problemas y que todos los eventos que se hacían presenc-

les adoptaban este nuevo formato con asistencia gratuita.

La joven Comisión de Innovación Tecnológica (CIT) estaba planificando un evento puente entre las JIT3 (de 2019) y sus cuartas Jornadas (JIT4.0). Las tres anteriores habían tenido una difusión y una participación en aumento. Al asociarnos con la CGI, el formato del evento tendría la envergadura acorde con las JIT4.0. Cuando apareció la contingencia del covid-19, y había gran incertidumbre en varias aristas, desde las dos comisiones impulsamos con definición el evento virtual con el fin de reducir los frentes de indecisión, pero sobre todo con la idea de aprovechar una oportunidad particular.



Figura 2. Lobby virtual de las JReD.

### Gestión de la organización de esta modalidad novedosa

Algunos aspectos eran similares a la organización de jornadas tradicionales, como la búsqueda de trabajos de calidad y de un jurado a la altura, mientras que en otros aspectos hubo que aprender sobre la marcha junto con el IAPG. Además, se constituyó un Comité Organizador con miembros de ambas comisiones que se dividió en los subcomités Académico, Comercial, Institucional TI y Comunicación con temas específicos para trabajar e investigar y cuyos resultados se compartían semanalmente.

Las primeras conversaciones fueron de manera presencia, pero cuando apenas habíamos iniciado el camino, toda la gestión se continuó de forma virtual. Rápidamente abrimos los canales de comunicación Comisiones-IAPG-Auspiciantes-Oradores y notamos el aprendizaje continuo.



a. marshall moffat®

Since 1952

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

SEGURIDAD  
& CALIDAD

Empresa certificada bajo normas:

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

A. Marshall Moffat S.A. Of. Central

Tel: (54 11) 4302-9333

Fax: (54 11) 4303-1287

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

Provincia de Neuquén

Tel: (0299) 443-6139

Cel: (0299) 15-405-4479

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

Provincia de Chubut

Tel: (0297) 448-3032

Cel: (0297) 15-472-4383

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



Consultas técnicas: 0800 222 1403

marshall@marshallmoffat.com | www.marshallmoffat.com

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



A. MARSHALL MOFFAT S.A.  
ISO 9001:2000  
A 12735



MIEMBRO



MIEMBRO





Figura 3. Distribución geográfica de los trabajos recibidos inicialmente.

### Recepción en un contexto de incertidumbre

Fue mucho mejor de lo esperado. Si bien al principio hubo que hacer una difusión muy fuerte, hubo un punto de inflexión a partir del cual notamos un interés creciente en participar del evento. Inicialmente se recibió un volumen medio de trabajos, mientras las novedades del covid-19 nos impactaban minuto a minuto. Gracias a la difusión, el número de trabajos y las consultas aumentaron mucho. Progresivamente hubo un marcado interés de las empresas, que nos llevó a tomar salas de auspiciantes adicionales.

### La interacción entre ambas comisiones

Muchos integrantes de ambas comisiones se conocen desde hace años así que todo fluyó muy bien. Los temas principales los tratábamos en la reunión de comité organizador semanalmente y luego los compartíamos cada uno en sus comisiones. Es de destacar el compromiso y la dedicación para promover la participación y convocar oradores que tuvieron los integrantes de ambas comisiones, lo que se tradujo en un contenido técnico de primer nivel.

La CIT es una de las comisiones “transversales” del IAPG. Como tal, hay algunos integrantes compartidos con la CGI, con conocimiento histórico de los eventos, oportunidades, etc. Esto facilitó mucho la coordinación interna y vinculación con IAPG y otros actores. Esta fue una experiencia definitivamente recomendable.

### Aspectos más sobresalientes para destacar de las Jornadas

En primer lugar, es de destacar la cantidad de asistentes al evento; en segundo lugar, el haber tenido la

posibilidad de contar con la cantidad y calidad de los oradores del exterior, algo que es más difícil en un evento presencial por los costos que significan traerlos al país.

Si bien confiábamos en tener unas excelentes Jornadas, el resultado superó las expectativas en todo sentido. La calidad de la organización, el contenido técnico y otros específicos de personas, a quienes estas Jornadas realmente les ha hecho una diferencia en lo profesional, por vinculación, aprendizaje, etc. Este feedback es el mejor testigo de la valoración del evento.

### Lecciones aprendidas

Fundamentalmente, aprendimos a organizar un evento virtual que, gracias al IAPG y a su experiencia en organización de eventos salió en forma impecable, para ello fue crucial considerar a los moderadores como actores clave para este tipo de evento.

Podemos capturar los vaivenes fruto de incertidumbres como impulso para probar nuevas oportunidades. Lo esencial es conformar los equipos adecuados y motivados (CGI-CIT-IAPG) y nutrirlos con desafíos que los traccionen.

Para las próximas ediciones estamos pensando en incluir alguna forma de *networking* e incluir algún curso pre-jornada con alguna temática de interés general.

Nos quedaron varias ideas en el tintero, para algunas de ellas ni siquiera existe aún tecnologías suficientemente desarrolladas. El tiempo pospandemia con certeza nos ayudará en esta dirección. El “pasillo virtual” es la más prominente, pero además queremos crear un marco continuo de difusión de nuestras temáticas. La virtualidad ha impulsado series de conferencias por parte de las distintas comisiones del IAPG, que es en definitiva parte de este marco.

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

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



Planta Separadora LLL - Vaca Muerta, NQN

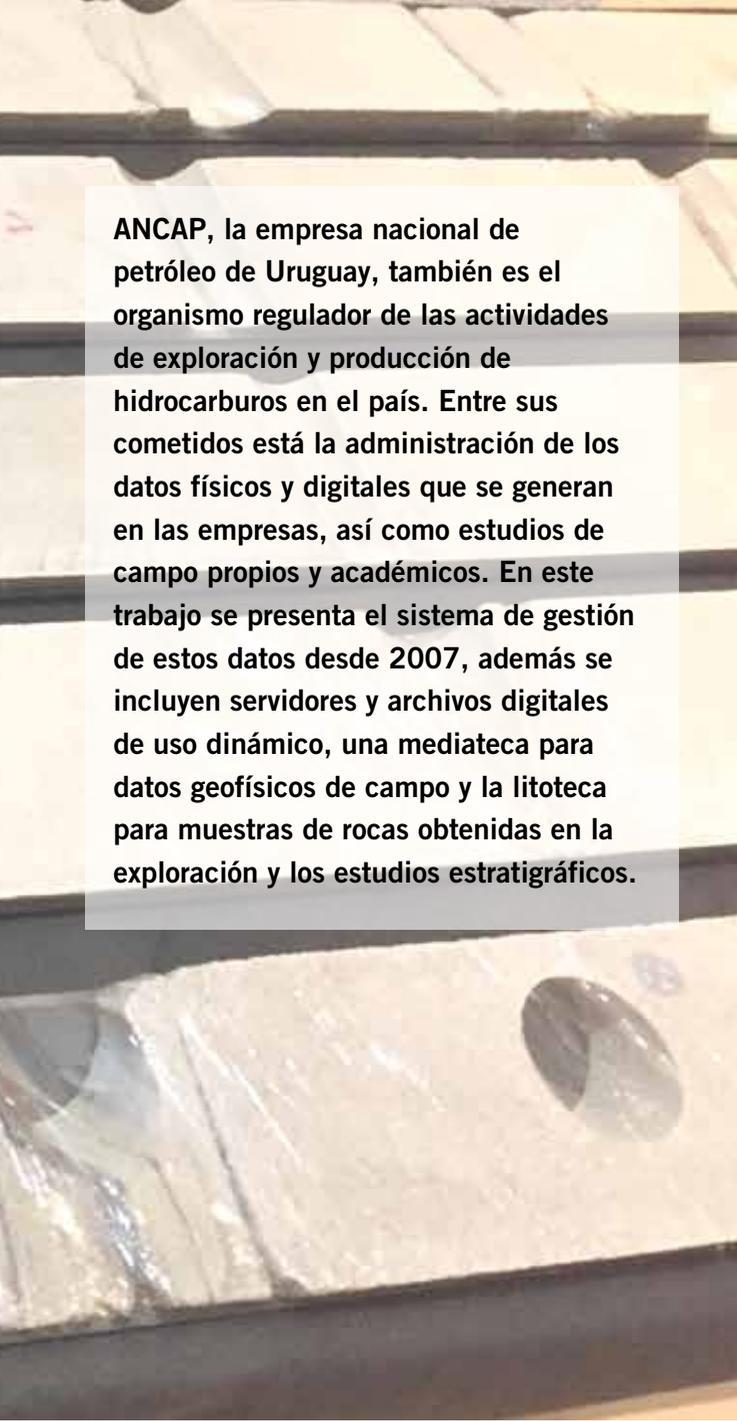
Nuestros productos abastecen distintos mercados del mundo cumpliendo con los **estándares más exigentes de calidad internacional**.

## ESTRATEGIA DE DATOS

# Gestión de datos físicos y digitales de la exploración de hidrocarburos: el caso de ANCAP en Uruguay

La gestión de los datos de actividades de exploración y producción es uno de los roles y responsabilidades típicas de los organismos reguladores de hidrocarburos (Knudsen, 1997). Los datos son fundamentales para la gestión de los recursos de petróleo y gas, para la fiscalización de proyectos y para la administración de los contratos o concesiones. Una gestión eficiente permite al regulador tomar decisiones basadas en información, como seleccionar las cuencas o áreas que serán ofrecidas para la exploración, identificar necesidades de infraestructura para la producción, promover ciertas prácticas y tecnologías o proponer instrumentos fiscales para estimular determinados proyectos. Los datos de exploración

Por **Pablo Gristo, Pablo Rodríguez, Néstor Lemo y Héctor de Santa Ana (ANCAP)**



**ANCAP, la empresa nacional de petróleo de Uruguay, también es el organismo regulador de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el país. Entre sus cometidos está la administración de los datos físicos y digitales que se generan en las empresas, así como estudios de campo propios y académicos. En este trabajo se presenta el sistema de gestión de estos datos desde 2007, además se incluyen servidores y archivos digitales de uso dinámico, una mediateca para datos geofísicos de campo y la litoteca para muestras de rocas obtenidas en la exploración y los estudios estratigráficos.**

y producción, por su valor comercial y estratégico, son un activo del Estado. Los costos que implica su administración y custodia son justificados por su valor presente y por las utilidades que pueden generar en el futuro. Por un lado, está su valor de reposición, o sea, el costo de volver a obtener el dato (por ejemplo, adquirir sísmica, perforar un pozo). También se puede considerar el “valor de la información” definido por la teoría de decisiones, es decir, el valor económico esperado que agrega el dato en la decisión.

Un sistema de gestión de datos organizado y controlado permite la eficiente promoción de las áreas de exploración y constituye un atractivo para las empresas petroleras al evaluar oportunidades de inversión. La disponibilidad de datos es uno de los principales motivadores para invertir en exploración, porque reduce la incertidumbre y los tiempos requeridos para la evaluación inicial de una cuenca o área. Buena parte del tiempo del personal de geociencias de empresas petroleras está dedicado a recopilar, organizar y acondicionar datos.

En este trabajo se describe la estrategia y el sistema de gestión de datos de exploración y producción de hidrocarburos de la empresa nacional de petróleo de Uruguay (ANCAP). Los datos son producidos por empresas petroleras internacionales con contratos de exploración-explotación, empresas de servicios con contratos multiciente, a través de estudios de campo y gabinete que realiza ANCAP, y también por proyectos académicos y de investigación con decenas de universidades locales e internacionales. Una vez producidos, los datos son transferidos a los repositorios físicos y digitales que administra ANCAP, por obligaciones establecidas en cada contrato, o bien, por una tarea de recopilación que realiza el personal de ANCAP.

En países con poca tradición petrolera y una actividad limitada en exploración, por una cuestión de escala, de interés político y económico en el sector y por falta de experticia, lograr una adecuada gestión de los datos con los costos que conlleva es un desafío para los organismos gubernamentales. Desde 2007, ANCAP ha promovido la participación de empresas petroleras y de servicios en la exploración de cuencas costa afuera (*offshore*) y en te-





ritorio continental (*onshore*), asumiendo el desafío de diseñar e implementar un sistema de gestión de datos sustentable, seguro y eficiente.

## Descripción del sistema de gestión

Para la gestión de datos de exploración y producción, ANCAP adopta los siguientes principios:

- Seguridad de la información: integridad, disponibilidad y confidencialidad.
- Obligaciones definidas por contratos (por ejemplo, propiedad, confidencialidad).
- Acceso a terceras partes: empresas petroleras y de servicios, proyectos académicos y de investigación.
- Sustentabilidad económica.

El sistema de gestión de datos de exploración y producción se ha implementado en etapas, a lo largo de más de 10 años, a partir de un diseño básico con incorporación de subsistemas y mejoras. A medida que las necesidades de acceso y seguridad a los datos se complejizaron, el volumen de datos creció, el conocimiento y capacidades de los administradores aumentaron, y se tuvo acceso a recursos económicos para su ejecución. El sistema ha evolucionado hacia el diseño actual.

En una primera etapa de implementación, entre 2007-2010, se transcribieron los datos que se encontraban en cintas magnéticas obsoletas y almacenadas en forma dispersa, se contrató un servicio de vectorización de secciones sísmicas en papel y acetato y se digitalizaron diversos documentos en papel (mapas, reportes, registros de pozos) (Gristo, 2009). Posteriormente, se fue-

ron implementando soluciones en forma gradual para el almacenamiento central y acceso colectivo a los datos digitales. A la vez, se diseñó una solución para las catalogación y almacenamiento de muestras de rocas, que se implementó definitivamente en 2015.

Actualmente, el sistema cuenta con los siguientes repositorios o subsistemas, todos ubicados físicamente en la ciudad de Montevideo e interconectados digitalmente entre sí:

**Litoteca de Exploración y Producción:** se trata de un edificio en un área industrial de ANCAP que fue reciclado y dotado de infraestructura para el almacenamiento de muestras de rocas, suelos y sedimentos marinos (Morales Demarco *et al.*, 2016). Contiene más de 50.000 m de muestras de pozos, fundamentalmente recortes de perforación (*cuttings*) y testigos (*core*). Se desarrolló internamente un *software* para el inventario de muestras, incluyendo imágenes de media resolución de las cajas con muestras, al que se puede acceder en forma remota.

**Mediateca:** un espacio dedicado en las oficinas centrales de ANCAP, acondicionado para el almacenamiento de medios digitales, en particular cintas magnéticas y discos de alta densidad. Contiene datos de campo y datos procesados de campañas sísmicas y de otros métodos geofísicos, registros de pozos y otros documentos digitales. Se gestiona mediante un inventario digital detallada, que contiene información sobre cada medio físico almacenado.

**Data Center #1:** en este centro de datos corporativo se dispone de un espacio virtual exclusivo para Exploración y Producción denominado FileServer. En este FileServer se almacenan los datos dinámicos, es

# Estamos haciendo realidad la energía de Vaca Muerta





decir, de uso y modificación frecuente: documentos de trabajo y consulta, proyectos de interpretación sísmica, la base de datos geográficos y otros datos e información de exploración de uso frecuente y tamaño reducido. La gestión está a cargo del área corporativa de tecnología de la información e incluye un procedimiento de respaldo semanal (*back up*).

**Data Center #2:** segundo centro de datos corporativo donde se dispone de un espacio virtual exclusivo para Exploración y Producción. Aquí se almacenan los datos de uso menos frecuente, pero de mayor tamaño, por ejemplo, datos sísmicos 2D y 3D procesados. La gestión está a cargo del área corporativa de tecnología de la información.

**Oficina de Exploración y Producción:** espacio ubicado en las oficinas centrales de ANCAP, dotado de estaciones de trabajo (*workstation*) y de *software* para el análisis e interpretación de los datos de exploración. Cada estación de trabajo tiene acceso por licencia de servidor a *software* de interpretación sísmica, gestión de información geográfica, interpretación de datos geofísicos potenciales y análisis de cuenca, entre otros. El *software* accede a los datos directamente por conexión con el FileServer y permite el trabajo colaborativo. A la vez, a través de una conexión VPN con el sitio corporativo de ANCAP, los profesionales pueden acceder de forma remota, lo que permite el teletrabajo durante contingencias, como la reciente emergencia sanitaria por covid-19.

Se elaboraron guías para la entrega de datos por empresas petroleras y de servicios que desarrollen proyectos de exploración en Uruguay. Comprenden datos genera-

dos en campañas de levantamiento sísmico, perforación de pozos y otros trabajos de exploración. Han sido elaboradas para ser consistentes con el contenido, los medios y los formatos definidos para el sistema de gestión. Estas guías se incluyen en los manuales de operaciones para proyectos de exploración *offshore* y *onshore* (Tomasini *et al.*, 2019).

En los contratos de exploración-explotación se ha incorporado una contribución anual del contratista (empresa petrolera o consorcio) al denominado Fondo de Capacitación. Este fondo ha permitido invertir en infraestructura física y digital para la implementación del sistema: reciclaje y acondicionamiento de la Litoteca y compra de licencias de software. A su vez, la comercialización de datos representa un ingreso. Funciona a través del licenciamiento directo de datos a empresas petroleras, o bien a través de contratos multi-cliente, en el cual la compañía de servicio tiene exclusividad, por un período, para la adquisición y/o procesamiento, y el posterior licenciamiento de datos (Gristo *et al.*, 2015).

## Resultados y discusión

El diseño y la implementación del sistema de gestión de datos de exploración y producción ha sido un trabajo desarrollado internamente (*in-home*) por ANCAP y contratando algunos servicios o productos comerciales cuando fue requerido. Este abordaje permitió a ANCAP desarrollar conocimiento y experiencia en la gestión y seleccionar y adoptar los procedimientos y métodos más adecuados a necesidades específicas, como volumen y naturaleza de los datos, demandas de acceso y disponibilidad, y requerimientos de confidencialidad. También, permitió un crecimiento de tipo “orgánico” del sistema, adaptándose a nuevos y más exigentes requerimientos en materia de calidad, seguridad y capacidad de información, acompasándolo a la disponibilidad de recursos para implementar estas mejoras.

Como alternativa al desarrollo *in-home* de un sistema de gestión de datos, los organismos reguladores de hidrocarburos pueden contratar el diseño e implementación a proveedores locales o internacionales, incluyendo la operación del sistema. En cualquiera de los casos, es recomendable un fuerte involucramiento de los profesionales del organismo regulador, de forma de generar experticia y preservar la soberanía sobre los datos.

## Conclusiones

El sistema de gestión de datos de exploración y producción de hidrocarburos, diseñado e implementado por ANCAP, comprende distintos subsistemas o repositorios de datos físicos y digitales interconectados. Provee a ANCAP información clave para la administración de los recursos, permite el acceso controlado a datos de empresas petroleras para una mejor decisión y para mejorar el conocimiento a través de proyectos académicos y de investigación. Se logra su sustentabilidad económica mediante la contribución de empresas y la comercialización de datos.



## Bibliografía

- Gristo, P. (2009). Gestión de los datos de exploración de hidrocarburos en la República Oriental del Uruguay. *Recursos Minerales Energéticos Del Uruguay: Petróleo, Gas, Hidratos de Gas, Lutitas Bituminosas, Uranio y Almacenamiento de Gases.*, 23-25.
- Gristo, P., Ferro, S., Giménez, R., Romeu, C., & de Santa Ana, H. (2015). Multi-client agreements as a source of data and income for the government in managing the exploration of hydrocarbons in Uruguay . *2015 SEG Annual Meeting*, 34, 76-80. <https://doi.org/10.1190/segam2015-5821920.1>.
- Knudsen, K. R. (1997). National Petroleum Resource Data Management. *15th World Petroleum Congress*, 8. <https://www.onepetro.org/conference-paper/WPC-29128>.
- Morales Demarco, M., Novo, R., & Conti, B. (2016). Nueva Litoteca de ANCAP: un espacio para la preservación, valoración de la información y desarrollo de la investigación básica y aplicada. *VIII Congreso Uruguayo de Geología*.
- Tomasini, J., Gristo, P., Blánquez, N., Romeu, C., Rodríguez, P., Conti, B., Morales Demarco, M., de Santa Ana, H., Botta, V., Martino, R., Boggio, J., & Nodar, M. (2019). *Manual de Operaciones de Exploración Offshore Uruguay* (3rd ed.). ANCAP. <https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/file/2884/1/manual-de-operaciones-de-exploracion-offshore-uruguay-rev3.pdf>.

**SIAM ARCON**

**BOMBAS RECIPROCANTES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO**  
API STANDARD 674

FABRICACION NACIONAL | REPUESTOS | SERVICIOS POST VENTA | ALQUILERES

— Una empresa Argentina —

[www.siam-arcon.com.ar](http://www.siam-arcon.com.ar) | [ventas@siam-arcon.com.ar](mailto:ventas@siam-arcon.com.ar)



Por *Juan Coria, Gonzalo Sisto, Rodolfo Figueroa y Marcelo Giaquinta (YPF) y Ricardo Handson (Axonier)*

**Un repaso por la estrategia de la operadora argentina para integrar los numerosos archivos físicos y digitales generados a través de su amplia e histórica operatoria.**

## Planteo del problema

Dentro del ámbito de la información técnica de *upstream*, YPF posee una veintena de archivos físicos, que contienen más de un millón y medio de elementos distribuidos en las distintas operaciones del país, y un Gestor Documental con más de dos millones de documentos digitales.

Por un lado, con respecto a los archivos físicos, no existía una solución integrada y centralizada para gestionarlos conjuntamente, por lo tanto, la catalogación de los elementos carecía de validaciones estándares y dificultaba la implementación de un proceso homogéneo de gestión de préstamos y devoluciones. Esto generaba inconsistencias en la clasificación entre los diferentes archivos técnicos e impedía las consultas, en forma remota, del material en los distintos sitios, lo cual impactaba en la disponibilidad y el uso de la información.

Por otro lado, el Gestor Documental requería una reorganización de los metadatos para soportar nuevas clasificaciones y una actualización de la aplicación con el fin de incorporar nuevas funcionalidades.

En este contexto, se implementó un proyecto para integrar estos ambientes de información y ampliar las

# Gestión integrada de activos físicos y digitales

facilidades de búsqueda, explotación y administración del contenido.

Se comenzó con la revisión, reorganización e integración de los metadatos del Gestor Documental, así como también del catálogo de los Archivos Físicos, y se continuó con la búsqueda e implementación de una única plataforma que debía reemplazar a las dos existentes, que estuviera acorde con los avances tecnológicos actuales, que incorporara nuevas funcionalidades y, además, que sea “amigable” para los usuarios finales y los administradores del contenido.

## Desarrollo técnico del trabajo

### Análisis y redefinición del modelo de metadatos basado en dimensiones

Con el objetivo de clasificar la información estratégica proveniente de los diferentes sectores y nuevas áreas incorporadas a la compañía a través del tiempo, se buscó unificar los criterios de clasificación de la información física y digital, ya que no solo se busca almacenar el contenido de los documentos y los elementos físicos, sino que también se necesita clasificarlos correctamente dentro

de la estructura documental y dotarlos de los metadatos necesarios para garantizar su accesibilidad, integridad y autenticidad.

El proceso requiere definir previamente el modelo de clasificación que, en estos ambientes, se basa en la definición de un conjunto de metadatos, tanto para la identificación de contenido como para el resto de su gestión.

La premisa fue obtener un modelo de clasificación lógica con el propósito de encontrar la información de manera más rápida y eficiente, que no se basara solamente en “navegar” a través de una jerarquía de documentos o datos de un elemento físico, sino que cada elemento o documento debía estar descrito a partir de metadatos atributos integrados, comunes y únicos, que permitan accederlos directamente.

Para el desarrollo del nuevo modelo de metadatos y la migración del actual al mismo, se trabajó en base a los siguientes aspectos:

- ✓ Análisis de las clasificaciones existentes del Gestor Documental, de los archivos físicos y de otros entornos como bases de datos con información relacionada.
- ✓ Usos del lenguaje y nombres locales: los términos históricamente utilizados en YPF fueron tomados en



cuenta –por relevamiento– para ajustar el modelo, ya que a través de ellos se clasifican e interpretan los contenidos y se busca la información por parte de los usuarios.

- ✓ Consolidación del orden, la clasificación y la relación con otros entornos que el modelo existente resolvía: en el modelo del Gestor Documental, cada documento estaba asociado a 65 metadatos, que reflejaban las maneras, los usos y las necesidades de ordenar, clasificar y buscar la información que se fueron utilizando a través del tiempo. Algunos definidos por los administradores y otros necesarios por la lógica de las aplicaciones que los gestionaban.
- ✓ Modelos estándares: se revisaron las definiciones, las metodologías y las sugerencias de estándares de la industria y otros (PPDM, Energistics, Dublin Core, etc.), así como también las de otros proveedores de taxonomías.
- ✓ Requerimientos Legales: establecidos por las autoridades de aplicación (nacionales y provinciales, entes de control, etc.) y procesos del negocio relacionados con dichos requerimientos.
- ✓ Compatibilidad: el nuevo modelo de clasificación debía ser compatible con los modelos de repositorios (BD) existentes, dado que en general los documentos y elementos físicos están asociados con grandes volúmenes de información digital almacenadas en las bases de datos, que tienen sus modelos de metadatos por el que acceden los usuarios.

En función de estos criterios de análisis se generó un nuevo modelo basado en “dimensiones”. El concepto trata de agrupar los metadatos en subconjuntos de la misma “naturaleza”, es decir identificar el sentido con el cual se definió y se utiliza cada metadato. A modo de ejemplo, se identificaron dimensiones para la gestión de los elementos/documentos, para la administración de seguridad, para la asociación con procesos del negocio, para las ubicaciones geográficas y para la relación con otros repositorios, entre otros. Esto simplifica el diseño, el mantenimiento y la extensión del modelo completo. Asimismo, si los elementos de cada subdimensión tienen una relación de jerarquía entre ellos, por cada dimensión permite la creación de “facetas” (*facets*) lo que brinda, si es necesario, distintos “árboles de navegación” en jerarquías especializadas y consistentes, y evita la definición de una única jerarquía para todos los metadatos, que es

muy difícil de lograr sin sacrificar niveles de clasificaciones. En resumen, las facetas permiten que un mismo elemento pueda ser encontrado “navegando” jerarquías de metadatos de distintas naturalezas.

Una de las dimensiones más importante está formada por los metadatos que describen la asociación de los (contenidos de) documentos/elementos con el *upstream*. Para mantener la simplicidad del modelo se dividió la posible información del *upstream* a gestionar en “activos o maestros” por especialidad y de esta manera luego se utiliza metadatos de “tipo y subtipo” específica.

El modelo resultante fue aplicado, soportando la información técnica existente y permitiendo la integración entre los ambientes Documental y de Archivos Técnicos.

### Evaluación de arquitecturas y elección de la nueva plataforma técnica

Siguiendo los lineamientos estratégicos de la compañía, se analizaron algunas herramientas disponibles en el mercado que sean capaces de cubrir y resolver los procesos de negocio actuales, cubrir las deficiencias o faltantes y sentar las bases en un punto que permita el crecimiento, la incorporación de nuevos orígenes y una fácil evolución hacia nuevas herramientas y plataformas con la respectiva integración.

Para este fin, se debía integrar, no solo dos procesos claves de *upstream*, sino la información de los archivos físicos que estaba soportada en sistemas *stand-alone*, lo cual implicaba un fuerte trabajo de normalización y posteriormente la migración de información.

Dentro de la evaluación se ponderaron ciertos requisitos de mínima, que fueron los siguientes: una plataforma en la nube, la cual debía ser factible de elegir por YPF, ser líder en la industria, con amplia experiencia a nivel internacional en implementaciones que la envergadura de YPF requiere y que agilice y facilite la integración, tanto en la misma nube como contra sistemas *on-premise* para el intercambio de información, sea API compatible trabajando vía servicios.

El logro de encontrar esta combinación de componentes aseguró estar en un punto óptimo tanto tecnológico como de capacidad de crecimiento para encarar los nuevos desafíos que la industria requiere día a día.

La evaluación consistió en la ejecución de pruebas de concepto de empresas que disponían plataformas con estas características, las cuales fueron evaluadas por espe-



ULTRA LIVIANOS

**FUNCIONAL**



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

MODELO  
**STREET**

[WWW.FUNCIONALWEB.COM](http://WWW.FUNCIONALWEB.COM)



cialistas de las distintas áreas involucradas para analizar su factibilidad, entre las que se destacaron: Tecnología de Operaciones, Data Management, Data Governance, Seguridad, Ciberseguridad, Arquitectura, Infraestructura y Especialidades Técnicas y SSII.

Esta fue una de las primeras implementaciones de aplicaciones de *upstream* de YPF en el mundo de “la nube”, lo cual representó un desafío adicional tecnológicamente y en paralelo, ya que se estaban desarrollando los conocimientos técnicos, la definición de políticas y demás temas implicados en la transformación. Este trabajo brindó un sinnúmero de lecciones aprendidas y experiencias adquiridas para los nuevos desafíos.

## Resultados obtenidos

Luego de la ejecución de un proyecto del que participaron una variedad de equipos técnicos, el éxito de este se puede medir a través de la obtención de distintos objetivos planificados, todos ellos alineados para soportar uno en común: el aseguramiento del resguardo y la maximización del uso de la información por parte de los técnicos del *upstream*, a saber:

- Redefinición del modelo de metadatos con la máxima integración entre el Gestor Documental y Archivos Técnicos.
- Alineación del modelo de metadatos con los modelos de los repositorios (BD) con información relacionada.
- Plataforma técnica estable y escalable.
- Flexibilidad y facilidades de integración de la herramienta con resto de sistemas base para el correcto funcionamiento de los flujos de proceso, como así también nuevos requerimientos de valor para otros.
- Nuevas facilidades de los módulos de préstamos y devoluciones para la gestión de la información física de los archivos de YPF.
- Posibilidad de consulta y gestión simultánea a la información digital/ física de múltiples usuarios en diferentes ubicaciones.
- Búsqueda e identificación más precisa y rápida de la

información. OCR de contenido y técnicas de manejo de información estructurada y no estructurada.

- Mejor gestión de intercambio entre las fuentes integradas y los usuarios.
- Simplificación y optimización los procesos de clasificación de la información.
- Modelo de denominaciones más consistentes en la catalogación, lo que permite un acceso más fácil.
- Favorecimiento de la implementación de políticas de destrucción de registros/documentos físicos, reduciendo los costos de almacenamiento físico.
- Permite homogeneizar las políticas de acceso y auditorías de contenido, como también indicadores y trazabilidad de uso.

## Conclusiones

Dentro del gran abanico de información y tipos de datos que gestiona YPF en la industria del *upstream*, el cambio de plataforma técnica de la gestión integrada de documentos y elementos físicos en gran volumen y distribuidos geográficamente presentó desafíos no menores.

Resultó fundamental analizar ampliamente la lógica de clasificación que se utilizaría teniendo en cuenta los metadatos no solo como identificación interna de los elementos, sino su relación con el resto de los repositorios y el manteniendo, en lo posible, de la terminología históricamente usada para referirse a la información. Todo esto dentro de un marco que permitiera la extensión del modelo para incorporar nuevos tipos de documentos o elementos que se requieran en el tiempo.

Además, la incorporación de una aplicación basada en la nube heredó los beneficios de acceso, la disponibilidad, las nuevas funcionalidades y el manejo de nuevos tipos de datos que brindan hoy las nuevas tecnologías.

El conjunto de estas mejoras transformó dos ambientes de información técnica que se encontraban separados en uno solo, donde las nuevas facilidades de uso y conectividad entre los usuarios y los administradores lo convierten conceptualmente en un ambiente colaborativo de explotación de la información.

# Calidad. Eficiencia. Consistencia. EN TODAS PARTES.

Utilizamos sistemas propietarios y tecnologías avanzadas, para ejecutar operaciones remotas junto a nuestros clientes, todos los días, en muchas partes del mundo. Realizamos operaciones seguras de alto rendimiento, con calidad, superior eficiencia y de manera consistente. Y de esta forma transformamos el futuro de la energía, en todas partes.

[bakerhughes.com/RemoteOps](https://bakerhughes.com/RemoteOps)

**Baker Hughes** 

## GEOTECNOLOGÍA

# Drones en Tierra del Fuego: modelo digital del terreno costero

Por *Carolina da Veiga Mateus, Gabriel Redonte y María Macarena Rodríguez (Total)*

**La creciente utilidad de los dispositivos no tripulados que se desplazan por el aire es crucial para el control de la erosión costera en la latitud Sur.**

**T**otal Austral y sus socios Wintershall Dea y Pan American Sur han realizado operaciones en nuestro país por más de 40 años. El área de explotación definida como Cuenca Marina Austral ha sido siempre su mayor desafío, debido a cuestiones logísticas, operacionales, meteorológicas y principalmente porque gran parte del reservorio está ubicado costa afuera (*offshore*), lo cual implicó que varias de sus instalaciones hayan tenido que ubicarse lo más cerca posible de la costa, al borde del acantilado. Por esta razón, en los últimos años, el avance progresivo de la erosión costera en el área ha sido objeto de estudio y monitoreo, a fin de comprender los fenómenos que lo rigen y definir parámetros de seguridad (Figura 1).

Desde mediados de 2006 la empresa lleva adelante un estudio de la erosión costera a lo largo de 38 km de extensión sobre la costa norte de la provincia de Tierra del Fuego.



Figura 1. Imagen aérea del acantilado, relevamiento con dron, enero 2020.

Al no contarse con una base de datos digital del monitoreo costero, como punto de partida se ha recurrido a las imágenes satelitales de distintos períodos, años 2003, 2014 y 2019, con resoluciones de 1 píxel ~ 50 cm. Si bien las imágenes satelitales y las fotografías aéreas se han utilizado anteriormente para este tipo de estudios, el punto fuerte en este trabajo ha sido la posibilidad de detectar, mediante un estudio multitemporal, las áreas de mayor riesgo a lo largo la de costa que bordean las instalaciones y definir una tendencia en la velocidad de erosión (Figura 2).

Inspecciones realizadas en campo por geólogos especializados, vía terrestre y aérea por medio de helicóptero, lograron la caracterización de la erosión, comprendiéndose el mecanismo de falla y confirmándose los sectores críticos. Se pudo concluir que la retirada del acantilado no es un proceso continuo homogéneo en el tiempo y que varía sector a sector. La geometría de la pendiente del acantilado, características de los estratos de suelo y la exposición al agua, ya sea por escorrentía –el factor predominante en sectores más altos del acantilado–, u olas marinas –el factor predominante en sectores más bajos– son algunos de los aspectos involucrados en el proceso.

Luego, con ayuda de la geotecnia en la definición de parámetros, se han podido desarrollar por medio de softwares de elementos finitos, modelos matemáticos 2D preliminares, a fin de verificar el grado de seguridad de estabilidad del acantilado en sectores críticos, pero con la incertidumbre de no contar con el perfil geométrico real del acantilado. De allí surgió la necesidad de explorar con nuevas herramientas, con el objetivo de lograr un relevamiento preciso de la superficie del terreno y de la cara frontal del acantilado que permitieran validar los factores de seguridad obtenidos, evaluar la recesión de la línea del acantilado en relación con las infraestructuras existentes de petróleo y gas (plantas, locaciones de pozos) y contar con una línea base que permita su monitoreo futuro. Se decidió realizar un relevamiento aerofotogramétrico por medio de dron (“UAV” - vehículo aéreo no tripulado).

## Desarrollo técnico

A comienzo de 2020 se realizó el relevamiento aerofotogramétrico por medio de un dron tipo cuadricópte-

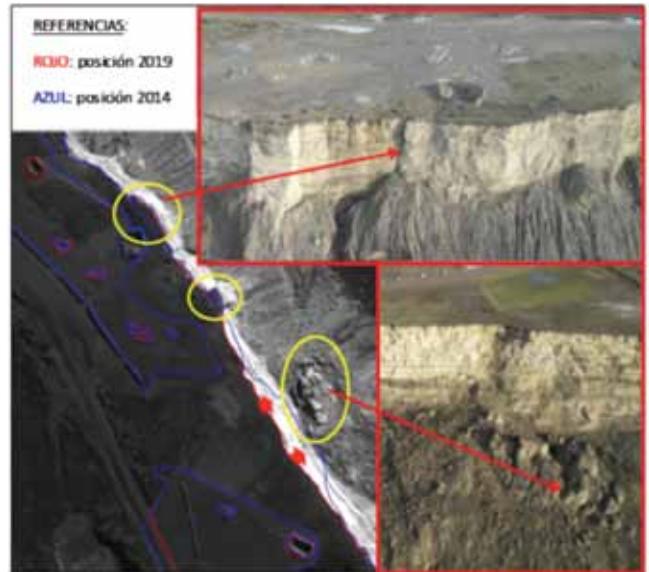


Figura 2. Imagen satelital del acantilado 2019 con superposición de línea costera, 2014.

ro, teniendo en cuenta los condicionantes que su ubicación geográfica implica: mayor logística, accesibilidad limitada y condiciones climáticas adversas con ráfagas de viento de más de 130 km/h más las propias del dron: su límite de viento para volar es de ~30 km/h.



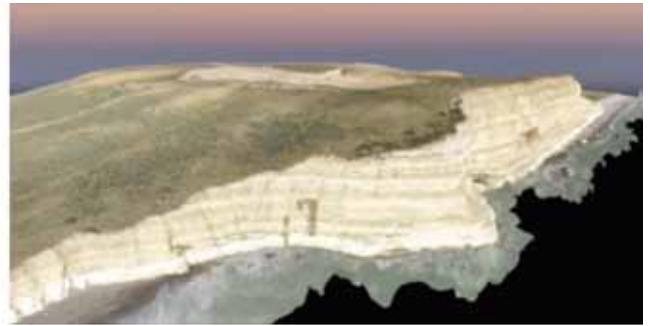


Figura 3. Izq.: video obtenido por relevamiento con dron; der.: video obtenido de la nube de puntos.

## Etapas

### Relevamiento en campo y toma de datos crudos

Los trabajos ejecutados abarcaron la superficie de 6 polígonos ubicados sobre el Yacimiento Cañadón Alfa, al Este de la localidad de cerro Sombrero en la isla Grande de Tierra del Fuego, cubriendo una superficie total de 365 ha.

Un estratégico plan de vuelo fue fundamental para obtener una cartografía de buena calidad. Para este proyecto se adoptó una altura media del vuelo de 100 m con superposición frontal y lateral de ~ 70%, con el fin de obtener imágenes de alta resolución. Para abarcar la totalidad del área fue necesario realizar dos vuelos por polígono.

Para el referenciamiento geográfico se utilizó la estación permanente RIO2 (Red RAMSAC, POSGAR 2007) y mediante método estático se determinaron las coordenadas de un punto base, desde el cual se midieron 4

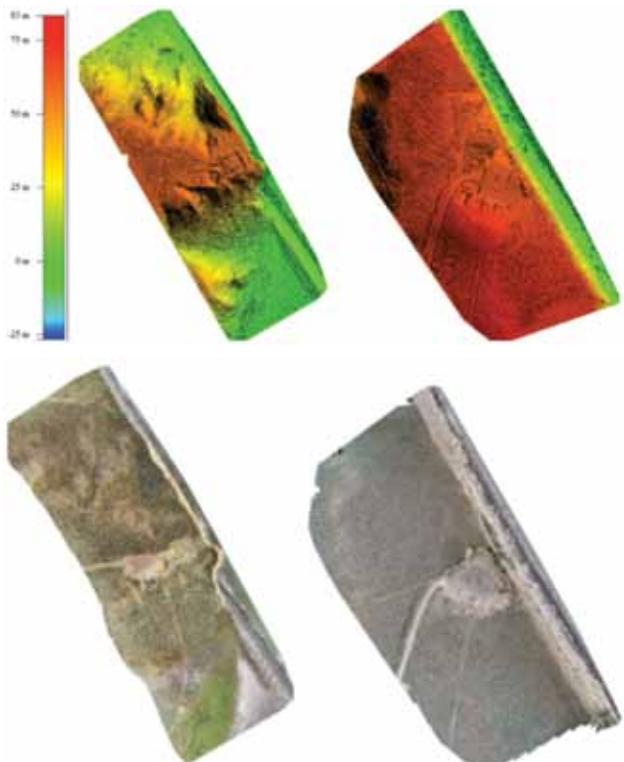


Figura 4. Izq.: ejemplos de Modelos Digitales de Superficie (DMS); der.: ejemplos de ortomosaicos.

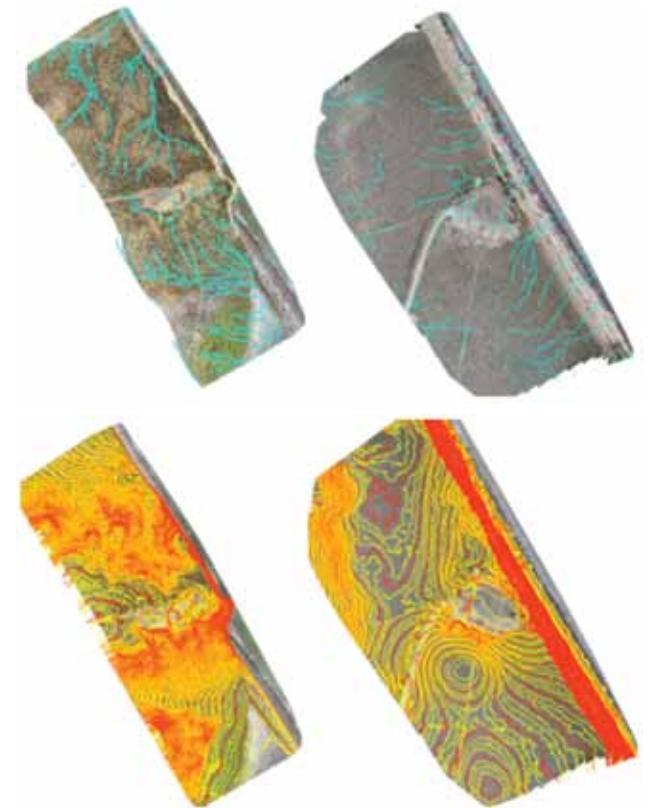


Figura 5. Izq.: ejemplos de red de drenaje; der.: ejemplos de curvas de nivel.

puntos de apoyo GCPs (Puntos de Control en Tierra), un punto de verificación y dos puntos monumentados permanentes con método Stop & Go (RTK) para monitoreos futuros, por polígono.

Todos los datos obtenidos fueron referenciados planimétricamente al Marco de Referencia POSGAR 2007 y altimétricamente al Sistema de Referencia Vertical Nacional 2016 (SRVN16), determinados por el Instituto Geográfico Nacional (IGN).

### Procesamiento en gabinete con software específico

De los vuelos y el trabajo de apoyo topográfico en tierra, se realizó el procesamiento inicial de datos 2D y 3D, se continuó con la generación de nubes de puntos, Modelos 3D y ortomosaicos con resolución de 1 píxel ~ 3 cm.

A partir de mosaicos y modelos DSM/DTM se obtu-

vieron productos vectoriales y rasters con softwares especializados de GIS / CAD.

Finalmente, fueron incorporados en el Modelo GIS de la Compañía.

## Resultados obtenidos

Como resultado del relevamiento aerofotogramétrico con dron se obtuvo un producto de gran calidad/resolución que permitió alcanzar los objetivos propuestos.

Las curvas de nivel y redes de escurrimiento, producto de los modelos digitales de terreno, han permitido diseñar el sistema de drenaje para minimizar el efecto futuro del agua de escorrentía y reducir la erosión costera. La geometría, ahora sí precisa, de la cara del acantilado permitió obtener coeficientes de seguridad a la estabilidad, a través de modelos matemáticos 3D, confiables (Figuras 3, 4, 5, 6 y 7).

## Conclusiones

El elemento crítico tenido en cuenta para la realización de estos estudios fue la dificultad para realizar operaciones cercanas al borde del acantilado y los riesgos asociados. El relevamiento del frente vertical del acantilado no se podría haber realizado en forma segura y pormenorizada si no hubiera sido por un relevamiento aerofotogramétrico mediante dron.

La combinación de las experiencias de un equipo multidisciplinario en geotecnia, ingeniería civil, topografía y geomática permitieron construir un plan práctico de acciones por implementar con respecto a las medidas de mitigación sobre las áreas con riesgo más inmediato.

La realización de este primer estudio en su tipo contribuye no solo a mantener la excelencia técnica de Total Austral, sino también, y más importante, contribuye a dimensionar el fenómeno erosivo que sufre el acantilado y adoptar medidas preventivas para preservar las instalaciones, evitando eventuales impactos en el ambiente.

Permite preparar a la Compañía para ser más resiliente al cambio climático, mejorando la comprensión de eventos naturales como la erosión costera. Asimismo, permite tomar responsabilidad en la reducción de la huella del carbono, ya que al utilizarse un dron ligero eléctrico en los relevamientos en lugar de movilizar un helicóptero, ahorró cinco toneladas de CO<sub>2</sub> liberados en la atmósfera.

Los modelos numéricos creados aportan geoinformación sensible y precisa para la Compañía, quedando disponibles para un análisis futuro y la ingeniería de las operaciones industriales a través de un GISWeb actualizado con toda la información recopilada durante el estu-



**TUBERÍAS FLEXIBLES PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS Y AGUA**

**¡ AHORRE HASTA UN 40 % DE COSTOS EN TODO EL PROYECTO !**

- FÁCIL Y RÁPIDA INSTALACIÓN
- INMEDIATAMENTE OPERATIVA
- RESISTENTE A LA CORROSIÓN

**¡ UNA SOLUCIÓN EFECTIVA PARA MÚLTIPLES APLICACIONES !**

- Diámetros de 2", 3", 4" y 6" pulgadas.
- Temperaturas de operación de 60 °C a 82 °C.
- Presiones de operación: 300 psi, 750 psi, 1500 psi y 2250 psi.
- Disponible para instalaciones offshore y onshore.

Bolívar 382 - 2º Piso - (C1066AAH) - Buenos Aires - Argentina  
Tel: (5411) 4343-7576 - info@morkengroup.com - www.morkengroup.com



Figura 6. Arriba: ejemplo de diseño red de drenaje con CAD; abajo: ejemplo de corte de cuneta obtenida por GIS.

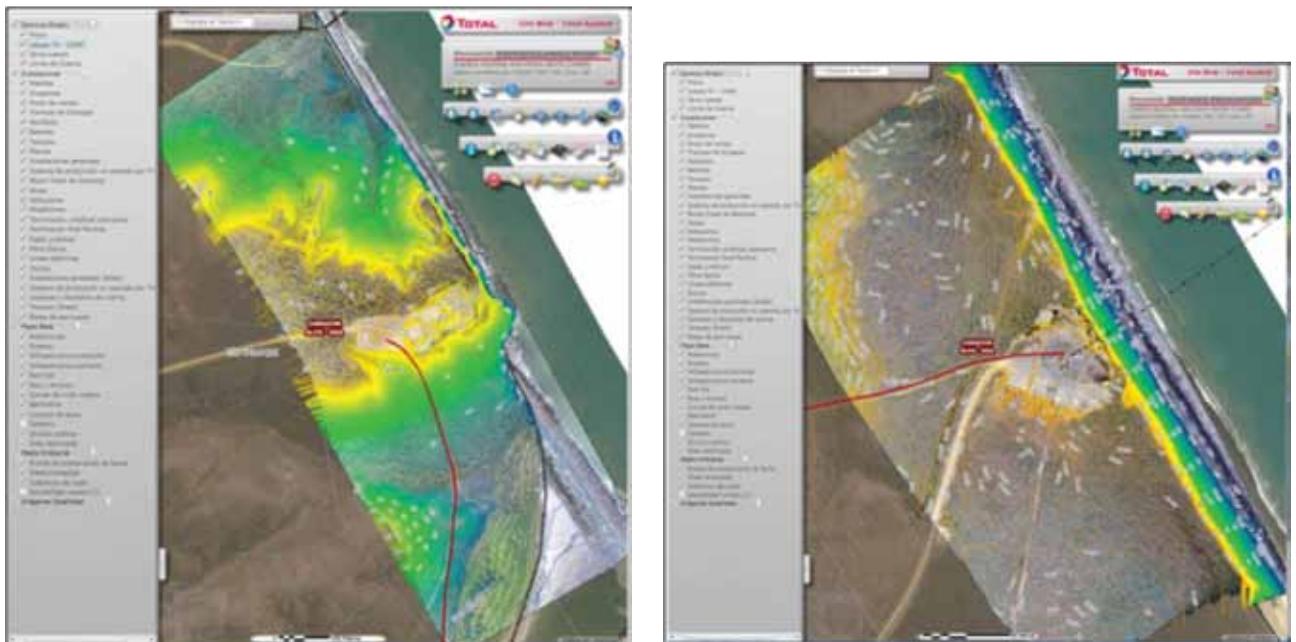


Figura 7. Ejemplos de visualización de datos en GISWeb.

dio de un año de erosión costera: ortomosaicos, curvas de nivel, red de drenaje e instalaciones.

La base de la innovación presentada estuvo enfocada en la preocupación de seguridad del personal y las operaciones. Todos estos elementos combinados en un sentido correcto minimizaron los impactos en el desempeño del valor del activo (costos y pérdida de producción) y redujeron las incertidumbres brindando una mayor confianza en los márgenes en términos de seguridad.

La problemática específica de la erosión costera en Tierra del Fuego ahora se entiende completamente y se aborda satisfactoriamente.

El trabajo realizado es otra demostración del com-

promiso de Total Austral con el medio ambiente y la seguridad.

### Agradecimientos

Agradecemos a la Dirección de Proyectos, la Dirección de Geociencias y Reservorios y la Gerencia de Negocios de Total Austral, también a las empresas socias Wintershall Dea y Pan American Sur, por el apoyo brindado para la realización de este proyecto. De igual modo, a las empresas Aerotec del Grupo Confluencia y SRK Consulting por el apoyo técnico para el desarrollo de este trabajo.

# ENSI

Empresa Neuquina de Servicios de Ingeniería



## *Al servicio de la industria*

- Operación y Mantenimiento
- Mantenimiento Industrial
- Inspección y Monitoreo de Condición
- Laboratorio de Metrología
- Laboratorio Químico
- Mediciones Ambientales y Laborales

Ruta 237 Km. 1278 | +54 299 5805554 | comercial@ensi.com.ar  
www.ensi.com.ar | +54 299 4650850 | rrii@ensi.com.ar



Lograr que grandes cantidades de datos sísmicos sean fácilmente accesibles y con funcionalidad de aprendizaje automático es importante para obtener una comprensión regional y local de los sistemas hidrocarbúricos, ya que aumenta una mayor eficacia en la exploración y la obtención de petróleo y gas.

USO DE LA NUBE

# Una exploración más eficiente a través de la “spotifycación” de datos sísmicos

Por *Karyna Rodríguez (Searcher)*

Décadas de producción de combustibles fósiles y el acceso a la energía derivada han resultado en una mejora en la calidad de vida en una gran parte del mundo (medida en esperanza de vida, educación e ingresos). Los países en desarrollo también pueden prosperar mediante un mayor acceso a la energía. El mejor camino para lograrlo es la exploración y la producción eficiente de hidrocarburos, como el petróleo y el gas, combustibles que tienen un menor contenido de carbono que el carbón y, por lo tanto, ayudan a contribuir con los objetivos de la demanda de energía y las restricciones climáticas.

Los datos sísmicos han sido y aún son la principal herramienta para la exploración de hidrocarburos, eso mejorar la eficiencia en todos los aspectos de estos datos, desde su adquisición hasta su distribución y uso, es el reto al que nos enfrentamos en esta etapa de mayor conciencia por el ambiente. Lograr que grandes cantidades de datos sísmicos sean fácilmente accesibles y con funcionalidad de aprendizaje automático es el camino por seguir para obtener una comprensión regional y local de los sistemas petrolíferos, lo que a su vez conduce a un aumento de las posibilidades de éxito y una mayor eficacia en la exploración.

## Desarrollo técnico

Los geocientistas de las compañías operadoras deben utilizar para las tareas exploratorias como para las de desarrollo de campos grandes volúmenes de datos sísmicos. El objetivo es emplear datos que ayuden a tomar decisiones ejecutivas de alto impacto en las empresas. Por lo tanto, acceder a datos confiables en tiempo y en forma no es un tema menor.

El desarrollo de una plataforma con datos globales, rectificados, de elevado desempeño y acceso flexible basado en un servicio por suscripción fue la meta establecida.

Los desafíos que se presentaron incluyeron:

- **Acceso instantáneo** al dato requerido, independientemente si se tratara de una traza o un petabyte.
- **Todos los datos en un mismo lugar** fueran 2D, 3D, Gathers, Datos Pre-stack, pozos.
- **Ultra alta velocidad para análisis de datos** y muy baja latencia<sup>1</sup> para la experiencia del usuario.
- **Capaz de ser implementado fácilmente en el mejor hardware disponible:** nube / on prem / híbrido (Figura 1).

Con estos objetivos se diseñó una prueba de concepto o "PoC" con el propósito de verificarlos, recurriendo a distintos proveedores, consiguiendo un ancho de banda



Figura 1

mayor a 500 MB/seg, con una latencia baja, inferior a 50 milisegundos.

Posteriormente los nuevos desafíos fueron:

- Importantes problemas al analizar encabezados *EBCDIC* de los metadatos.
- La decodificación / codificación de datos *SEG Y* extremadamente lenta.
- El almacenamiento HDFS utilizando discos de estado sólido (SSD) en nubes públicas que era muy costoso.

El acceso a los datos se realiza a través de un portal web GIS que tiene las funcionalidades tradicionales de ingestión, visualización en línea y exportación a archivos *SEG Y*. El sitio GIS permite ver múltiples capas y realizar la búsqueda geoespacial de datos (Figura 2).



Figura 2

Los clientes pueden iniciar una sesión desde la plataforma y ver los datos disponibles instantáneamente, en este ejemplo accediendo al cabezal *EBCDIC* de los metadatos (Figura 3).



Figura 3

Posteriormente desplegando la sección para decidir más tarde su descarga local.

La plataforma web desarrollada es transformadora, ya que ofrece los datos sísmicos como Servicio (DaaS)<sup>2</sup> con soporte para *deep learning* y análisis avanzado.

Al igual que Spotify, que permite el acceso inmediato a una gran librería de música, los datos sísmicos ahora están disponibles como un servicio transmitido a través de esta plataforma ubicada en la red que permite el acceso, en el acto, a grandes conjuntos de datos sísmicos almacenados en la nube. El formato rígido de archivo plano tradicionalmente asociado con los datos sísmicos se ha deconstruido y se ha transformado en un almacén distribuido y escalable de datos. Esto permite un acceso rápido, consultas complejas y un uso eficiente de la energía informática, criterios fundamentales para habilitar tecnologías de big data como el aprendizaje profundo.

## Resultados obtenidos

Una vez que la plataforma fue creada exitosamente, se rectificaron y cargaron los datos sísmicos rectificadas de Australia, Argentina y Perú, los cuales ya están disponibles como DaaS.

Uno de los resultados importantes durante el desarrollo de esta plataforma fue la metodología que se desarrolló para corregir (rectificar) los datos sísmicos antes de cargarlos en la plataforma. En el caso de Perú, se observó un error importante en la ubicación de algunas campañas de datos sísmicos. Aunque parecía haber una diferencia mínima entre los datos recibidos exportados de la estación de trabajo y los datos originales de navegación, al corregir los datos recibidos, hubo un impacto significativo en la ubicación de una estructura con potencial de contener hidrocarburos. La estructura se desplazó 500 m hacia el oeste y también cambió de geometría. En la figura 4 se puede observar cómo los desplazamientos en tiempo en las intersecciones de diferentes líneas se corrigen al corregir la ubicación.

En la Argentina el mayor reto fue unir diferentes campañas sísmicas antes de cargarlas en la plataforma.

En el siguiente ejemplo (Figura 5) se puede observar que, en la unión de líneas de diferentes campañas de los datos originales recibidos, hay desplazamientos en tiempo, variaciones en la fase y las amplitudes no están balanceadas. Con la metodología de rectificación desarrollada para cargar los datos en la plataforma se disminuyen notablemente las diferencias y se obtienen datos unidos que se pueden interpretar más fácilmente.

La funcionalidad de aprendizaje automático que se habilitó en la plataforma ha sido probada exitosamente al utilizar los datos cargados en la plataforma. Se empleó una red neuronal de aprendizaje profundo supervisado para el entrenamiento y la predicción de anomalías someras de amplitud relacionadas con la presencia de hidrocarburos. Se etiquetaron 2.700 ejemplares de anomalías someras de amplitud en datos de la Argentina, México y Papúa Nueva Guinea. Se utilizó una técnica de segmentación semántica, lo cual quiere decir que se interpretaron geocuerpos precisos y no solo polígonos envolventes. Todo el etiquetamiento y el entrenamiento se realizaron dentro de la plataforma utilizando los APIs (*Application Programming Interfaces*) construidos para este efecto.

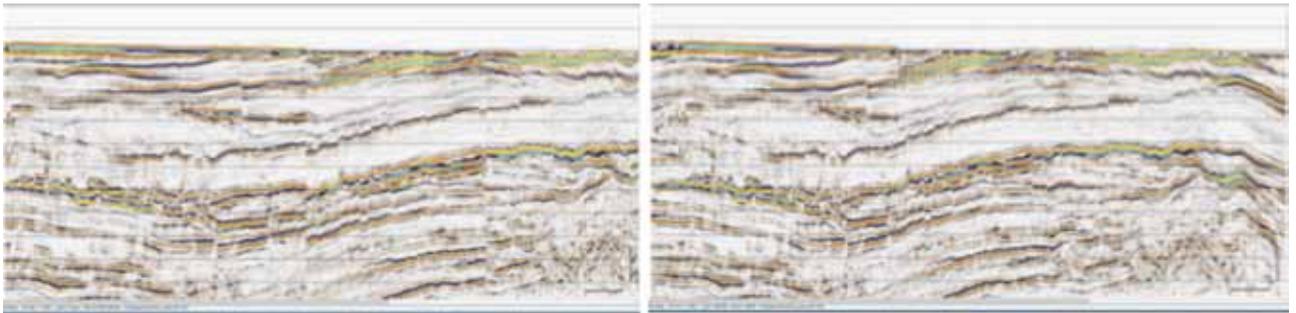


Figura 4. Sección 2D antes de rectificar (izquierda) y después de corregir la navegación (derecha).



Figura 5. Línea compuesta de líneas sísmicas de diferentes campañas antes de la rectificación.

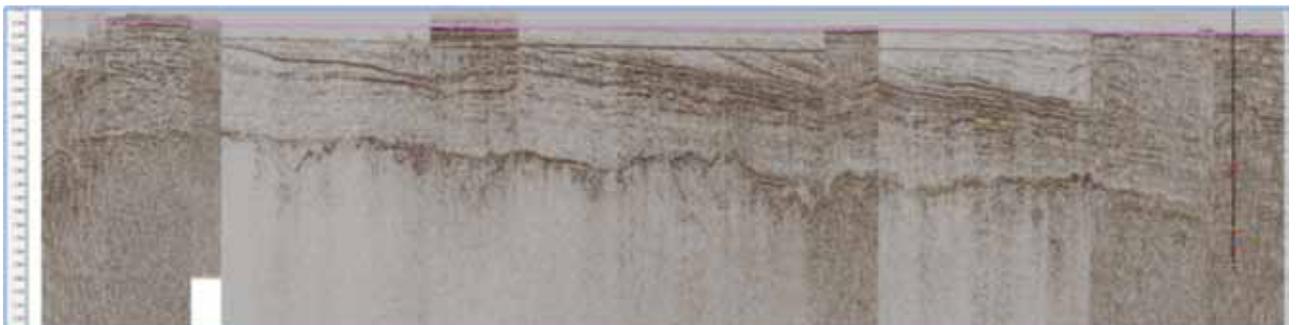


Figura 6. Línea compuesta de líneas sísmicas de diferentes campañas después de la rectificación.

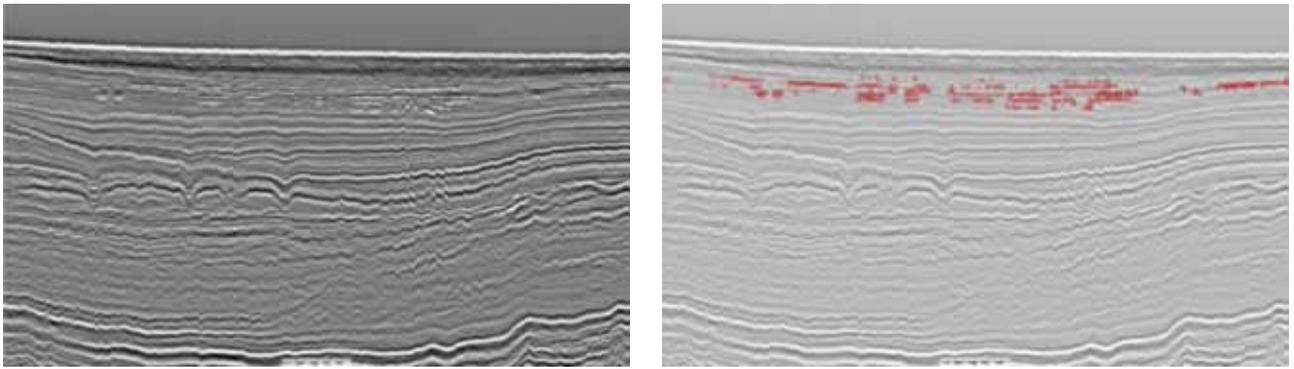


Figura 7. Sección sísmica original en la cuenca Austral/Malvinas (izquierda) y misma sección sísmica con anomalías someras de gas pronosticadas (derecha).

La predicción que se corrió en los datos sísmicos de la cuenca Austral-Malvinas tomó solo 15 minutos y arrojó resultados que, en estudios anteriores, habían tomado semanas de interpretación. Los resultados apoyaron la presencia de una roca madre con potencial importante de generación de hidrocarburos. Estos y otros resultados similares en esta cuenca indican que hay bloques con un importante potencial de hidrocarburos que se podrían ofertar en la segunda ronda (Figura 7).

## Conclusiones

El concepto de DaaS ya está cambiando la forma en que accedemos a los datos sísmicos, mejorando la eficiencia de obtener información sobre cualquier cuenca petrolífera. Los resultados de la metodología han llevado a reubicar estructuras prospectivas en Perú, facilitar la interpretación regional en el *offshore* de la Argentina y reducir el riesgo del sistema petrolero en la Cuenca de Austral/Malvinas con el reconocimiento de anomalías someras de gas utilizando algoritmos de aprendizaje automático. La saismifcación de los datos sísmicos resulta en una exploración de hidrocarburos más eficiente y exitosa, para llevar energía, crecimiento y riqueza a grandes áreas del mundo en desarrollo.

## Notas

1. Latencia: suma de retardos temporales dentro de una red.
2. DaaS: data as a service, acceso a los datos independientemente de la localización geográfica entre el usuario y el proveedor.



## Desempeño confiable Innovación tecnológica

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

**STABILDRILL**



**Superior Energy Services Argentina**  
Wireline & Slickline – Coiled Tubing & FPDO  
[www.superiorenergy.com](http://www.superiorenergy.com)  
Tel: +54.11.5530.1150

CIBERSEGURIDAD INDUSTRIAL

# Impacto “real” de la ciberseguridad en los ambientes del Oil & Gas y su situación en la región

*Pablo Almada (KPMG)*

En este trabajo se analizan casos reales del impacto y el nivel de exposición a los ciber-ataques que tienen las empresas del sector hidrocarbúfero desde una perspectiva “real” de la operación del día a día de un yacimiento.

## Contexto de la ciberseguridad en los ambientes del Oil & Gas

Los conceptos de ciberseguridad en los ambientes corporativos es algo común, todos hemos asistido alguna vez a un taller o *training* en donde se nos explicaban las nuevas políticas de seguridad para detectar emails sospechosos, o bien como cuidar nuestras Laptops de *malware*. Sin embargo, estos conceptos en los ambientes de operaciones no han sido tan populares en la región, a excepción de los Estados Unidos, que desde 2001, luego del atentado a las torres gemelas, ha realizado una fuerte campaña para proteger sus infraestructuras críticas, la cual incluye el sector del Oil & Gas. A comienzo de este nuevo paradigma, la API publicó un estándar de ciberseguridad, conocido como API 1164 Std, con su última revisión en 2016. Actualmente, las petroleras se alinean a los estándares emanados por la ISA (International Society of Automation).

La Argentina no escapa de la realidad del mundo, desde hace unos seis años las principales petroleras han estado incorporando ciberseguridad en sus ambientes operativos. Es común ver que estas iniciativas vienen sponsorizadas por el C-Level y que, en las empresas maduras, existen áreas específicas de ciberseguridad industrial como parte de su organigrama.

## ¿Qué es la ciberseguridad y cuál es su alcance en los ambientes operativos?

Para definir qué es la ciberseguridad nos conviene utilizar la definición de la IEC 62443: "Ciberseguridad es definida por el conjunto de medidas utilizadas para la protección de los computadores o sistemas informáticos contra el acceso no autorizado o un ataque". Sin embargo, esta definición genérica empieza a tener sentido cuando se la instala en un ambiente de operaciones. El estándar mencionado define el alcance de la ciberseguridad en los ambientes operacionales como "conjunto de personal, hardware, software y políticas involucradas en la operación de un proceso industrial que puede afectar o influenciar la seguridad (*safety*), Ciberseguridad y la fiabilidad de las operaciones".

## El impacto de la ciberseguridad en la industria del Oil & Gas

Para poder analizar la importancia y el impacto de la ciberseguridad en los ambientes industriales solo basta con analizar los últimos incidentes que ocurrieron en la industria. Entre los más famosos se encuentran los dos ocurridos en Saudi Aramco, el primero de ellos bloqueó el uso de 30.000 computadoras y, el segundo, más específico y complejo, logró tomar el control de su SIS (Sistema Instrumentado de Seguridad) Schneider Triconex con el objetivo de perpetrar un sabotaje en una de sus plantas.

En la región tampoco estamos excepto de este tipo de ciberataques, por supuesto no tan avanzados como los de Saudi Aramco, ya que hasta el momento no somos blanco de conflictos políticos o bélicos. Sin embargo, ha sufrido múltiples ataques orientados a las empresas del sector, basta con recordar el ataque que sufrió PEMEX en noviembre del 2019, en donde sus sistemas centrales fueron víctimas Ransomware. Obviamente que en este tipo de incidentes suele filtrarse muy poca información, mínima lo que deben saber sus accionistas y la SEC.

En los últimos meses, otras empresas de la región han sufrido ataques, por ejemplo, ENEL, EDESUR, Telecom, HONDA y Prosegur, entre otras. ¿Qué relación tienen las empresas antes nombradas con las empresas del rubro? La respuesta es la interconexión de sus servicios que expone nuestras facilities. Analicemos el siguiente caso.

Una planta de tratamiento de gas utiliza generadores eléctricos contratados a una famosa empresa del rubro,

claramente estos generadores son monitoreados por ambas empresas, la propietaria de la planta y el dueño de los generadores. Luego, posee un servicio de vigilancia para entrar al yacimiento y para el control de los vehículos en circulación. La empresa operadora debe darle servicio de conectividad a la empresa de vigilancia para el control de sus empleados. Asimismo, los compresores de la planta tienen un monitoreo remoto de mantenimiento por parte de la garantía del vendedor, otra vez la compañía operadora se encuentra dando conectividad a este servicio. Además de la conectividad con el campo, en donde hay un sistema de control para ver el estado de los Pads y cámaras. En este caso, se está monitoreando el estado de válvulas, el estado de sus sistemas hidráulicos y el estado de los desands, entre otros. Todo este monitoreo del yacimiento se hace a través de medios de comunicación propios y de terceros por medio de la tecnología 4G de una famosa compañía de telecomunicaciones. Adicionalmente, se tiene la conexión con el punto de entrega de gas a la transportista, donde están el cromatógrafo, el sensor ultrasónico, un control Flow y los equipos de medición del transportista interconectado con los equipos de la operadora. Por último, está el proveedor de servicios de una famosa integradora que trabaja en planta y por sus tareas tiene conectada su laptop a nuestros sistemas continuamente, la misma laptop que usa para navegar por internet, ver mails personales y trabajar en otras plantas de otras operadoras.

Como se ha detallado anteriormente de forma simplificada, existe múltiples puntos de interconexión entre empresas, redes y recursos que exponen nuestra *facility* a





# LOCKWOOD

Committed to preventing energy loss.

## INTERNATIONAL WELL CONTROL SERVICES

**Celebra su 29º aniversario al Servicio de la  
Industria de Oil & Gas.**

**Con motivo de este nuevo aniversario  
estrenamos la plataforma para dictar Cursos de  
Capacitación y Formación Profesional en las  
siguientes modalidades:**

- **Capacitación on Line,**
- **Video Lecciones,**
- **Teleconferencias,**
- **Y continuamos con los Cursos Presenciales.**

**Por su nuevo website:**

**[www.lockwood.com.ar](http://www.lockwood.com.ar)**





riesgos de ciberseguridad. Solo falta que alguno de todos los participantes de este modelo tenga un problema de ciberseguridad para que la operadora se vea impactada.

## ¿Qué impacto “real” tendríamos?

Siguiendo con el ejemplo anterior, imaginemos que una de estas empresas se ve comprometida por un usuario que hizo clic en un lugar indebido, o bien abrió un archivo que recibió por mail e infectó su laptop de trabajo. Esto provocó que se propague un malware por la red de su empresa y, a su vez, que esta propagación tome el camino de una interconexión a nuestra planta, por ejemplo, por donde se encontraban monitoreando a través de un enlace los equipos de generación eléctrica. La operadora tenía una conexión modbus TCP para la toma de datos de los generadores, lo que hizo que el malware aproveche esta conexión y llegue a las redes de control de la planta. Bajo este escenario, ¿qué podría pasar en la planta? Claramente no explotaría, las plantas deberían ser seguras por defecto, por algo se hizo un Hazop, pero sí podría dejar de operar. Una vez que se materializa este evento en la planta, basándonos en una arquitectura modelo de Siemens, el malware se propagará por las estaciones de operación, estaciones de ingeniería y servidores provocando una pérdida de visualización de la planta y del yacimiento.

Consecuentemente, por seguridad deberíamos ir a una parada de planta. Bajo esta condición vemos que todos nuestros equipos informáticos de control y operación se encuentran bloqueados, el personal de instrumentación y control no sabe que es lo que pasó, cuando empiezan a sospechar que esto pudo haber sido produ-

cido por un malware, luego de unas seis horas con la planta parada, se comunican con el área de IT para que los ayuden. El problema es que IT no tiene ni la menor idea de cómo es la arquitectura de la planta, que podría haberse visto afectado, y se preguntan entre todos: ¿este evento afectó a los S7-1200 de la planta?, ¿por dónde entró?, ¿está el perpetuador del evento “virtualmente” dentro de la planta?, ¿cómo nos recuperamos?, ¿sabemos como es el plan de recuperación?, ¿tenemos backups? Si no sabemos de donde vino la infección, ¿cómo nos aislamos para que esto no pase nuevamente?, ¿podemos cortar las comunicaciones con el resto de nuestras empresas de servicio sin que se vean afectados los contratos y recibamos multas o perdamos las garantías?, ¿dónde son los puntos de interconexión?, cuando hicimos los backups ¿tuvimos en cuenta los últimos cambios?, ¿Tenemos los proyectos del portal tia últimos en un backups?, ya vamos por 36 h con la planta parada... Esperen, ¿los backups están en el servidor infectado?, entonces perdimos todo, debemos empezar a levantar y programar la planta desde cero.

El escenario antes descrito, en mi experiencia, podría pasar en cualquier planta de las operadoras de la Argentina. Es más, he tenido la oportunidad de toparme con casos en los cuales en paradas de mantenimiento se han infectado sistemas y se debió programar todo desde cero y, en consecuencia, se produjeron pérdidas económicas.

El nivel de exposición de las facilities cada día es mayor, solo basta con mirar el nivel de automatización que tenemos en un Pad no convencional con respecto al pozo del Golfo San Jorge para darse cuenta que aún no se tienen los niveles de automatización como los que se ven en los smart wells de medio oriente.

---

# Ser una empresa líder en Soluciones Innovadoras y Sustentables para la Industria de la Energía nos inspira.

---

Con la experiencia y trayectoria que nos distinguen impulsamos en Vaca Muerta el proyecto de comunicación digital que cambiará la forma de operar en la industria del Oil & Gas.

**El compromiso de siempre.**

**PECOM**  
GRUPO PEREZ COMPANC

## Ciberseguridad industrial en las empresas de oil & gas de la región

La empresa más importante de la Argentina ya posee un equipo específico para atender los requerimientos del Negocio en lo que respecta a la ciberseguridad. No debería iniciarse, por ejemplo, una implementación sin su análisis desde la perspectiva de la ciberseguridad. Otras grandes petroleras de la región están tomando actividades de ciberseguridad desde sus áreas de Ciberseguridad IT tradicionales con el apoyo de consultores especializados en la materia.

Claramente hoy ciberseguridad es una preocupación en la mesa de los directorios, por eso se ven aprobaciones de partidas presupuestarias cada día más incrementadas luego de un ataque que se hace público.

Por otro lado, se han visto caer negocios como consecuencia de que los vendedores no podían cumplir con las demandas de ciberseguridad en sus productos o servicios que requerían las empresas petroleras.

Los equipos de ciberseguridad industrial tienden a ser formados por personas que vienen de las áreas del negocio con otras personas que vienen del área de Ciberseguridad IT, logrando en consenso una mirada amplia de los riesgos del campo.

Es importante analizar como se debe formar un gobierno de ciberseguridad para que sea exitoso. El apoyo del C-level es clave para dar los primeros pasos en la materia. Luego, la institucionalización viene dada a través de un marco normativo colegiado con los distintos referentes del negocio para establecer de forma realista las bases de ciberseguridad industrial.

También, es fundamental conocer el estado de situación de la organización, qué nivel de exposición tiene y cuál es el riesgo al que se encuentra expuesta, entre otros aspectos. Adicionalmente, las petroleras que cotizan en la bolsa de los Estados Unidos bajo el control de la SEC, deben reportar obligatoriamente el estado de ciberseguridad de sus instalaciones industriales. Y, si son víctimas de un ciberataque, deben reportarlo inmediatamente.

Una vez que conocemos el punto de partida, debemos diseñar un plan director que nos guíe para elevar nuestro nivel de madurez, pero las preguntas que se re-



ciben del directorio son ¿en dónde deberíamos estar?, ¿cuánto sale?, ¿qué riesgos mitigamos? Preguntas que se pueden responder desde la comparativa regional del resto de las compañías y del resultado de nuestra evaluación de ciberseguridad.

En la actualidad las empresas del sector ejecutan múltiples planes de ciberseguridad. Por ejemplo, podemos nombrar planes, como rediseño en la integración de sus redes de control, políticas de ciberseguridad, planes de awareness para sus operadores e instrumentistas, sistemas de monitoreo de ciberseguridad, esquema de actualizaciones de sus sistemas, implementaciones de *antimalware*, esquemas de gestión de accesos lógicos, accesos remotos potenciados por la cuarentena y SOC (*security operation centers*), entre otros.

Finalmente observamos que los gobiernos de la región también entienden el problema que podría generar un ciberataque a una infraestructura de producción, no se trata solo de la imagen, sino más bien, desde la perspectiva de la operación del país. ¿Cómo vamos a responder si la facility más importante de la Argentina en lo que es refino deja de operar por un tiempo prolongado?, ¿cómo afecta esto a la producción del país?

Chile, Brasil y Colombia, entre otros, están generando marcos normativos de ciberseguridad para sus infraestructuras críticas. La Argentina también está en ese camino, lo que implica que pronto todas las petroleras deberán regirse por un marco gubernamental de ciberseguridad.



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

(5411) 4469-8100  
[www.iphglobal.com](http://www.iphglobal.com)

# MINDS OF ENGINEERS. PIONEERS AT HEART.

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

[wintershalldea.com](http://wintershalldea.com)





Con el objetivo de identificar tempranamente eventos anómalos en pozos con sistema de extracción *plunger lift*, de manera de evitar pérdidas en la producción y aportar opciones de mejoras, se desarrolló una herramienta de diagnóstico con el uso de ciencia de datos e inteligencia artificial.

CIENCIA DE DATOS, ANALYTICS, MACHINE LEARNING, INTELIGENCIA ARTIFICIAL, DATA WAREHOUSE Y BUSSINESS INTELLIGENCE PARA SUBSUELO

# Modelo prescriptivo para la optimización de pozos no convencionales con sistema *plunger lift*

Por **Adriana Romero, Christopher Feldmann, Katherine Silva, José Barros, Gustavo Martínez, Marcelo Montero, Juan Álvarez y Eugenio Ferrigno (Y-TEC)**

**E**l sistema de extracción *plunger lift* permite el levantamiento de líquidos tanto en pozos de gas como de petróleo. Este sistema de extracción es actualmente uno de los más utilizados en los yacimientos de petróleo y gas no convencionales (NOC Oil y NOC Gas) operados por la empresa argentina YPF S.A., representa el 49% (300 pozos) y el 40% (100 pozos) del total de los pozos, respectivamente.

En particular, en el caso de los pozos con *plunger lift*, la presión de cabeza presenta un patrón de comportamiento con características muy particulares, que permite

identificar cualquier tipo de anomalía o fallo en su funcionamiento.

Para encontrar tales fallas, los ingenieros de producción deben recorrer cada una de las gráficas de la presión de cabeza y así saber si el pozo está fallando. Después se revisa la configuración del controlador del pozo y otras variables, lo que le permite identificar el problema y tomar una decisión para corregirlo.

Debido a que el número de pozos es alto y los recursos tanto en tiempo como en personas es limitado, algunos pozos pasan un tiempo considerable fallando sin ser revisados, lo que implica una pérdida de producción significativa.

Para identificar estos eventos de manera temprana, evitar pérdidas de producción y generar oportunidades de optimización se desarrolló una herramienta de diagnóstico con el uso de ciencia de datos e inteligencia artificial.

## Antecedentes

En la figura 1 se muestra la tendencia de la presión de la cabeza, la presión de la casing y el estado del pistón.

El sistema *plunger lift* funciona en un proceso cíclico, es decir, el pozo fluye y se cierra alternadamente. Durante el período de cierre mientras el pistón está en el fondo, la presión del gas aumenta y, cuando aumenta lo suficiente, la válvula del motor se abre para permitir que el pozo fluya. El gas en el espacio anular se expande en el tubo, elevando el pistón y los líquidos a la superficie, con ayuda del gas que se produce. Se permite que el yacimiento produzca gas hasta que el nivel de producción descienda hasta un nivel casi crítico, si se deja fluir más tiempo el pozo puede ahogarse.

Entonces el pozo se cierra, y el pistón cae de nuevo al resorte de amortiguación, primero a través del gas y luego a través del líquido acumulado, durante el cierre hay un período de aumento de la presión. Entonces el ciclo se repite.

## Desarrollo técnico del trabajo

Para definir las acciones de optimización, primero es necesario conocer los tipos de fallos que existen. Para ello se analizan variables, como el arribo del pistón, la velocidad de este, los ciclos realizados y la producción, entre otras. Para diagnosticar un pozo con *plunger lift*, se toma en cuenta la velocidad de arribo del pistón como la principal variable de este estudio, ya que esta variable permite identificar si el pozo está funcionando correctamente (está optimizado) o si requiere alguna acción de mejora. Sin embargo, hay pozos que no tienen datos de telemetría de esta variable. En esos casos, el diagnóstico se realiza analizando la presión de la cabeza del pozo. Algunos de estos diagnósticos se consideran de mayor importancia, ya que representan pérdidas de producción, mientras que otros pueden indicar una desviación operativa o una oportunidad de optimización.

A continuación, se listan los diagnósticos que el algoritmo clasifica.

1. **100% de arribos:** se refiere a aquellos pozos en los que, durante un período de estudio de 24 h, en la mayoría de sus aberturas llegó el pistón. Sin embar-

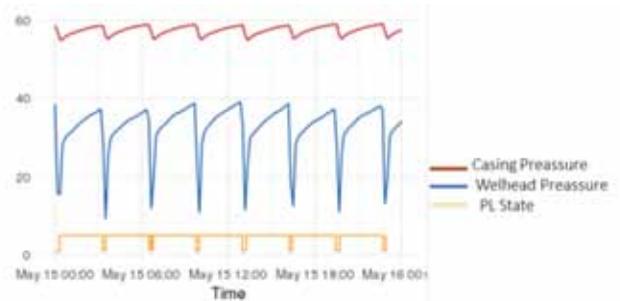


Figura 1. Variables de análisis en un pozo con *plunger lift*.

go, este diagnóstico puede subdividirse según su velocidad de llegada, ya que, según los estudios realizados, se considera que la velocidad óptima de llegada del pistón debe estar entre 220 m/min y 300 m/min. Teniendo en cuenta lo anterior, este diagnóstico se subdivide de la siguiente manera:

- o Optimizada: corresponde a aquellos pozos en los que la mayoría de las llegadas en 24 h están dentro de la ventana óptima.
  - o 100% de arribos (velocidad del pistón fuera de rango): corresponde a aquellos pozos que tienen 100% de arribos, pero su velocidad está fuera de la ventana óptima. Este diagnóstico representa una oportunidad de optimización.
  - o 100% de arribos (velocidad crítica): corresponde a aquellos pozos en los que se calcula que la velocidad de llegada es superior a 500 m/min. Este diagnóstico es de gran impacto, ya que, debido a su excesiva velocidad, se puede generar una rotura de pistón y/o de la instalación.
2. **Arribos intermitentes:** se refiere a aquellos pozos en los que el porcentaje de llegadas es inferior al 80%.
  3. **Comprobar el sistema de extracción/comunicación:** este diagnóstico corresponde a aquellos pozos que presentan una interrupción de comunicación o que las variables no fueron censadas correctamente.
  4. **Sin arribos:** este diagnóstico corresponde a los pozos en los que no se registra el arribo del pistón, por lo cual es imposible diagnosticar el tipo de falla.

## Metodología

La conceptualización de esta propuesta comenzó con la definición de los diferentes tipos de pautas de producción en los pozos *plunger lift* que podrían dar lugar



a pérdidas de producción o a posibles oportunidades de optimización de la producción. Según la instrumentación del pozo se utilizó un enfoque diferente.

Los pozos con sensor de arriba se diagnosticaron con la experiencia de los ingenieros de producción. En los pozos sin sensor de arriba, se utilizaron técnicas de series temporales para comparar y aislar las pautas de producción típicas disponibles en los datos históricos sobre la presión en la cabeza del pozo. Este patrón se convirtió posteriormente en imágenes y esas imágenes se clasificaron con el uso de redes neuronales.

### Diagnóstico según el estado de las variables para los pozos con detección de arriba

Un sistema *plunger lift* es operado por un controlador, el cual es reactivo respondiendo al estado del pozo.

El controlador esperará a que el émbolo caiga basándose en un parámetro introducido por el usuario. El sistema entonces esperará a que la válvula se abra hasta que se cumplan todas las condiciones, ya sea de tiempo o de presión.

El estado de "Llegada del pistón" se basa en los valores determinados por el usuario para la llegada esperada en función de la profundidad y la carga de fluido. Si el émbolo no llega como se espera, entonces se dice que el pozo necesita ser optimizado, ajustando los parámetros que mejorarán los ciclos futuros. Para este tipo de pozo se establecieron las reglas de diagnóstico, según el estado de las variables, se etiquetan los casos según los cinco listados en el punto anterior y el diagnóstico se entrega al usuario.

### Diagnóstico basado en la red neuronal

Para la clasificación utilizando la red neuronal, primero, la serie temporal se transforma en una imagen usando gráficos de recurrencia (Figura 2), luego se realiza una clasificación con el empleo de las redes neuronales.

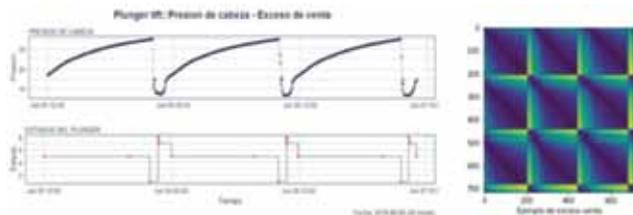


Figura 2. Transformación de serie de tiempo a gráfico de recurrencia.

Se etiquetaron imágenes con los casos por clasificar: aquellos pozos en los que la periodicidad es regular en el tiempo, etiquetados como llegada normal de pistón; y aquellos pozos en los que la periodicidad es irregular, etiquetados como llegada errática de pistón, pozos abiertos y pozos cerrados. Con estos ejemplos se realizó el entrenamiento del clasificador con el uso de redes neuronales.

### Resultados obtenidos

Una vez implementada la herramienta, se mejoraron los criterios de análisis y, por lo tanto, la eficiencia obtenida: se alcanzaron valores del 94% para el NOC GAS y del 80% para el NOC OIL.



Los diagnósticos entregados por el algoritmo se encuentran actualmente en los tableros de manejo por excepción en los espacios colaborativos de NOC Oil y NOC Gas. Adicionalmente, se proporciona un informe con la lista de los pozos que tienen algún tipo de evento, de esta manera se evita perder tiempo analizando todos los pozos, atendiendo, en cambio, como prioridad a aquellos que realmente lo requieren.

Entre las mejoras, tanto operacionales como económicas, consideradas con el desarrollo del algoritmo, caben destacar las siguientes:

- Reducción del uso del equipo de *slick line*. Un pozo optimizado no permite la acumulación de parafina.
- Optimización del manejo de eventos anormales, centrándose en las cuestiones más relevantes, ya sea por producción o por operación.
- Mejoramiento de la distribución de los recursos sobre el terreno (recorredores/operadores de campo) en conjunto con ingeniería de producción, siendo más eficaz la programación.
- Reducción de las desviaciones operacionales y mejora de las condiciones de los pozos.
- Aumento de la producción.

### Conclusiones

- Este trabajo describe el desarrollo y la aplicación de un software de clasificación de fallos para pozos de petróleo y gas con sistemas de extracción *plunger lift*. El software implementado se utiliza para gestionar eventos anormales por excepción.
- La herramienta tiene una eficiencia de detección de fallos del 94% para los pozos de gas y del 80% para los pozos de un total de aproximadamente 400 pozos productores que utilizan el sistema *plunger lift*.
- El uso del *software* desarrollado ha producido mejoras tanto económicas como operacionales. Se logró un aumento de la producción gracias a la pronta identificación de los pozos defectuosos. Además, la utilización del algoritmo mejoró considerablemente el tiempo de detección de las fallas, asegurando una mejor gestión de los recursos destinados a la optimización del equipo de elevación del émbolo.
- El algoritmo funciona actualmente en 400 pozos de Loma Campana y se está evaluando su extensión a otros campos de YPF.
- El *software* se encuentra actualmente en un proceso de mejora para aumentar la eficiencia del diagnóstico de los pozos con sensor abierto/cerrado y sin arriba.

EN NUESTRO NOMBRE **HAY UNA X.**  
QUE ADEMÁS DE UNA LETRA, **ES UNA MARCA.**  
Y ESA **X** PUEDE SER MUCHAS COSAS.  
PUEDE DEFINIR LO QUE SOS Y LO QUE NO SOS. O LO QUE FALTA SABER.  
PARA NOSOTROS **ES UN PUNTO DE PARTIDA,** NO UN DESTINO.  
ES LA BÚSQUEDA QUE EMPIEZA DESPUÉS DE ENCONTRAR ALGO.  
CON UNA **X** ESTÁ MARCADO UN TESORO A PUNTO DE SER DESCUBIERTO.  
SOMOS UNA **X** EN EL MAPA QUE NUNCA DEJA DE **MOVERSE HACIA ADELANTE.**  
**X** CANTIDAD DE VECES INNOVAMOS E INNOVAREMOS. Y ESA EVOLUCIÓN,  
CADA TANTO **SE CONVIERTE EN REVOLUCIÓN.**  
ES UN CAMBIO QUE CAMBIA ALGO EN VOS.

POR ESO CUANDO SALGAS  
**VENÍ** A CARGAR LA ÚLTIMA TECNOLOGÍA EN COMBUSTIBLE.  
**VENÍ** ADONDE LE PONEMOS A TU AUTO O A TU MOTO  
EL MISMO AMOR QUE VOS.  
**VENÍ** A COMER RICO Y SANO.  
**VENÍ** A PROBAR LO QUE ES SENTIRTE BIENVENIDO SIEMPRE.  
**VENÍ** ADONDE TE CONOCEMOS.  
**VENÍ** ADONDE CUIDAMOS EL CAMIÓN QUE USAS PARA TRABAJAR,  
COMO SI FUERA NUESTRO.  
**VENÍ** EN CUALQUIER RINCÓN DEL PAÍS EN DONDE ESTÉS.  
**VENÍ** A LLENARTE DE ENERGÍA.  
**VENÍ** EN AUTO, EN CAMIÓN, EN MOTO, EN BICI, A PIE, O EN MONOPATÍN.  
RAZONES NO TE VAN A FALTAR.

**LA X MARCA EL CAMINO A LA MEJOR VERSIÓN  
DE TODO ESO QUE TENEMOS PARA VOS. VENÍ.**



**VENÍ ADONDE VAMOS**



CIENCIA DE DATOS, ANALYTICS, MACHINE LEARNING, INTELIGENCIA ARTIFICIAL,  
DATA WAREHOUSE Y BUSSINESS INTELLIGENCE PARA SUBSUELO

# *Data analytics en tight gas*

Por *Diego Gallart y Andrés López Gibson (Y-TEC)*

En este trabajo se presenta la aplicación de técnicas de *Data Science* en las diferentes especialidades para el procesamiento y la interpretación de sus datos en bruto, con aplicación concreta al *tight gas*.

**H**istóricamente la información de los activos se almacena en diferentes formatos, incluso no digitalizados. En el trabajo que presentamos, el volumen y la variedad hicieron que sea difícil su análisis integrado en una primera instancia. En la actualidad, con avances en el tratamiento de los datos, su estandarización, su integración continua y las herramientas para explotar su valor es posible y necesario avanzar sobre proyectos de integración en repositorios disponibles para el análisis en conjunto de los especialistas del negocio y los especialistas de data analytics.

El trabajo incluye la selección de datos y sus fuentes, la estandarización, la integración y el aseguramiento de la calidad para su posterior modelado, análisis y generación de recomendaciones.

Implica trabajar con datos crudos e interpretados disponibles en diferentes repositorios de la empresa, incluidas las siguientes etapas: preparación de datos, adición de variables calculadas basadas en el conocimiento del dominio y análisis multivariado.

Como resultado de este trabajo se crea un repositorio de datos estandarizado e integrado que podría actualizarse posteriormente cuando haya nuevos datos disponibles.

La explotación de los datos se desarrolla con técnicas de Analytics, machine learning y herramientas de visualización, buscando generar recomendaciones para futuras terminaciones de pozos y optimización de producción, junto con una mejor comprensión de las relaciones entre petrofísica, producción y estimulaciones.

En este trabajo se presenta la aplicación de técnicas de *Data Science* en las diferentes especialidades para el procesamiento y la interpretación de sus datos en bruto. Se exploran los datos en busca de relaciones inesperadas entre variables, como geomecánica, *cuttings*, PLT, especificaciones sísmicas y de fractura, con el objetivo de resaltar los aspectos particulares que optimizan el desarrollo de un campo de *gas tight*. En el futuro cercano, el procedimiento podría extrapolarse a otros activos con formaciones análogas.

## Desarrollo técnico del trabajo

### Datos

En este primer trabajo se integran datos de diferentes especialidades disponibles al momento de su ejecución. Como condición inicial se requiere que el pozo tenga PLTs. Luego, datos de estimulación crudos e interpretados. Finalmente, se incorporan datos de Geología, Geofísica, Geomecánica y Petrofísica. Para poder sincronizar el análisis en el tiempo para todos los pozos se incorpora la producción histórica diaria (Figura 1).

Se dispone en el set de más de 50 pozos. Con un promedio de 12 etapas de fractura por pozo. Lo que da más de 600 observaciones para el análisis.

El nivel de detalle de los datos se enfocó en la etapa de fractura, porque en la granularidad eran compatibles todos los orígenes de datos, fue factible, por un lado, agregar los datos de perfiles en profundidad y, por otro lado, distribuir la producción en el tiempo del pozo a cada etapa sin perder el nivel de detalle del análisis.



Figura 1. Repositorio de datos.

### Ensayos de producción (PLT)

La producción se distribuyó en las etapas de fractura según la interpretación de los PLTs. En algunos casos dos o más etapas de fractura se encontraban agrupadas, principalmente porque el perfil de medición no alcanzaba la profundidad total para poder separar los caudales producidos. Para esos casos se separaron los datos con diferentes criterios. Inicialmente, se buscaron PLTs anteriores y posteriores con mayor nivel de detalle, de existir, la producción se estimó interpolando las mediciones de los distintos PLTs. En caso de no contar con referencias de otros PLTs cercanos, se aplicó una regla por espesor de las fracturas involucradas para distribuir la producción. Esto se realizó para el 10% de los PLTs.

En el caso de la temperatura y la presión, cuando se detectaron faltantes, se infirieron valores entrenando modelos de regresión para predecir los datos necesarios en base a los existentes en el PLT particular y los restantes PLTs del mismo pozo (problema fondo de pozo). Esto se realizó para el 25% de los PLTs (Figura 2).

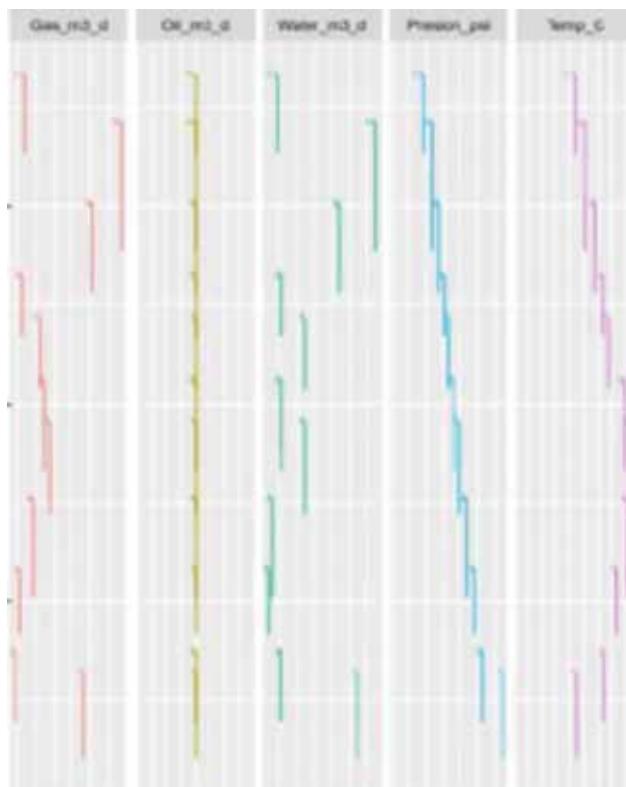


Figura 2. Ejemplo de datos de PLT.

### Producción diaria histórica

Para poder sincronizar el análisis en el tiempo se incorpora la producción histórica diaria de cada pozo. Se llevó la granularidad de análisis al nivel diario, ya que se buscó darle importancia al período de apertura, limpieza y *flowback* de cada etapa, así como también se intentó capturar la mayor cantidad de información de apertura y cierre de orificios que se dispusiera durante la historia de producción. Por último, se incorporó la declinación de reservas al Q3 2019 de cada pozo para extrapolar el análisis hasta EUR. Este *forecast* se realiza con el mejor



ajuste de un declino inicialmente hiperbólico y luego exponencial hasta el fin de vida útil del pozo.

Al integrar la producción diaria con la información de los PLTs y distribuyéndola por etapa de fractura en el tiempo, logramos tener las producciones diarias y acumuladas a 30, 60, 90, 180, 360, 1000 y EUR días por etapa desde la fecha de fractura.

En los casos de datos faltantes por un período de tiempo, normalmente ocasionado por un error de medición de los sensores o por falta de medición, se imputaron los valores interpolando entre las mediciones con modelos de regresión. Los datos calculados más los datos interpolados representan un 8% del set de datos.

### Estimulación

Los datos de estimulación incorporados al estudio son datos crudos y datos interpretados. Un total de más de 60 variables que comprenden datos de tipo y fecha de fracturas, *minifrac*, *dfit*, tipos y volúmenes de fluidos y agentes de sostén, sus caudales y concentraciones obtenidos de cartas de fractura y las interpretaciones de tamaño de fractura estimadas por el especialista.

### Geología y geofísica

Con respecto a geología se incorporan los topes de las superficies geológicas, interpretados por los especialistas, para cada pozo. Esa información se integra con los topes y bases de las fracturas para obtener las superficies contactadas por cada fractura. Se registran las cinco superficies de mayor contacto por etapa de fractura y las proporciones de fractura que contacta cada superficie. Para la especialidad de geofísica, se incorpora mediante archivos planos y *seg* las fallas, sus coordenadas y atributos calculados a partir de la inversión sísmica. Para cada etapa de la fractura se calculó su centroide y luego se registraron las propiedades cercanas, a menos de 500 m, y sus distancias.

### Petrofísica y geomecánica

Los datos de petrofísica y geomecánica se dispusieron en archivos *.las* (Log ASCII Standard). Estos sets se procesaron tomando los segmentos correspondientes a los tope y base de las etapas de fractura, distinguiendo zonas RES y PAY y calculando medidas de resumen, como el promedio, mediana, máximo, mínimo y desvío estándar. También, se calcularon las proporciones de RES y PAY para cada etapa de la fractura.

Las variables de petrofísica incorporadas al estudio comprenden datos de control geológico, como cromatografía y litología en superficie llevada a profundidad; datos de perfiles a pozo abierto, como gamma ray, resistividades y sínicos y; perfiles interpretados, como porosidad, permeabilidad y saturación de agua. Los datos de geomecánica incorporados al estudio comprenden datos de eventos de pozo y de control geológico llevados a profundidad y perfiles interpretados de propiedades mecánicas, elásticas y de resistencia, estado de esfuerzos y gradientes de fractura.

### Variables calculadas y categóricas

En base a recomendaciones de los expertos de cada especialidad se calcularon fórmulas (*Feature Engineering*) que sirven de resumen de varias variables.

Las variables integradas al estudio comprenden medidas agregables, cocientes de rendimientos, tratamiento de superposiciones entre las fracturas, proporciones de contacto de las formaciones geológicas y variables que resumen la calidad de la etapa y se correlacionan con su rendimiento, como PAY contratado y HCPV (*HydroCarbon Pore Volume*). Las variables categóricas de texto fueron convertidas a un ID numérico con el fin de analizar linealidad y poder aplicar filtros mayor/menor.

### Variables objetivo

Se calcularon diferentes variables objetivo para su posterior análisis. Inicialmente, la producción acumulada por fractura (etapa de fractura) a 30, 60, 90, 180, 360, 1000 días y EUR. Luego se decidió quitar el efecto del espesor de fractura y, por eso dividir la producción acumulada por los metros de PAY contactado. Para considerar la superposición de fracturas, se creó otra variable objetivo a producción acumulada EUR normalizando por el espesor asignado. También se calcularon estas variables



# SOLUCIONES PARA EL FUTURO

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

Estamos preparados para nuevos desafíos.



## SECCO

[www.secco.com.ar](http://www.secco.com.ar)

de rendimiento por HCPV.

Con el objetivo de entrenar modelos de clasificación se discretizaron los valores convirtiéndolos en FLAGS (valores 0 o 1) que indican si el rendimiento corresponde a los cuantiles 25, 50 o 75.

Finalmente, incorporamos el valor económico al objetivo y calculamos el costo y beneficio esperados por fractura. Para esto se estimaron los costos por cantidades y tipos de fluidos, agente de sostén y fracturas por pozo. Para el cálculo del beneficio se consideró el valor de la producción con los precios estimados del hidrocarburo en el tiempo.

Para estos objetivos económicos se utilizaron técnicas de Valor Presente y Valor Futuro para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN e IVAN).

## Análisis multivariado

Dentro del análisis multivariado se buscó medir y visualizar relaciones entre las variables integradas para responder preguntas del negocio y avanzar hacia la construcción de los modelos predictivos.

Se analizaron relaciones de las etapas de fractura con:

- Posicionamiento en la estructura geológica, formación, saturación de agua y producción.
- Superposición entre etapas y rendimientos.
- Rendimientos por PAY contactado, espesor de etapa y NTG (Net To Gross).
- Rendimientos *versus* tiempo de residencia de fluido.
- Rendimientos considerando arenamiento.
- Rendimientos *versus* máximas concentraciones de arena en fondo y bombeada.
- Rendimientos por cantidad de fluidos y tamaño de fractura.

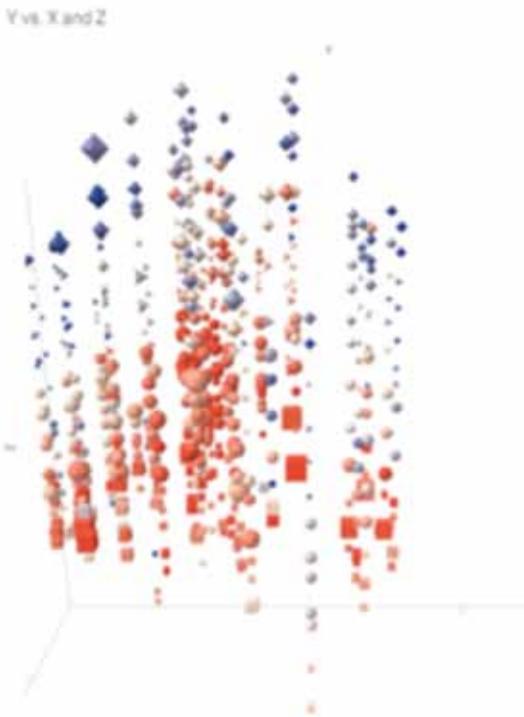


Figura 3. Etapas 3D y saturación de agua en PAY contactado.

- Rendimientos por diseño de estimulación (agente de sostén/PAY).
- Rendimientos por número de *clusters*.

## Modelos predictores

En este trabajo se construyeron una gran variedad de modelos predictores con distintos objetivos de interés según lo detallado en la construcción de variables objetivo. Para cada modelo el proceso incluyó un análisis y selección de variables y luego la selección del modelo más adecuado (regresión o clasificación) priorizando primeramente su interpretabilidad.

### Selección de variables

Para cada modelo, para cada variable objetivo es necesario realizar una selección de variables.



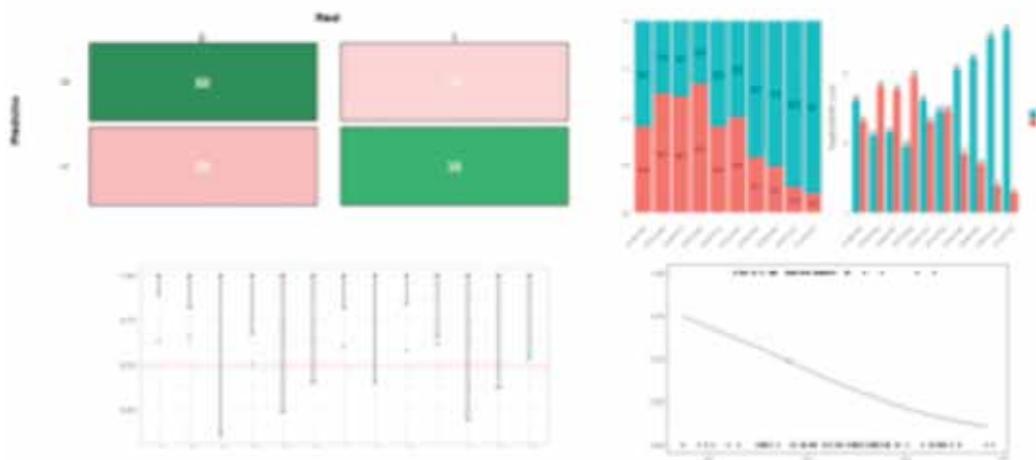


Figura 4. Análisis de modelos económicos.

Para los modelos de clasificación se seleccionan variables mediante algoritmos de selección automática de variables. Ese resultado es analizado por los especialistas y se seleccionan dentro de las variables con mayor significancia, las que sean de mayor interés para las especialidades. Con este conjunto de variables preseleccionadas se entrena un modelo con el set de entrenamiento reservado para este fin.

### Modelos económicos

Como modelos económicos se crearon predictores para IVAN para 360, 1000 días y EUR. Se discretizaron estas variables con la regla de que si costo/beneficio es menor a 1 el beneficio no llegó a cubrir el costo y se le asigna un FLAG=0 (falso). Se asigna FLAG=1 en caso contrario, el conjunto es de las etapas de fractura cuyo beneficio fue mayor al costo.

Para evaluar este tipo de modelo se utilizaron matrices de confusión sobre un conjunto de datos de validación reservado y se compararon los F1 Scores.

El F1 Score es la media armónica entre exactitud y exhaustividad y servirá para comparar entre modelos. Para cada modelo mediante el análisis de la curva ROC se calcularon los umbrales de discriminación que optimizaban el F1 Score.

Mediante visualizaciones se explicó el efecto de cada variable seleccionada y se analizaron los errores de cada tipo en los modelos.

Para la construcción de los modelos a 1000 días y EUR se consideraron los resultados de los modelos previos en el tiempo y se incorporó su resultado al nuevo modelo creando así un ensamble de modelos (Figura 4).

### Modelos de producción

Para la predicción de producción se construyeron modelos de regresión para producción acumulada a 360, 1000 días y EUR midiendo su precisión por RMSE y explicando los efectos de las variables seleccionadas por el estudio de su aporte a las predicciones particulares (Figura 5).

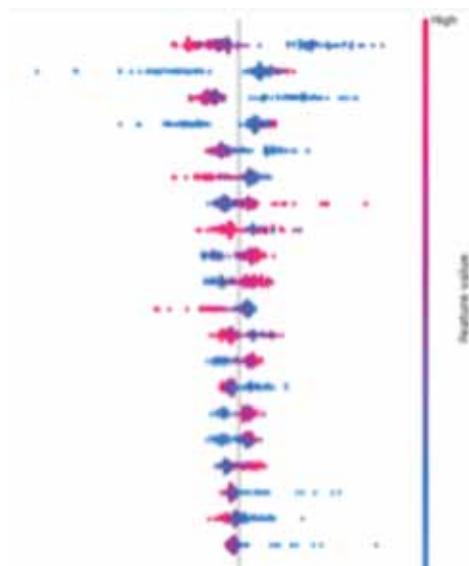


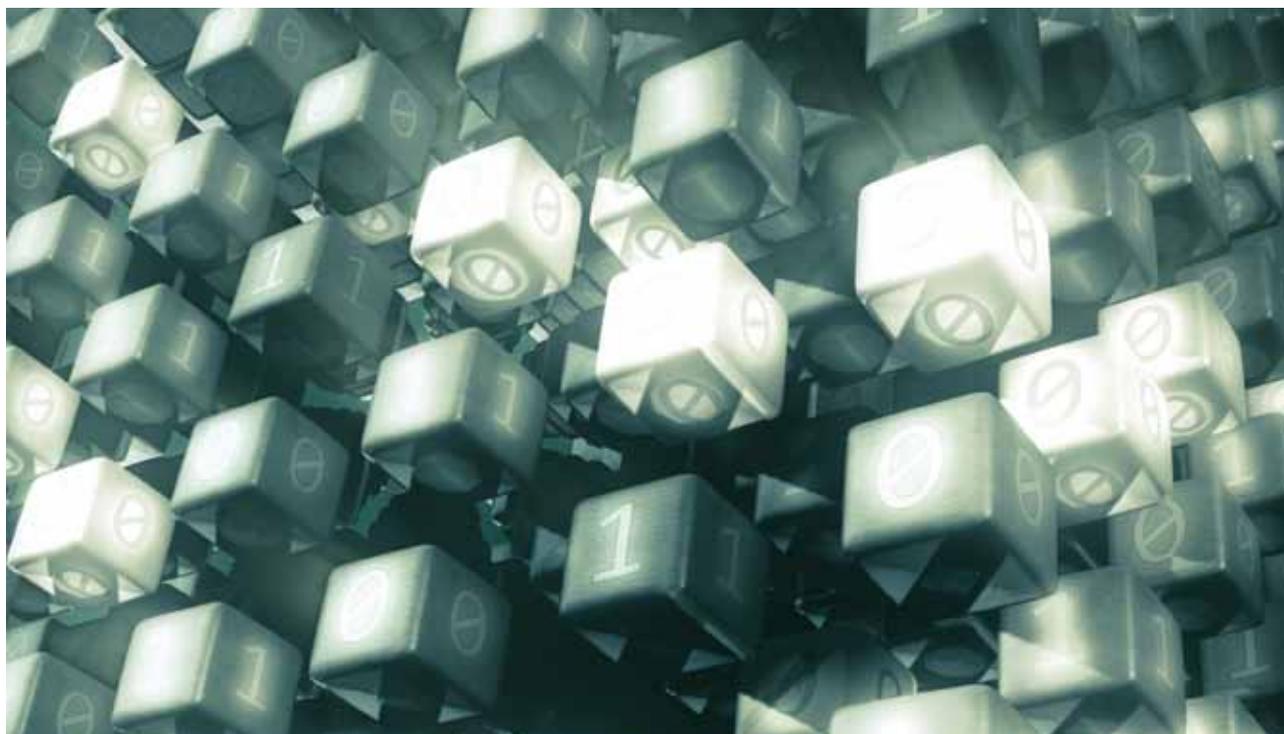
Figura 5. Análisis modelos de producción.

## Resultados obtenidos

Durante este trabajo se lograron identificar los orígenes de datos y su perfilado para su análisis integral. Ese proceso, normalmente llamado *data pipeline*, será implementado con un conjunto de normativas de puntos de entrega y formatos para datos futuros. De esta forma se podrá disponer de los datos actualizados en un repositorio único integrado y podrán ser explotados con herramientas de análisis por los especialistas.

Con los datos integrados en un repositorio único se configuraron herramientas de visualización que permitieron a los especialistas tener acceso a los datos y compartir sesiones de análisis con los científicos de datos. De esta forma se pudo poner foco en el análisis multivariado a los aspectos que los especialistas hallaban de interés.

Se desarrollaron primeras versiones de algoritmos que permiten ajustar la granularidad de los datos al nivel de estudio (etapa de fractura) que pueden ser perfeccionados con hallazgos resultado de este trabajo.



El equipo definió variables económicas de cálculo simple como objetivo de los modelos. Para ello consideró el costo/beneficio a valor actual neto para determinar si una etapa de fractura era rentable o no.

Para el modelo de predicción económico a un año (360 días) se observó una precisión en el set de prueba del 74% y que las variables con más impacto en la predicción fueron la saturación de agua, el HCPV, la coordenada X, la cantidad de agente de sostén por metro, la porosidad y la coordenada Y de la fractura. Las predicciones realizadas con este modelo fueron utilizadas como input del modelo de 3 años (1000 días) y por eso se consideran de importancia también para ese modelo.

El modelo de predicción económico a 3 años (1000 días) resultó con una precisión menor, del 70% en el set de test, y las variables importantes para este modelo fueron, adicionales a las del modelo de 1 año: la permeabilidad, la resistividad, el RHOB, la cantidad de PAY contactado, la relación PAY/Reservorio contactadas y la cantidad de fluidos totales por HCPV.

Para el modelo de predicción económico a vida útil del pozo (EUR) se obtuvo una precisión del 82% en el set de prueba. Las variables de mayor importancia, adicionales a las del modelo de 1000 días, fueron la resistividad y la permeabilidad del NO PAY contactado.

El impacto en el negocio abarca desde intangibles, como el ordenamiento de la información disponible, pasando por tangibles como hallazgos de datos que no se estaban utilizando en las bases relevadas. Los hallazgos motivaron también oportunidades de optimización que serán puestas a prueba a través de pilotos en campo.

## Conclusiones

Las tareas de búsqueda e integración de datos fueron las que más tiempo consumieron dada la diversidad de la

información y los formatos existentes. Durante los años no se ha establecido un formato único de entrega de resultados de los estudios y esto ha llevado a encontrar datos en formatos que hacen difícil la automatización de la carga, incluso con la única opción de carga manual.

Durante el transcurso del trabajo se realizaron reuniones de consulta y presentación de resultados con el equipo. Esto fue clave para comprender muchos aspectos de las especialidades que permitieron refinar el estudio. Los especialistas dieron recomendaciones sobre el tratamiento de las variables, sus rangos de valores y sus umbrales de discriminación. Esto permitió integrar las variables al estudio maximizando su aporte.

Como resultado de las charlas con los especialistas se concluyó que era necesario mejorar las variables económicas considerando particularidades con modelos más complejos, por ejemplo, costo marginal, tipo de estimulación, calidad de arena y fluidos utilizados. Es necesario aclarar que este aspecto como otros el trabajo es un primer acercamiento y permitirá refinar los procesos con las lecciones aprendidas.

Por ello fue fundamental trabajar con una comunicación fluida con el equipo de especialistas integrándolos al trabajo en continuo. Como lección aprendida, más allá de lo técnico, para este tipo de trabajos es fundamental formar un equipo multidisciplinario que integre el rol de científico de datos al equipo y reservar el aporte de cada especialista al estudio.

Comprendimos la criticidad que tienen las buenas prácticas en la toma y el resguardo de datos en forma temprana y su impacto en el negocio.

Por último, se considera que este trabajo podría ser extendido a otros yacimientos similares que se beneficien con los modelos y los flujos de trabajo generados. Al haber una extensión areal importante de la formación, esto contribuiría a incrementar el beneficio mutuo.



## La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

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

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



### **Caños de acero**

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

### **Tuberías ERFV**

- Line pipe API 15HR y accesorios.



# TUBHIER



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



ISO-9001  
ISO-14001  
OHSAS-18001

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

# Video Analytics en Oil & Gas: consideraciones prácticas y lecciones aprendidas en su aplicación mediante metodologías ágiles

Por **Andrew G. Mercader y Bogdan Pogorelc (Y-TEC)**

En este trabajo se resume el funcionamiento de redes neuronales profundas, comparando los algoritmos más utilizados en la actualidad para el reconocimiento de objetos y la clasificación de imágenes en tiempo real, se muestra así las posibilidades que estos abren y su aplicación en la industria de los hidrocarburos.

**V**ideo Analytics (o *Computer Vision*) es una disciplina que en los últimos años ha ganado relevancia en nivel mundial. Esto se debe principalmente a que habilita una gran cantidad de nuevas aplicaciones valiosas, tanto en la industria global, como en el caso particular de Oil & Gas.

Su tecnología basada en *Deep Learning* (redes neuronales de un gran número de capas) requiere expertos que estén al tanto del estado del arte en ciencia de datos y en programación, que no necesariamente conocen los problemas que el negocio necesita resolver.

Por este motivo, su aplicación, requiere una interacción permanente y fluida entre expertos de dominio o



## Planteo del problema

El campo científico interdisciplinario de *Computer Vision* tiene como objetivo dar a las computadoras la posibilidad de tener comprensión de alto nivel a partir de imágenes o videos. Desde el punto de vista de la ingeniería, apunta a entender y automatizar tareas que puede llevar a cabo el sistema visual humano. Esas tareas incluyen métodos de adquisición, procesamiento y análisis de imágenes digitales para la extracción de datos del mundo real de forma de producir información que pueda ser usada para tomar algún tipo de decisión.

En la actualidad, esto se hace principalmente mediante el uso de algoritmos de *Deep Learning*. Se trata de un término que generalmente se refiere al uso de redes neuronales con múltiples capas que sintetizan la forma en que el cerebro humano aprende y toma decisiones. Lo que les da la cualidad de poder aprender ajustándose automáticamente a un conjunto de imágenes de ejemplos.

## Ejemplo de aplicación

En esta charla mostraremos su aplicación y aporte de valor en la industria de O & G para el caso de Conteo Vehicular.

Objetivo: obtener una medición de tránsito preciso en las inmediaciones de las estaciones de servicio de forma de ayudar a elegir su geoposición y su tamaño óptimo, consecuentemente maximizar el retorno de la inversión. La necesidad surge de la correlación existente entre las ventas en una estación de servicio con el caudal del tránsito en las calles linderas.

## Desarrollo técnico del trabajo

### Algoritmo empleado

A continuación, se mostrarán el algoritmo usado y sus características principales.

### YOLO

You only look once (YOLO) es uno de los algoritmos de código abierto para la detección y la clasificación de objetos en tiempo real más utilizado en la actualidad, principalmente por la simplicidad de su arquitectura (Figura 1), que le permite tener muy altas velocidades sin una pérdida considerable en precisión.

La simplicidad de YOLO deriva de su enfoque que, en lugar de escanear repetidas veces la imagen para determinar la localización de los objetos, divide la imagen en una grilla. Luego, a partir de cada división, predice las probabilidades de encontrar el cuadro delimitador de cada objeto y la clase a la que pertenece, para luego combinarlas y obtener la detección final (Figura 2).

### Resultados obtenidos

El algoritmo fue exitosamente adaptados a la necesidad de uso (Figura 3).

El error porcentual calculado, usando como valor válido de tránsito un conteo de vehículos realizado en forma manual, arrojó un valor del 12,4 % en un período de 24 h. Un software comercial alternativo arrojó un valor

negocio, y expertos en *Analytics*. En este sentido, las metodologías ágiles emergen como la principal opción para facilitar dicha interacción a través de un proceso iterativo.

En este trabajo mostraremos un resumen del funcionamiento de redes neuronales profundas, comparando los algoritmos más utilizados en la actualidad (por ejemplo YOLO) para el reconocimiento de objetos y la clasificación de imágenes en tiempo real para mostrar las posibilidades que estos abren.

Por último, como nuestro equipo cuenta con experiencia en diversas aplicaciones en Oil & Gas, podremos contar lecciones aprendidas y consideraciones prácticas generales, para luego focalizarnos en un ejemplo específico.

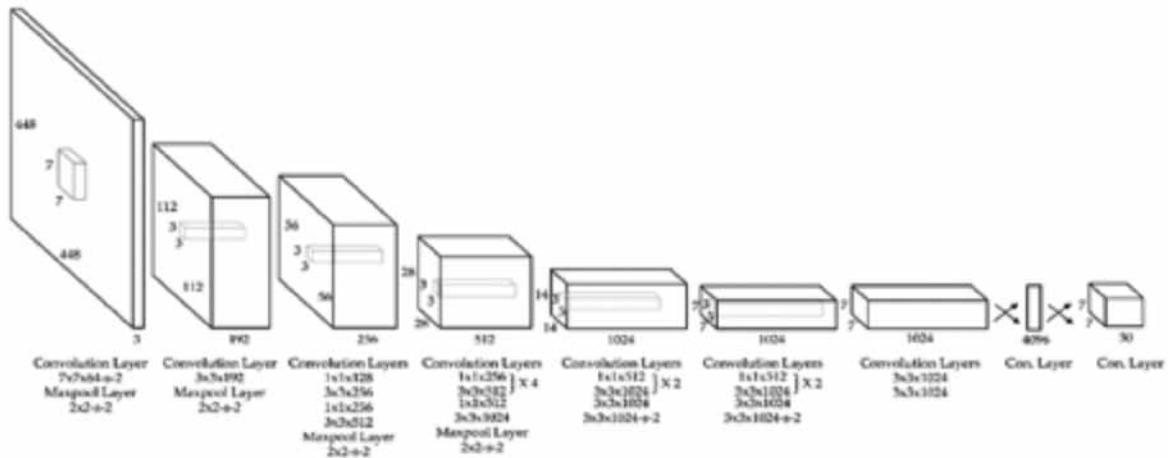


Figura 1. Arquitectura de la red de detección del algoritmo YOLO.

del 67,3 % usando exactamente los mismos videos.

### Consideraciones prácticas

Hay varios factores para tener en cuenta en la aplicación de cualquier solución que use Video Analytics.

Entre ellas se pueden mencionar el efecto que tiene la calidad de los videos en términos de resolución, el grado de compresión o la cantidad de cuadros por segundo. Como se puede observar en la figura 4. Resolución de la cámara y cuadros por segundo vs. error relativo para el algoritmo de conteo vehicular., una disminución de la calidad, tanto en términos de cantidad de megapíxeles de las imágenes como en la cantidad de cuadros por segundo de los videos, provocan un importante aumento del error del algoritmo de conteo vehicular.

Asimismo, un aumento en la calidad de los videos implica un aumento en el tiempo de cálculo. Por ejemplo, el aumento del número de fps tiene una correlación prácticamente lineal con el tiempo costo computacio-

nal, en nuestro caso, vimos que un aumento de 33 % en fps dio un aumento de 38 % en el tiempo de cálculo.

Otro efecto que se debe tener en cuenta es la distorsión de la lente, que generalmente es notable en imágenes provenientes de cámaras de seguridad, ya que por diseño tienen un gran angular. Este efecto se puede corregir mediante un cálculo que se agrega al tiempo de cómputo.

Por último, son importantes los cambios en la iluminación y el encandilamiento en ciertas horas del día. En el caso de conteo vehicular, hubo dos horas durante el atardecer donde el sol de frente provocó que el error sea tres veces más grande que sin este efecto.

### Metodologías ágiles

Una interacción interdisciplinaria fluida entre expertos de distintas áreas es clave para el desarrollo y puesta en funcionamiento de soluciones de *Computer Vision*. Para esto hemos conformado una célula ágil integrada por expertos de dominio o negocio que conocen los

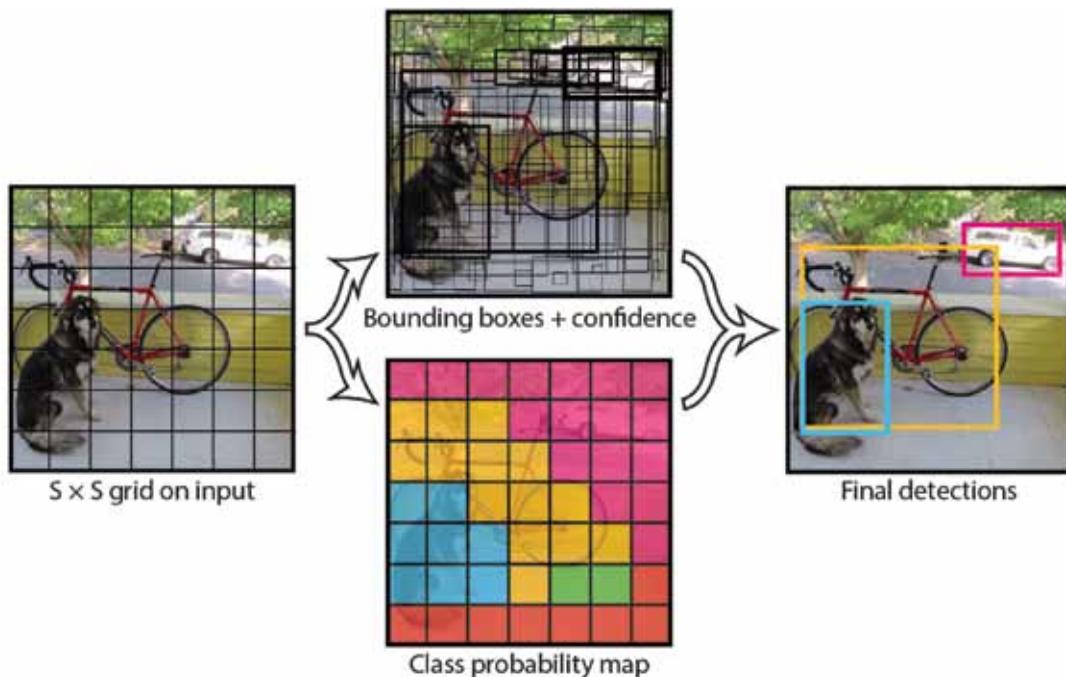


Figura 2. Esquema de funcionamiento de YOLO.



producto argentino

# BOTA PETROLERA

▶ **ANTIDESLIZANTE** ◀



**NUEVO  
MODELO**



[WWW.KAMET.COM.AR](http://WWW.KAMET.COM.AR)



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

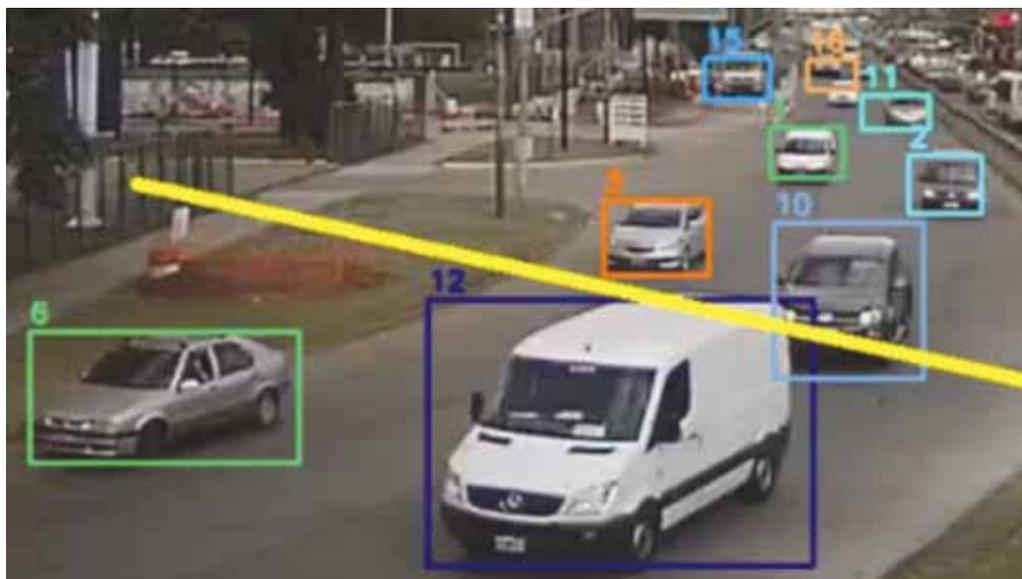


Figura 3. Salida del algoritmo de conteo vehicular.

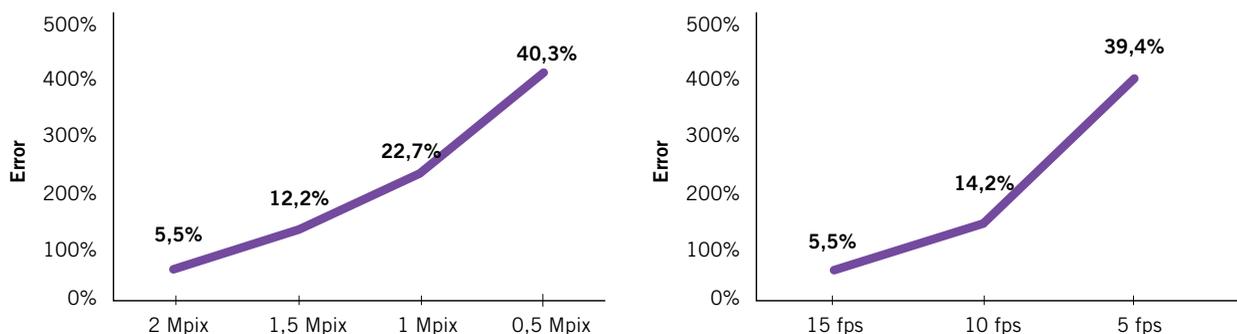


Figura 4. Resolución de la cámara y cuadros por segundo vs. error relativo para el algoritmo de conteo vehicular.

detalles de la necesidad a subsanar, expertos de infraestructura que puedan hacer instalaciones y cambios en el campo y hardware existentes y expertos en Analytics que conocen el detalle del funcionamiento de los algoritmos y tienen experiencia en programación para poder modificarlos y ajustarlos.

La experiencia de la aplicación de estas metodologías, novedosas para nuestra compañía, fueron muy positivas y permitieron un avance coordinado en un tiempo muy acotado.

## Conclusiones

En YTEC hemos podido desarrollar e implementar diversos algoritmos de Video Analytics que abren un abanico de posibilidades para la industria de Oil & Gas. En particular se mostró su aplicación para el caso de conteo vehicular.

Para su uso es fundamental contar con expertos en la materia que puedan ajustar programáticamente estos algoritmos, que a su vez puedan interactuar con los expertos de negocio e infraestructura. Por este motivo se optó el uso de metodologías ágiles para este tipo de desa-

rollos. En la experiencia estas metodologías dieron muy buenos resultados y son una excelente forma de coordinar al equipo cuando el tiempo es muy acotado.

La calidad de las imágenes es crucial, tomando otro nivel de importancia frente a un uso meramente para sistemas de seguridad. Por lo cual, en futuras instalaciones y actualizaciones de estos sistemas de vigilancia, es aconsejable tener en cuenta los requerimientos mínimos necesarios para aplicaciones de *Computer Vision*.

## Bibliografía

- Ansari Shaharyar, Zafar Aasim (2020). *A Review on Video Analytics Its Challenges and Applications*. 10.1007/978-981-15-0339-9\_14.
- Joseph Redmon, Santosh Divvala, Ross Girshick, Ali Farhadi (2016). *You Only Look Once: Unified, Real-Time Object Detection*. arXiv:1506.02640v5.
- Zhe Cao, Gines Hidalgo, Tomas Simon, Shih-En Wei, Yaser Sheikh (2019). *OpenPose: Realtime Multi-Person 2D Pose Estimation using Part Affinity Fields*. arXiv:1812.08008v2.

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



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





DIGITAL TWINS

# Monitoreo en tiempo real del ciclo de vida de pozos

Por *Vinicius Girardi* y *Benjamín Buteler* (ESSS)

En este trabajo se busca profundizar en las aplicaciones llamadas *Digital Twins*, que procesan los datos que se envía a los centros operativos de las compañías en tiempo real y se usan para monitorear las variables más importantes durante las etapas de perforación, completación y producción de los pozos.

**D**urante la fase de desarrollo de un campo de petróleo y gas, la construcción y la operación de los pozos son etapas complejas, con significativos riesgos al medio ambiente y a la vida humana. En campos *offshore*, por ejemplo, la etapa de perforación requiere largas inversiones (CAPEX) y muchas veces puede ser el punto más crítico para el éxito económico del proyecto. En reservorios no convencionales, la etapa de completación, donde se hace el proceso de fractura hidráulica, es la operación más crítica para la posterior producción del campo. Es justamente por la importancia que tienen esos procesos que las plataformas y los equipos utilizados en las operaciones de perforación y completación tienen hoy muchos sensores y envían una gran cantidad de información a las superficies, con el fin de que esos datos puedan ser analizados y sustenten las tomas de decisiones de los expertos, que intentarán maximizar la eficiencia, con la mayor seguridad a más bajo costo.

Lo mismo se aplica a la etapa de producción, donde la óptima configuración de los parámetros del sistema junto con la capacidad de planeamiento de paradas para el mantenimiento y otras intervenciones, como la inyección de químicos, la corrida de chanco o el cambio de sistemas de levantamiento artificial son crucial para bajar los costos de operación (OPEX) y aumentar la cantidad producida.

Para eso, es necesario que la información enviada a los centros operativos de las compañías pueda ser procesada y utilizada en tiempo real y así permitir una toma de decisiones más rápida y segura. Esa gran cantidad de información tiene que llegar a la compañía, ser organizada en bases de datos y estar disponible a través de protocolos de comunicación bien definidos para que así puedan ser utilizadas por aplicaciones específicas en cada etapa del ciclo de vida del pozo.

En ese trabajo, no trataremos la comunicación y la organización de los datos, pero sí las aplicaciones que procesan esos datos y monitorean las variables más importantes durante las etapas de perforación, completación y producción de los pozos, llamadas de *Digital Twins*.

Esas aplicaciones tienen por objetivo crear una representación digital del activo o proceso real, donde se puede entender rápidamente lo que pasa en el campo y prever problemas pronto a ocurrir antes de que sucedan o que evolucionen a situaciones con mayor potencial de daño. También los *Digital Twins* se puede utilizar para simular otras condiciones de operación y encontrar puntos óptimos teniendo en cuenta como esos ajustes pueden afectar en sistema del punto de vista de su integridad al largo plazo.

Las técnicas aquí presentadas fueron inicialmente aplicadas a un *Digital Twin* de la perforación de pozo y después, debido a su éxito, reaplicadas en los softwares de Completación y Producción. El *Digital Twin* de perforación comenzó a desarrollarse en 2005, donde los términos hoy muy utilizados en la industria, como *Data Analysis* y *Digital Twin*, aún no habían sido creados. También, por la madurez de las tecnologías de *hardware* y procesamiento de datos en la época, no era posible el procesamiento de largas cantidades de datos por algoritmos de *machine learning* como redes neurales y otras técnicas que necesitan de gran poder computacional. Por eso, el abordaje tomado inicialmente fue de comparaciones entre datos medidos en campo con simulaciones basadas en modelos físicos. Recientemente, fueron incorporados algoritmos de inteligencia artificial para la detección de otros problemas, los cuales no son posibles de ser simulados en tiempo real, o bien las características del problema no son tan simples de ser definidas solamente con el conocimiento y la de los datos por el especialista. Actualmente, son utilizadas técnicas híbridas que mezclan simulaciones y análisis de datos para detección de problemas, donde los datos simulados son sumados a los datos leídos en un conjunto más amplio y rico que los algoritmos de inteligencia artificial, obteniendo una mayor tasa de éxito.

La arquitectura de las aplicaciones es muy parecida y todas pueden ser divididas en algunos módulos que trabajan juntos, como se muestra en la figura 1. El módulo de **identificación**, determina cual operación está ocurriendo y al mismo momento (perforación, circula-

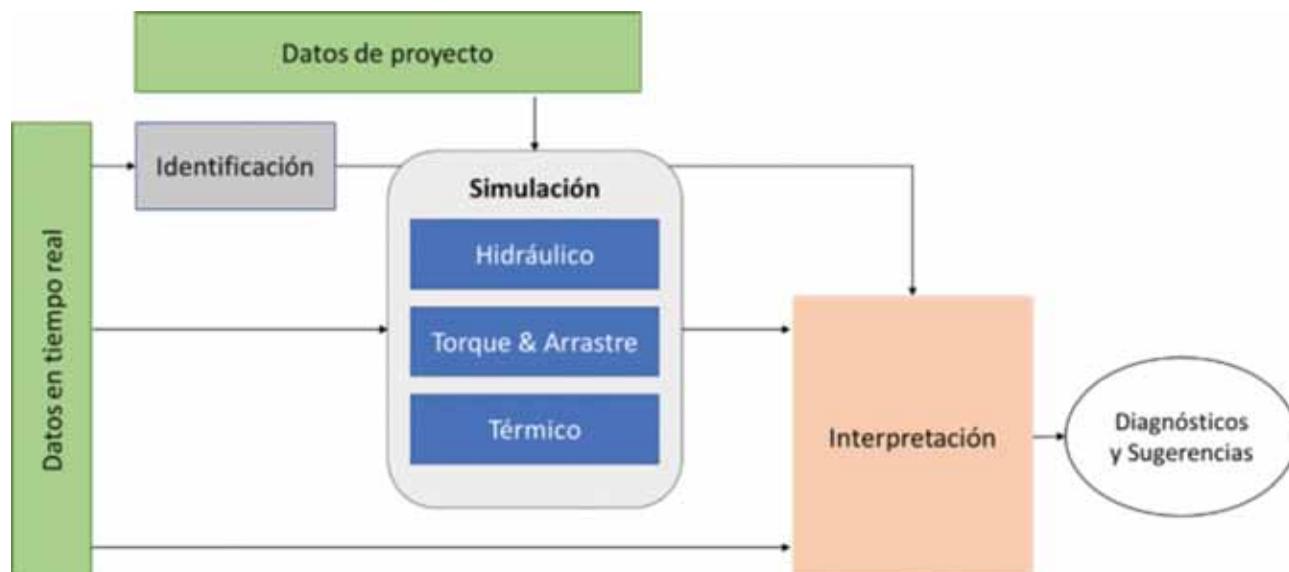


Figura 1. Esquemático de flujo de información e interpretación de los datos para la aplicación de perforación y completación.



ción, *tripping in, tripping out*, etc.); el módulo de **simulación**, basado en los datos de proyecto y aquellos leídos en tiempo real, calcula variables de interés a lo largo del pozo y provee más informaciones sobre la operación; y el módulo de **interpretación** se utiliza de algoritmos de árbol de decisión definidos por especialistas, técnicas de redes neurales y series temporales para dar aviso cuando existan divergencias y posibles problemas.

Dentro del módulo de **simulación**, básicamente existen tres simuladores en tiempo real, que actúan como soporte a los algoritmos de interpretación y toma de decisiones en las aplicaciones de perforación y completación. Estos son simulador hidráulico, simulador de torque-arrastre y el simulador térmico. El simulador hidráulico, tal vez el más importante de los tres, utiliza las temperaturas calculadas por el simulador térmico y considera las características reológicas no-newtonianas del fluido de perforación, así como la presencia de sólidos en suspensión, de modo que es posible calcular las densidades equivalentes y, por consiguiente, la distribución de presión al largo de todo el pozo con una buena precisión. Ese simulador fue validado en la práctica con centenas de pozos perforados y también tiene un módulo de calibración que ajusta coeficientes de los modelos con determinadas pruebas de campo.

Con las informaciones leídas en los sensores presentes en el fondo del pozo (ECD, presión, torque, temperatura, rotación, peso sobre la barrena) y en la superficie (presión de *standpipe*, caudal, rotación de la sarta, torque, *hookload*) adicionadas las informaciones calculadas por el simulador hidráulico, el módulo de interpretación puede identificar problemas como *washout*, pérdida de fluido, *kick*, mala limpieza del pozo (formación de lecho), problemas en la bomba, obstrucción de las boquillas de la barrena y proximidad con la ventana operacional definida por los límites de las geopresiones.

El simulador de torque y arrastre, a su vez, provee informaciones relacionadas a la elongación de los elementos de la sarta, desgaste del revestimiento por fricción con las *tool joints* en trechos inclinados y otras variables mecánicas. Estas informaciones son pasadas al módulo de interpretación donde se puede, por ejemplo, identificar la posición correcta de cada elemento dentro del pozo (importante en caso de desconexión de emergencia), calcular el desgaste y predecir si el valor estará arriba del límite aceptable al final

de la fase y otros problemas, como el atascamiento de la tubería y vibraciones excesivas.

El *Digital Twin* de producción difiere de los otros solamente por el contenido del módulo de simulación, que no tienen los tres simuladores demostrados anteriormente, pero si lo tiene un simulador de flujo multifásico transitorio que es capaz de simular el flujo de petróleo, gas y agua con intercambio de calor y cambio de fases. Este simulador tiene otros modelos matemáticos más complejos, que tienen en cuenta los distintos patrones de flujo dentro de las cañerías de producción, así como la presencia de equipos, como válvulas, bombas, calentamiento y toda la compleja termodinámica de hidrocarburos. Aparte de eso, la lógica del flujo de informaciones e interpretación de problemas sigue siendo la misma.

En el módulo de **interpretación** están los algoritmos de comparaciones de datos y diagnósticos, basados en arboles de decisión con reglas definidas por especialistas y redes neurales artificiales que descubren las reglas automáticamente. Un ejemplo de un árbol de decisión definido por especialista es presentado en Gandelman *et al.*, 2010<sup>1</sup>, donde el problema de obstrucción de la boquilla de la barrena, durante la perforación, es identificado por una divergencia entre la presión de la bomba calculada y la real (Figura 2).

En ese caso se puede observar que la ECD real y la calculada son muy similares, pero hay un súbito aumento en la presión de la bomba. Ese comportamiento dispara la siguiente lógica:

- El simulador hidráulico calcula la concentración de sólidos, altura de lecho y perfiles de presión, así como el ECD y presión de bomba. Las dos últimas variables son enviadas al módulo de interpretación.
- El árbol de decisión dentro del módulo de interpretación entiende que el súbito aumento de la presión de la bomba se debe a alguna obstrucción dentro de la tubería o en la región anular.
- La presión medida en el sensor dentro de la tubería, próximo al fondo del pozo indica el mismo comportamiento de presión que la bomba, con súbito aumento, que indica que la obstrucción debe ser en algún punto después del sensor.
- Entretanto, el comportamiento del ECD es el mismo que el calculado, lo que indica que la región anular no tiene obstrucción y que el problema es antes del inicio de esa región.

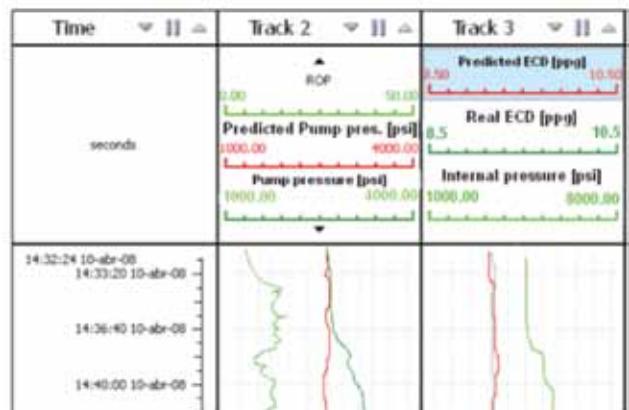


Figura 2. Divergencia entre la presión de bomba medida y simulada.

**energía  
humana  
en acción™**



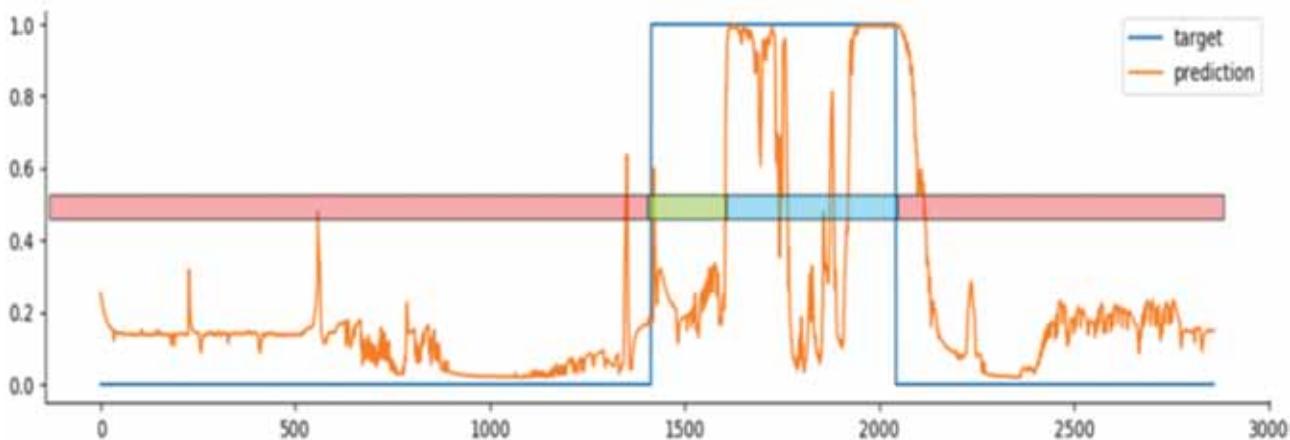


Figura 3. Resultado de un análisis por red neural de la probabilidad de atascamiento de sarta por movimiento de la capa de sal.

La conclusión, por lo tanto, es que el bloqueo está situado entre el sensor que está casi al final de la tubería y la región anular, que es justamente donde está la barrena de perforación. En ese caso, el módulo de interpretación sugiere al operador que las boquillas pueden estar tapadas.

Otro ejemplo, ahora basado solamente en el análisis de datos y no más por lógica definida por el especialista, es la identificación del atascamiento de la tubería de perforación por movimiento de la capa de sal. En ese caso, no es posible simular en tiempo real toda la geomecánica de la formación alrededor del pozo para predecir la velocidad con que la capa de sal se cierra, pero se puede aplicar técnicas de inteligencia artificial que automáticamente se analicen todas las variables del proceso, tanto

las adquiridas en campo como también las simuladas.

Para el caso demostrado en la figura 3, una técnica de red neural recurrente conocida como Long-Short Term Memory es utilizada, de modo que tengamos como salida una señal que representa la probabilidad de ocurrencia del problema. Entretanto, esa métrica es buena para clasificar el problema cuando ya ha sucedido (barra azul) y la intención del *Digital Twin* es predecir con tiempo suficiente cuándo pasará el problema, para que se pueda tomar actitudes de prevención. Para eso, es aplicada otra técnica de clasificación de series temporales, que analiza el resultado en tiempo real dado por la primera red (LSTM) e intenta avisar al operador con antelación (barra verde) que el problema tiene alta posibilidad de ocurrir dentro de una ventana de tiempo.

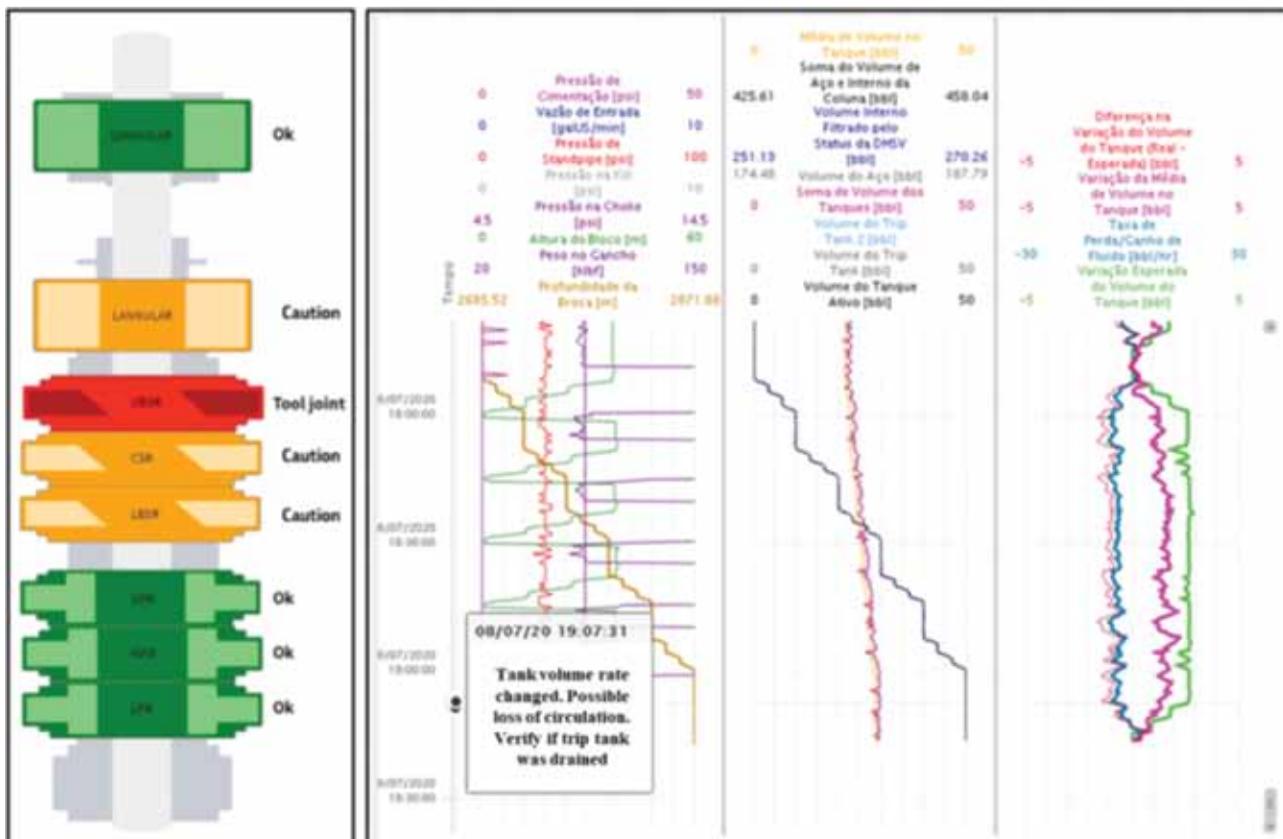


Figura 4. Visualización de los elementos dentro del BOP y las curvas de balance volumétrico de los tanques con diagnóstico de un posible kick.

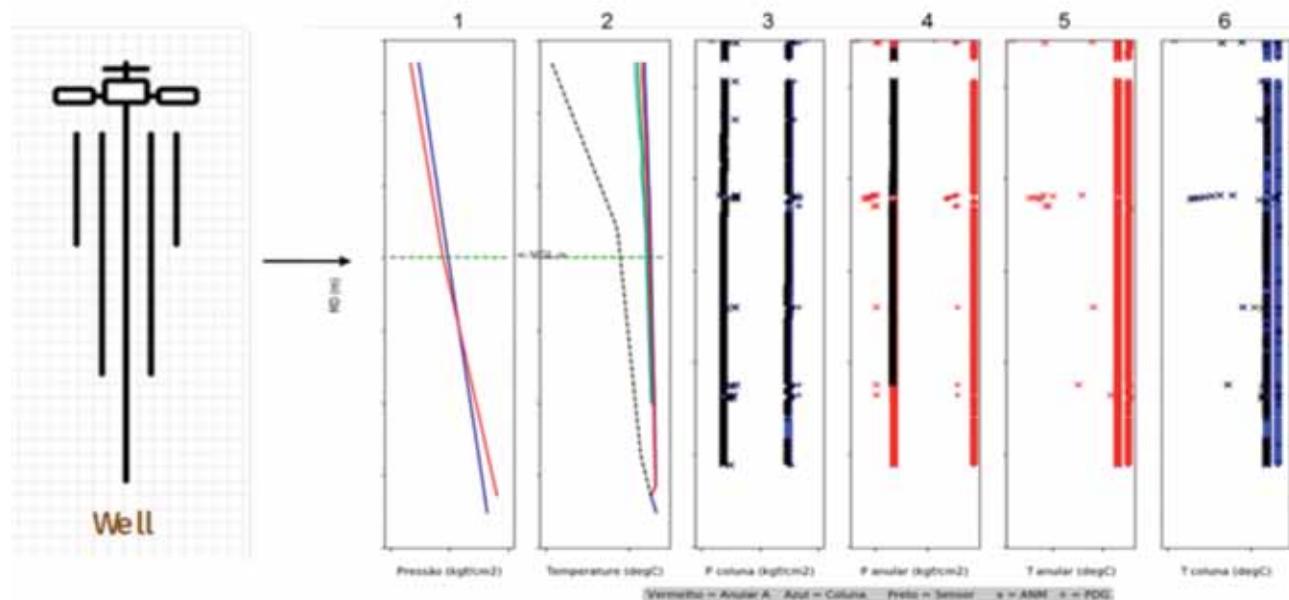


Figura 5. Representación del pozo en producción en el simulador multifásico y resultados de perfiles de presión y temperaturas calculados en tiempo real con datos de campo como condiciones de borde.

El *Digital Twin* de completación, como se ha dicho, se utiliza prácticamente de los mismos simuladores e infraestructura de lectura de datos de la aplicación de perforación, pero las interpretaciones son distintas. Hasta al momento, es posible identificar la posición de los elementos dentro del BOP, considerando la elongación de la sarta, para que en caso de una desconexión de emergencia sea posible posicionar solamente las partes más dúctiles de la tubería en frente a las partes de corte. También hay un algoritmo de identificación de la variación de los volúmenes de los tanques para identificación del *kick* durante la completación. En la figura 4 se muestra la visualización de los dos análisis en el módulo de completación. Para el futuro, están planeados también el monitoreo de operaciones de intervención, como inyección de ácidos, o el monitoreo del proceso de fractura hidráulica para pozos no convencionales.

Finalmente, el *Digital Twin* de la producción tiene dos vertientes: una relacionada al monitoreo de la integridad del pozo y los equipos instalados y la otra relacionada a los problemas de producción y aseguramiento de flujo. Ambas vertientes tienen la misma base y arquitectura, apenas cambian los algoritmos de interpretación y los simuladores involucrados. De la misma forma que las aplicaciones de perforación y completación, los datos de campo leídos son filtrados y pasados como condiciones de borde para el simulador de flujo, que, a su vez, genera perfiles de presión, temperatura, fracción de líquido y gas, y otras informaciones más específicas, como deposición de parafinas, etc.

En la figura 5 se puede observar las siguientes informaciones: los cuadros 1 y 2 son los perfiles de presión y temperatura al largo del pozo en un instante de tiempo, tanto dentro de la tubería de producción como en el espacio anular. El cuadro 3 muestra la presión en la sarta de producción en dos puntos de medición próximos a la boca del pozo y al reservorio, donde hay sensores permanentes instalados. Esa condición es especificada en el simulador, por eso la perfecta adherencia entre los datos simulados y leídos (puntos azules y negros, respectiva-

mente). Los cuadros 4 y 5 son presiones y temperaturas en el espacio anular, donde se tiene solamente datos de presión medidos y los otros (en rojo) simulados. En el cuadro 6, la temperatura es medida en un punto (puntos negros) y dos puntos son simulados (en azul). Toda esa información es pasada a simuladores estructurales que hacen los cálculos de integridad del pozo y de los equipos, verificando si están dentro de los límites operacionales permitidos.

La detección de problemas de aseguramiento de flujo, como formación de *slugs*, deposición de parafinas, formación de hidratos y otros temas relacionados a producción aún no están listos para utilización en pozos reales, pero ya se están desarrollando, así como los algoritmos de interpretación de las señales y caracterización automática de los problemas.

Así, concluimos que la plataforma de *Digital Twins* enfocada en el ciclo de vida del pozo es una tecnología aún reciente, pero que viene demostrando su valor con el pasar de los años, principalmente en la operación de perforación de pozos *offshore*, donde ha ayudado a las operadoras a ahorrar millones de dólares con prevención de fallas y problemas operacionales costosos. En resultados presentados en sus reportes de sustentabilidad, por ejemplo, Petrobras menciona tener ahorrado 130 millones de dólares por el uso del *Digital Twin* de la perforación entre 2014 y 2019.

Las otras tecnologías, con enfoque en completación y producción también se perfilan con mucho potencial de tornar las operaciones más eficientes, bajar las emisiones de carbono y aumentar la seguridad del medio ambiente y a la vida humana. El potencial es gigantesco, pues cada vez más las tecnologías digitales de hardware y software permiten procesamiento de más datos en menos tiempo.

1 Gandelman, R.; Waldmann, A.; Martins, A.L.; Teixeira, G.; Aragão, A. *Field implementation of a real time drilling problem diagnostic for deepwater exploratory wells*. OTC-20652-MS. 2010.

En este trabajo se presenta una herramienta de toma de decisiones mediante programación matemática mixta entera no lineal para definir la mejor estrategia de operación de proyectos de recuperación mejorada de petróleo mediante dióxido de carbono (EOR-CO<sub>2</sub>).

MODELADO Y SIMULACIÓN

# Estrategias óptimas para el desarrollo de yacimientos maduros en recuperación mejorada de petróleo mediante dióxido de carbono

Por *Demian Presser, Vanina Cafaro y Diego Cafaro (INTEC, UNL-CONICET y Facultad de Ingeniería Química, Universidad Nacional del Litoral)*

**E**n un contexto donde la demanda global de recursos energéticos fósiles mantiene un crecimiento sostenido que contrasta con la naturaleza limitada de los mismos, la industria energética manifiesta una fuerte necesidad orientada a la exploración y la aplicación de tecnologías avanzadas de recuperación que permitan explotar cada posible fuente de recursos. Dos grandes alternativas se postulan con mayor relevancia en este sentido: la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales y el aprovechamiento de recursos remanentes disponibles en yacimientos convencionales maduros.

Las técnicas de explotación terciaria, conocidas como EOR por sus siglas en inglés, persiguen la utilización de técnicas avanzadas para extraer el petróleo y gas remanentes en formaciones maduras. En particular, las técnicas EOR mediante dióxido de carbono (EOR-CO<sub>2</sub>) han demostrado una alta efectividad para la recuperación adicional de hidrocarburos en este tipo de yacimientos. La premisa de estas técnicas radica en inyectar dióxido de carbono en la formación bajo condiciones específicas de manera de favorecer considerablemente la capacidad de recuperación. Adicionalmente, EOR-CO<sub>2</sub> se presenta como una de las mejores alternativas para la utilización productiva y rentable de las enormes cantidades de CO<sub>2</sub> antropogénico que se emiten al medio ambiente, dado que, en forma general, el dióxido de carbono empleado durante la recuperación se captura y almacena naturalmente en el yacimiento después de la culminación del proyecto.

En este trabajo se presenta una herramienta de toma de decisiones mediante programación matemática mixta entera no lineal (MINLP) que permite definir la mejor estrategia de operación de proyectos de recuperación mejorada de petróleo mediante dióxido de carbono (EOR-CO<sub>2</sub>), así como también establecer indicios precisos acerca de su potencial rentabilidad.

## Planteamiento del problema

En el marco de la necesidad concreta por parte de la industria energética de formular y evaluar proyectos de recuperación terciaria que permitan aprovechar los recursos remanentes en yacimientos maduros, se detecta una escasez de herramientas prácticas que permitan establecer perspectivas de prefactibilidad sin incurrir en costosas simulaciones geológicas o estudios de campo sin contar con indicios válidos sobre la potencial rentabilidad. Este trabajo responde a dicho requerimiento, ya que presenta una herramienta de evaluación técnico-económica preliminar que al definir la mejor estrategia de operación de un proyecto EOR-CO<sub>2</sub> sobre un yacimiento maduro, permite reconocer si la iniciativa es promisoría económicamente. Si bien la infraestructura de recuperación secundaria puede aprovecharse en la implantación de tecnologías terciarias, otras numerosas inversiones entran en consideración, como la caracterización del sitio, el workover de perforaciones existentes, la instalación de tuberías y plantas para el reciclo y acon-

dicionamiento del CO<sub>2</sub>, equipos de instrumentación y monitoreo, entre otras.

Con el objetivo de establecer un plan de operación de proyectos EOR-CO<sub>2</sub> que maximice el Valor Actual Neto esperado, y que a partir de los resultados permita tomar una decisión acerca de avanzar en la iniciativa, la herramienta desarrollada busca: (a) determinar qué pozos de un conjunto preestablecido de pozos nuevos y existentes deben operarse en el proyecto; (b) establecer la modalidad de operación de estos pozos, esto es, inyección o producción y su respectiva capacidad; (c) determinar en qué momento del horizonte de planeación conviene comenzar a operar cada uno de los pozos; (d) indicar cuándo es conveniente realizar un cambio de modo de operación de pozos inicialmente operados como productores; (e) cuantificar la tasa óptima de inyección de CO<sub>2</sub> en cada período, para cada pozo inyector; (f) configurar un programa de mantenimiento preventivo para cada pozo según frecuencias establecidas en la industria; y (g) definir la conveniencia de profundizar en estudios posteriores considerando la rentabilidad estimada.

## Desarrollo técnico del trabajo

El enfoque propuesto consiste en la formulación de un problema de optimización mediante modelado matemático. El modelo de programación matemática desarrollado es de tipo mixto entero no lineal, que incluye variables tanto en dominios continuos (caudales de inyección, caudales de producción, fracciones de flujo, caudales acumulados y cuantificación de costos, inversiones y beneficios) como discretos (decisiones binarias acerca de operar pozos, modalidad de operación, realización de mantenimiento y número de pozos en operación en cada período).

Para reducir la complejidad computacional del problema y sostener su rigurosidad, se integran dos modelos

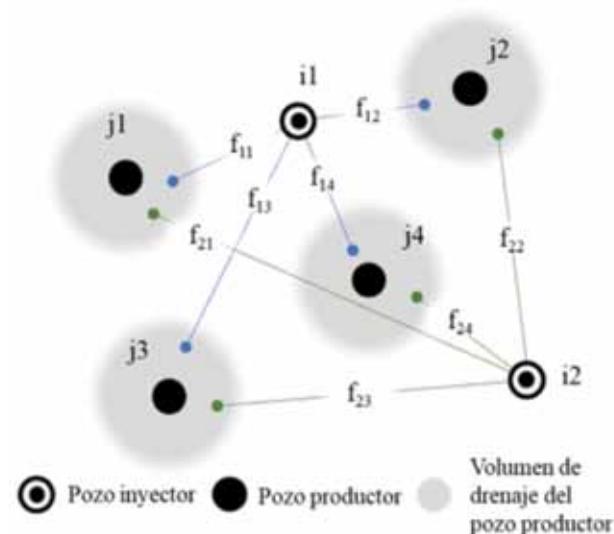


Figura 1. Conceptualización de conectividades entre pozos.

sencillos con amplio reconocimiento en la industria: (a) Modelo de Capacidad - Resistencia (CRM, por sus siglas en inglés)<sup>1, 2</sup> y (b) Modelo de Flujo Fraccional (FFM)<sup>3</sup>. En tanto que el modelo CRM busca representar la respuesta del yacimiento a la inyección de fluido desplazante en distintos puntos a través de coeficientes de conectividad y tiempos de respuesta entre pares de pozos, el modelo FFM persigue la predicción de la proporción de petróleo que se obtiene en el caudal producido mediante ajuste de datos históricos del yacimiento<sup>4</sup>. Dado que el horizonte de planeación se establece en diez años, con discretización semestral, los tiempos transientes o de respuesta entre inyección y producción asociados al modelo CRM pueden considerarse irrelevantes. Esta suposición permite enfocar los esfuerzos en las conectividades entre pozos.

Asimismo, el factor de conectividad entre pozos (parámetro de CRM) es un concepto que refiere a la fracción de volumen inyectado en un pozo inyector  $i$  que es conducido a través de la formación hacia el área de drenaje de otro pozo productor  $j$ . Una representación gráfica del concepto puede apreciarse en la figura 1. El ajuste del parámetro  $f$  para cada par de pozos puede realizarse, con muy buenos resultados predictivos, mediante la información histórica de producción secundaria del yacimiento.

El modelo FFM, por su parte, asume un flujo bifásico incompresible y permite, mediante el ajuste de dos parámetros característicos a cada pozo ( $a_j$  y  $b_j$ ), modelar y predecir la reducción de proporción de petróleo en el caudal de salida a medida que la inyección acumulada que concurre a dicho pozo se incrementa. El modelo asume una curva empírica de declinación de la producción de petróleo para cada uno de los pozos que puedan operarse como productores.

La reducción hiperbólica de productividad propuesta por el modelo FFM y el esquema de conectividades que plantea el modelo CRM se integran en la formulación matemática a través del concepto de arco. Un arco constituye una abstracción que vincula dos pozos y que se modela matemáticamente mediante una variable binaria que toma valor 1 cuando estos pozos están operando como inyector y productor, respectivamente. Relaciones matemáticas explícitas entre variables sirven para integrar los modelos CRM y FFM. En la ecuación 1, por ejemplo, puede apreciarse cómo el caudal que fluye entre pozos es determinado por la conectividad prevista por modelo CRM. Mientras que la ecuación 1b ajusta el flujo de CO<sub>2</sub> impulsado en pozos inyectores de acuerdo al número de productores vinculados al mismo.

$$QTAr_{i,j,t} \leq f_{i,j} QI_{i,t} \quad \forall i \in I, j \in J, t \in T, i \neq j \quad \text{Ec. 1}$$

$$QI_{i,t} \leq \sum_{ci \in CI} \left( Cap_{ci} \sum_j f_{i,j} XAr_{i,j,t,ci} \right) \quad \forall i \in I, t \in T \quad \text{Ec. 2}$$

$QTAr_{i,j,t}$  representa el caudal volumétrico que fluye desde el pozo inyector  $i$  al pozo productor  $j$  durante el período  $t$ ;  $f_{i,j}$  representa la conectividad asociada a los

pozos  $j$  e  $i$  operando como productor e inyector, respectivamente;  $QI_{i,t}$  indica el caudal de CO<sub>2</sub> inyectado en el pozo  $i$  durante  $t$ .  $XAr_{i,j,t,ci}$  es una variable binaria que define si durante el período  $t$ ,  $j$  e  $i$  están operando como productor e inyector, respectivamente, con este último con capacidad de instalaciones  $ci$ . Existen otras ecuaciones que restringen la circulación a través de un arco solo si su binaria  $XAr_{i,j,t,ci}$  se presenta activa. Además, los flujos son redistribuidos cuando no todos los pozos productores de posible asociación con el inyector  $i$  se encuentran operando.

Las ecuaciones 2 y 3 se emplean para modelar la declinación de producción hiperbólica propuesta por el modelo FFM teniendo en cuenta la inyección acumulada recibida por el productor  $j$ .

$$CGI_{i,j,t} \geq \sum_{t' \leq t} QTAr_{i,j,t'} + \sum_{t' \leq t} QTAr_{j,i,t'} \quad \forall i \in I, j \in J, t \quad \text{Ec. 3}$$

$$QoilAr_{i,j,t} \leq \frac{QTAr_{i,j,t}}{1 + a_j CGI_{i,j,t}^{b_j}} \quad \forall i \in I, j \in J, t \in T \quad \text{Ec. 4}$$

En estas ecuaciones  $CGI_{i,j,t}$  modela el volumen acumulado de CO<sub>2</sub> que ha fluido a través del arco conformado por los pozos  $j$  e  $i$  hasta el período  $t$ ; mientras que  $QoilAr_{i,j,t}$  representa el caudal de petróleo que fluye a través del arco  $i - j$  durante  $t$ .

Dado que el objetivo último de la herramienta es predecir la rentabilidad potencial del proyecto para decidir si es conveniente profundizar en estudios más complejos, la función objetivo del problema de optimización propone maximizar el Valor Actual Neto (VAN), modelado mediante la ecuación<sup>5</sup>. El parámetro  $I_0$  refiere a la inversión inicial requerida para emprender el proyecto (incluyendo los estudios previos),  $FC_k$  representa el flujo de caja correspondiente al período anual  $k$ , y la variable  $EOR$  denota una variable binaria cuyo valor es 1 si se decide por la ejecución del proyecto.

$$\text{Max} \quad \text{VAN} = -I_0 EOR + \sum_{k \in K} \frac{FC_k}{(1+r)^k} \quad \text{Ec. 5}$$

Otras ecuaciones técnicas y económicas completan la formulación matemática del problema. Por otra parte, el tratamiento de los datos históricos para arribar a parámetros cuantitativos válidos resulta un aspecto clave en la resolución del problema. En forma general, el modelo comprende más de 90.000 ecuaciones y 50.000 variables.

## Resultados obtenidos

La herramienta desarrollada fue aplicada en un caso de estudio testigo de dimensiones reducidas, obteniéndose resultados que sugieren una producción adicional de hidrocarburos de aproximadamente un 10% del petróleo original en sitio, aunque no compensando la inversión inicial global requerida en el tiempo de evaluación del proyecto (10 años). La configuración de pozos sugerida para los períodos 1, 10 y 20, respectivamente,

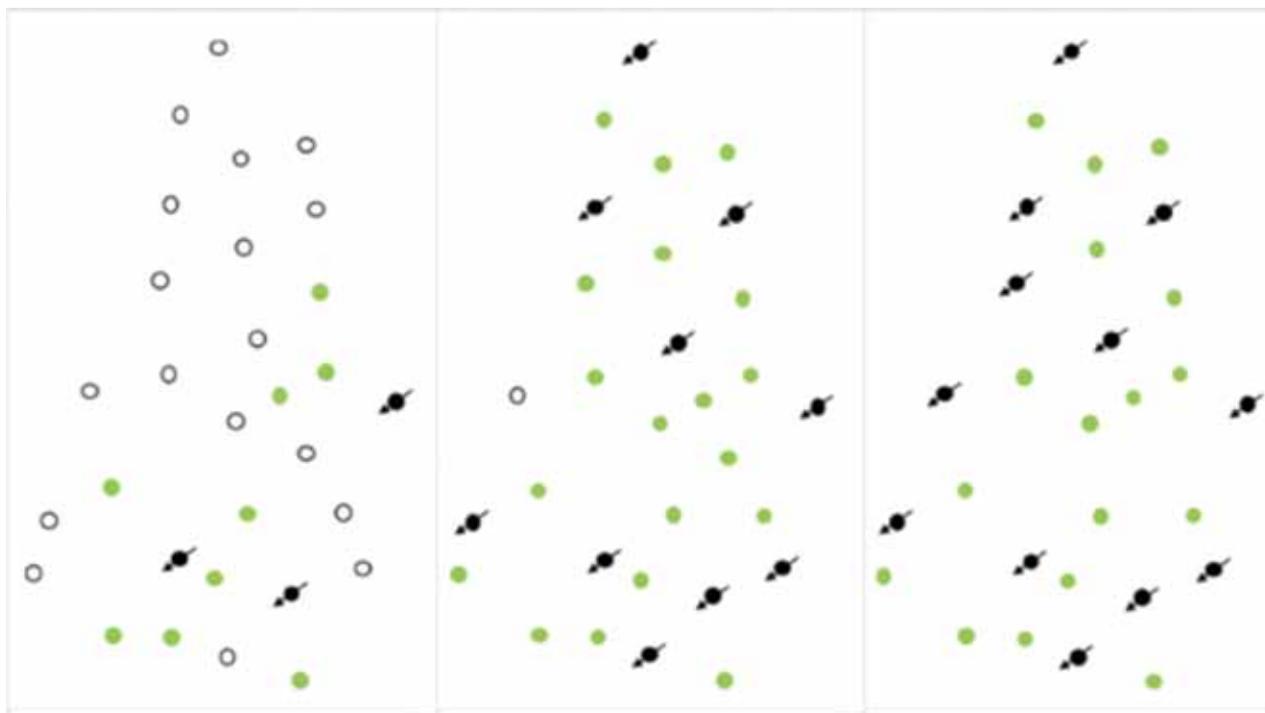


Figura 2. Configuración óptima del desarrollo del yacimiento para los períodos 1, 10 y 20, respectivamente. Los puntos vacíos representan pozos no operativos, los puntos atravesados por flechas pozos inyectoros y el resto productores.

puede apreciarse en la figura 2. La mejor solución obtenida sugiere que el proyecto no sería potencialmente rentable sin un esquema de precios internacionales del petróleo por encima de los 95 USD en todos los períodos.

La formulación matemática para el caso de estudio se implementó en la plataforma de modelado algebraico GAMS, y se resuelve utilizando el algoritmo DICOPT, con subprogramas CONOPT para las sucesivas relajaciones continuas no lineales (NLP) del modelo y CPLEX para las aproximaciones lineales con variables discretas (MILP). Su resolución insume gran cantidad de tiempo de CPU, superando las 36 h de cálculo en una PC Intel i7 4800MQ, 32 GB de RAM y GPU NVIDIA Quadro K3100M.

## Conclusiones

Se abordó, de una manera novedosa, la definición de estrategias de operación de proyectos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) con CO<sub>2</sub> mediante un modelo de programación matemática MINLP. La metodología propuesta constituye una herramienta ágil de soporte a la toma de decisiones que evita simulaciones de reservorios costosas en casos en donde los resultados no resultan prometedores a priori. Se trata de una técnica eficaz que responde a una demanda fundamental de la industria energética moderna y que puede nutrirse considerablemente mediante el acople con técnicas de digitalización de yacimientos bajo el paradigma de Industria 4.0, permitiendo la captura de datos fehacientes para su parametrización.

Los resultados obtenidos aparecen como promete-

dores para el caso de estudio evaluado, obteniendo una producción adicional significativa respecto a la instancia de producción secundaria. Muchos reservorios operan en nuestro país con una producción de agua en torno al 98%, lo cual sugiere que la fase de producción secundaria está agotada. El análisis de los resultados de este proyecto lleva a extender el estudio a otros yacimientos cercanos, dado que un conglomerado de proyectos que compartan la utilización de las instalaciones, ductos y equipamiento podrían volver rentables las iniciativas individuales.

La herramienta se encuentra actualmente en nuevas fases de desarrollo, con una perspectiva de evolución a futuro orientada a la incorporación de modelos de representación de reservorios más fidedignos. Se espera, además, incorporar elementos estocásticos al análisis (sobre todo aquel vinculado al pronóstico de precios período a período<sup>5</sup>) y extender el enfoque a otras técnicas de explotación EOR con mayor potencial de aplicación en nuestro país, como la inyección de polímeros y surfactantes.

## Referencias bibliográficas

1. Algharaib & N. A. Al-Soof, *Petrol. Sci. Technol.* 28, 198 (2012).
2. Tao & S. L. Bryant, *SPE Journal* 20, 5 (2015).
3. Eshraghi, M. R. Rasaei & S. Zendenboudi, *J. Nat. Gas Sci. Engn.* 32, 304 (2016).
4. Jamali & A. Ettehadtavokkol, *Petrol. Explorat. Develop.* 44, 132 (2017).
5. Drouven, D. C. Cafaro, & I. E. Grossmann, *Amer. Instit. Chem. Engn. J.* 62, 4297 (2017).

## IOT Y YACIMIENTO DIGITAL

# Medidor de nivel de fluido en pozo en tiempo real

Por **Mariano Andrés Hunkeler** y **Simón Franco** (RF Industrial)

**En este trabajo se describe cómo se obtiene un aparato detector de nivel que pueda determinar, en pozos productores de petróleo, el nivel del fluido pozo abajo, que sea económico, que repita las mediciones abreviando tiempos y que no requiera de la presencia de un operador.**

**L**a técnica de medición mediante ondas acústicas reflejadas por una superficie del objeto que se desea medir es conocida como ecometría.

Conocer la profundidad a la cual se encuentra el fluido en el pozo permite determinar la sumergencia de la bomba y monitorear la eficiencia a la que está operando. A su vez, la sumergencia de la bomba está relacionada con índices predeterminados que permiten conocer la presión del líquido aspirado a fin de regular la velocidad de extracción de la bomba y mantener los parámetros operativos de esta, como energía mecánica disipada dentro de límites de seguridad; y prevenir otros inconvenientes.

nientes, como cavitación, cuidando la vida útil de toda la instalación.

Si la columna de fluido por arriba de la bomba es mayor al óptimo, significa que el pozo está subexplotado y conviene aumentar la velocidad de bombeo; por el contrario, si la columna es menor, hay riesgo de rotura y se procede a reducir la velocidad.

Los niveles de líquido pozo abajo pueden variar impredeciblemente durante operaciones de extracción del crudo. Durante estas operaciones es conveniente que la bomba esté sumergida a una presión de líquido que optimice tanto su funcionamiento como el caudal bombeado hacia arriba. Controlar los niveles cada intervalos prolongados presume el riesgo que pueda operar ineficientemente durante un tiempo considerable, con riesgos de estropear la bomba y perder producción.

Los equipos encontrados en el mercado además de ser costosos no son autónomos, requieren de personal calificado para ser operados. Necesitan mantenimiento y deben ser trasladados de pozo en pozo. Debido a su elevado costo las operadoras de yacimientos no disponen de un equipo por pozo. Actualmente, existen operadoras que no realizan mediciones de nivel en todos sus pozos.

Los equipos usados actualmente para medir niveles de petróleo en pozos productores poseen un cañón o pistola de gas inerte comprimido que dispara un potente pulso de presión en la boca del pozo y un detector que recibe una señal acústica reflejada por discontinuidades y singularidades en las superficies alcanzadas por la onda acústica incidente. Además de la reflexión en la interfase aire-líquido pozo abajo, el detector recibe otras reflexiones provenientes de cuplas y otras irregularidades superficiales en la columna que debe discriminar. La señal reflejada detectada es procesada luego para determinar el tiempo transcurrido entre los eventos de disparo y recepción con el cual determinan el nivel buscado. La pistola necesita conexión a una fuente de gas a presión, como un cilindro de gas presurizado. Estos equipos requieren traslado de equipo y personal al sitio del yacimiento y son operados una sola vez para hacer cada medición. Los equipos convencionales necesitan la concurrencia de una operador para activar la fuente de gas a presión.

El hecho de tener constancia del nivel de fluido periódicamente es fundamental para aumentar la productividad del pozo.

## Desarrollo técnico del trabajo

El objetivo que se planteó fue obtener un aparato detector de nivel utilizable en pozos de producción de petróleo para determinar el nivel del fluido pozo abajo, mediante un equipo autónomo que no requiera la presencia de un operador *in situ*, económico y que permita repetir las mediciones a intervalos de tiempo más breves, diariamente e incluso más de una vez al día o, más aún, monitorear el nivel continuamente, para determinar la sumergencia de una bomba utilizada pozo abajo para la extracción de petróleo, para eventualmente regular la velocidad de bombeo. Se diseñó y validó en campo un equipo compuesto por una carcasa contenedora de un transductor electroacústico que envía una señal que viaja

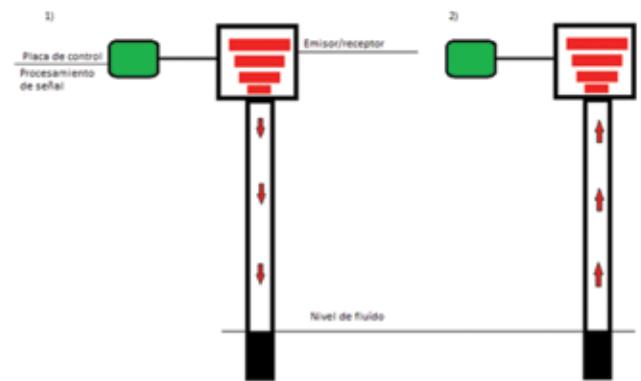


Figura 1. Representación gráfica del método de adquisición.

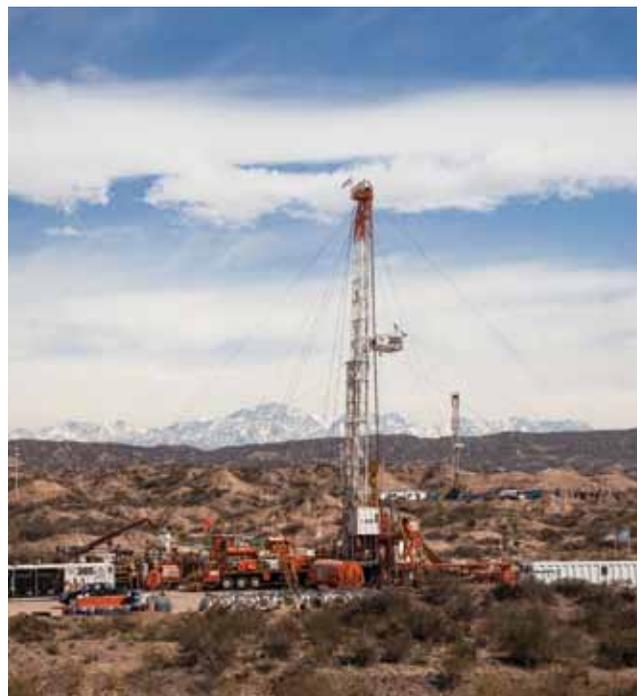
por el pozo y recibe el eco.

El procedimiento de medición consiste en los siguientes pasos (Figura 1):

- 1) Emitir una señal acústica característica como ráfaga en la boca del pozo por medio de un transductor electroacústico.
- 2) Detectar una onda acústica con reflexiones de la ráfaga que vuelve a la boca del pozo.
- 3) Relevar la curva de variación de la intensidad de la onda acústica detectada en función del tiempo.
- 4) Medir el intervalo de tiempo entre la emisión de la ráfaga y la reflexión que genera el nivel del fluido.

La curva resultante es filtrada para detectar la presencia de la ráfaga emitida en la curva obtenida y computar el instante exacto en el que fue generado el eco. De esta manera, es posible determinar a partir de la curva relevada un intervalo entre la emisión de la ráfaga y la detección de una onda acústica reflejada.

Además, se mide la velocidad de propagación de la onda acústica en el medio imperante en el pozo utilizando las reflexiones adicionales surgidas de la presencia de



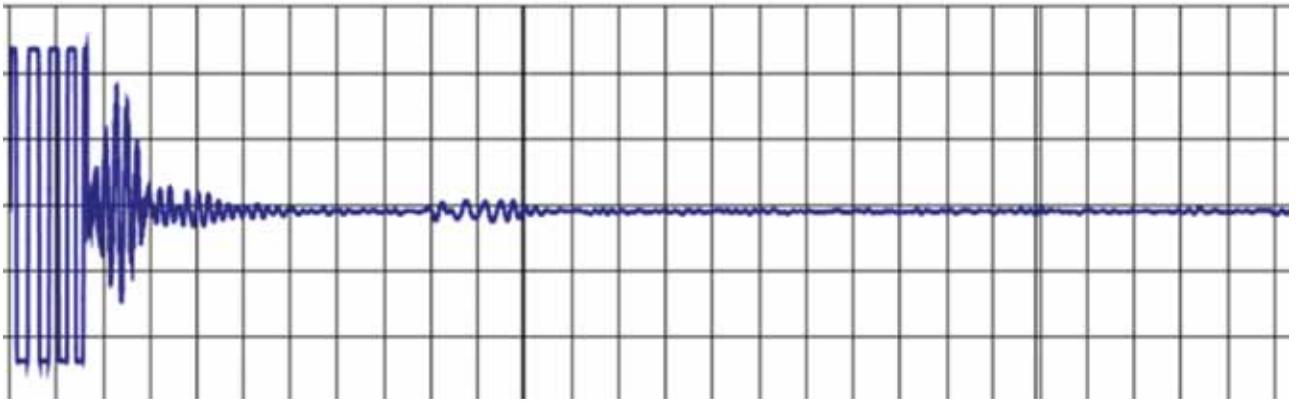


Figura 2. Ecometría.

cuplas en la columna dentro del pozo, cuyas profundidades son conocidas de antemano.

Finalmente, se determina la distancia transitada por la onda acústica reflejada en el pozo en base al intervalo de tiempo medido y la velocidad de propagación acústica dentro del pozo para obtener una determinación precisa del nivel de fluido en el pozo.

## Resultados obtenidos

Luego de la prueba de los prototipos en campo, se han obtenido medidas de nivel en distintos pozos de un mismo yacimiento. En la figura 2 se relaciona la variación de la intensidad de la onda en función del tiempo y



puede apreciarse el disparo de la señal (al inicio) y luego el eco resultante proveniente de la reflexión de la ráfaga en la superficie del fluido.

Para validar el aparato y el método se han comparado los resultados obtenidos utilizando este equipo, con las ecometrías realizadas por personal calificado y el empleo de equipamiento como el que se menciona en el apartado "Planteo del problema". Para eliminar incertidumbres por posibles variaciones de nivel, se ha verificado inmediatamente antes de tomar una medición con el equipo propuesto, el nivel del fluido en pozo utilizando los equipos con pistola de gas.

Los resultados que dieron las mediciones de nivel obtenidas son satisfactorias y confiables.

El equipo cuenta además con un software de interfaz gráfica adaptable donde pueden observarse las ecometrías.

## Conclusiones

El objetivo planteado fue alcanzado con éxito, se ha logrado obtener un aparato autónomo y económico para determinar el nivel de fluido en pozo.

Las ventajas principales de este aparato detector de nivel respecto de otros que se encuentran en el mercado es su autonomía, su capacidad para enviar varias medidas de nivel diarias y que no necesita personal calificado para operarlo ni requiere mantenimiento. El aparato está fijo al lado del pozo e informa periódica o continuamente el nivel del fluido por telemetría. De esta manera, no solo se reducen significativamente los costos operativos, sino que se dispone de información actualizada permanentemente.

Se puede determinar la sumergencia de la bomba dentro del líquido en base a la diferencia entre la profundidad de la bomba en el pozo y el nivel del líquido detectado.

El equipo y el método de adquisición se encuentran en trámite de patentamiento. La solicitud ya se encuentra ingresada en el sistema para proteger la propiedad intelectual.

Actualmente, se han instalado más equipos en el mismo yacimiento para aumentar la flota de equipos en funcionamiento y obtener una validación masiva de la tecnología, la metodología y los detalles constructivos.



Stream seismic from the  
best seat in the house



**Start your free 14-day trial:**  
[searcherseismic.com/sAlsmic](http://searcherseismic.com/sAlsmic)  
[sales@searcherseismic.com](mailto:sales@searcherseismic.com)



Argentina | Australia | Ireland | Mexico | Norway | Peru | Philippines | Papua New Guinea | South Africa | Timor-Leste

IOT Y YACIMIENTO DIGITAL

# Operaciones de completación SIMOPs en Vaca Muerta: variables, estadísticas y KPIs en tiempo real

Por *Gonzalo Cabo (Pluspetrol)*; *Juan Manuel Turcumán, Henry Almea y Rafael Battagini (NOV)*

En este trabajo los autores proponen una tecnología que permite transmitir la actividad que se está realizando en cada pozo, en locación, en tiempo real en pantallas de una sala de control o desde cualquier computadora o teléfono celular. La tecnología está basada en la misma que se utiliza en el ámbito de la perforación, con la capacidad adicional de procesar datos de distintos pozos y distintos servicios.



Los reservorios No Convencionales contienen hidrocarburos que dadas sus condiciones no permiten fácilmente el movimiento de fluidos debido a su muy baja permeabilidad, por lo tanto requieren de tecnología especial para su desarrollo. Las formaciones *shale*, como Vaca Muerta, están dentro de esta categoría. Para que el fluido de reservorio se desplace hacia el pozo es necesario generar artificialmente vías de mayor conductividad. Estas vías son creadas por la técnica de fractura hidráulica, en la cual se inyectan grandes cantidades de fluido y arena. La cantidad de etapas de fractura por pozo ha ido aumentando desde el inicio de la explotación de estos tipos de reservorios.

Existen distintas técnicas de completación para mejorar el rendimiento del equipamiento necesario. Plug&Perf<sup>1</sup> es la técnica más utilizada gracias a su flexibilidad de diseño. La posibilidad de realizar la terminación de varios pozos en una misma locación (PADs) en forma simultánea mejoró su eficiencia ampliamente. En las terminaciones en PADs, el uso eficiente de los recursos es fundamental para disminuir el tiempo total de ejecución y los costos.

Durante la completación de un PAD con múltiples pozos se realizan operaciones simultáneas (SIMOPs) de fractura, *wireline + pump down*<sup>2</sup> y *coiled tubing*, entre otras. Estas operaciones registran variables que normalmente son visualizadas en un VAN o cabina de control en locación. Frecuentemente, las compañías de servicio entregan los datos de las operaciones en formatos, como “.las” o “.csv” luego de su ejecución. Algunas de ellas, principalmente en el servicio de fractura, suelen transmitir estas variables a una nube para su visualización en tiempo real. Sin embargo, de esta forma es muy difícil visualizar la interacción entre los distintos servicios cuando operan en forma simultánea. El resto de los datos queda en reportes de la compañía de servicio, reportes de la operadora y en muchos casos se pierde el registro digital si es que lo hubo.

Este trabajo es un desarrollo donde se ha logrado transmitir en tiempo real cada uno de los servicios involucrados de forma paralela permitiendo una cómoda y rápida visualización de la actividad que se está realizando en cada pozo. Esta visualización se puede ver en una computadora en el tráiler del Company Man en locación, en pantallas de una sala de control o desde cualquier computadora o teléfono celular.

La tecnología está basada en la utilizada en el ámbito de perforación, con la capacidad adicional de procesar datos de distintos pozos y distintos servicios, desarrollados de forma simultánea. En la actualidad no se ha aplicado en la Argentina una herramienta integral como la que se presentada en este trabajo, capaz de resolver la captura, la visualización y la obtención de indicadores en tiempo real para el ámbito de las completaciones en PAD. Asimismo, hay pocos casos de servicios de estas características, disponibles en otros países.

A partir de la información transmitida se pudo identificar, posterior a la ejecución de las operaciones, mediante distintos algoritmos, qué tipo de operaciones se realizaron en cada pozo de forma automática, como tiempos de ejecución de cada tarea, identificación de desvíos con el plan, NPTs, consumos de productos y distintos KPIs adaptados a las necesidades de cada servicio, según las preferencias de la operadora. En este trabajo se mostrarán varios ejemplos de visualización de estos KPI en los que se disminuye considerablemente el tiempo de procesamiento, la generación de reportes automáticos y la obtención de una base de datos confiable. Si bien todavía no se ha implementado este análisis en tiempo real por falta de continuidad de operaciones, las condiciones para utilizarlo están dadas.

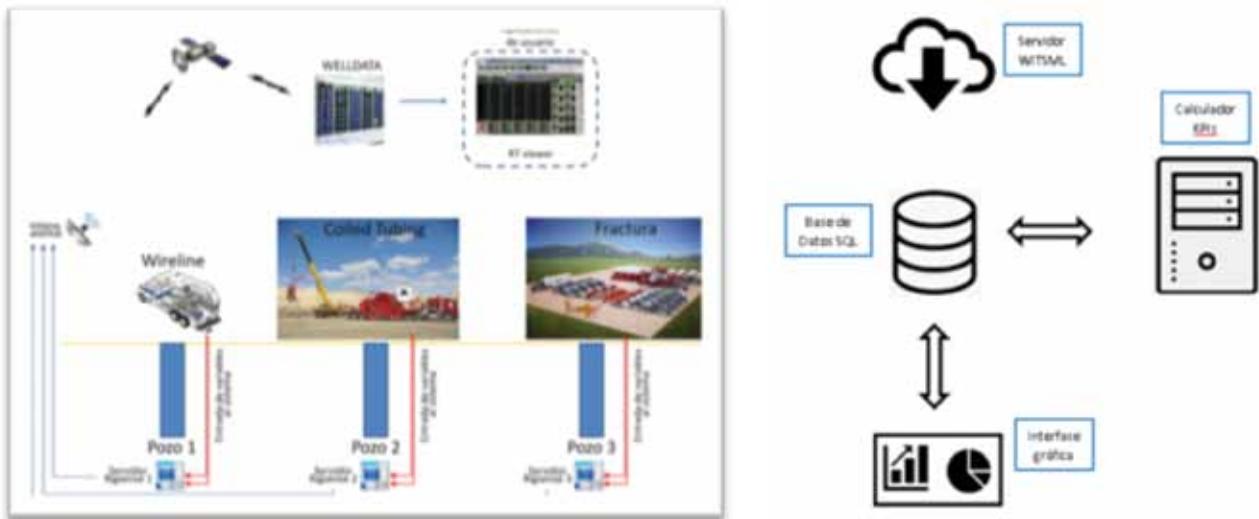


Figura 1. Esquemas de conectividad y flujo de datos desde recepción hasta la obtención de información final.  
 1) Recepción-transmisión (izq.), 2) Visualización-analítica (der).

## Desarrollo técnico del trabajo

De acuerdo con lo descripto y a causa de la necesidad de hacer un mejor seguimiento de las operaciones, se implementó tecnología para la captura, la transmisión y el procesamiento de datos.

La captura de datos se hizo mediante protocolos de comunicación de red local entre las unidades de servicio y servidores de datos. La información almacenada en bases de datos locales se transmitió en tiempo real a servidores en la nube, lo cual permite acceder remotamente a visualizaciones de las operaciones.

Finalmente, se tomaron los datos desde la nube para alimentar software de procesamiento y producción de información de valor.

La solución desarrollada se integra con dos componentes diferentes:

1. Recepción y transmisión de datos.
2. Visualización y módulo analítico (Figura 1).

### 1) Recepción y transmisión de datos

#### Descripción de la tecnología

Este componente consiste en la toma de datos de variables operativas de cada servicio (fractura, *wireline + pump down*, *coiled tubing*) a través de conexión puerto serie a protocolo de transmisión de datos local WITS, a la base de datos contenida en los servidores instalados en sitio.

Cada servicio mencionado transmite sus datos individualmente a un servidor. Luego, los datos almacenados localmente son transmitidos a un servicio en la nube a través de un protocolo privado por internet. La disponibilidad en la nube permite la visualización remota de la operación, mientras que un visualizador local en cada servidor permite la visualización en campo.

En los casos analizados, existe una variante en cuanto al protocolo de transmisión de datos existente en las unidades de fractura del contratista. Estas unidades envían los datos a través de un protocolo ASCII sin formato, no compatible con WITS. Para resolver la diferencia, se

desarrolló un convertor de datos ASCII a formato WITS.

La incorporación de un convertor de datos ASCII sin formato a WITS requiere prefijar la configuración de canales a transmitir. La configuración involucra los siguientes datos:

- Nombre exacto y cantidad de canales a transmitir.
- Orden de transmisión de los canales desde la unidad de fractura.

Una limitación inherente al enlace instrumentado con este convertor de datos es la falta de acceso remoto para efectuar cambios en la configuración de canales requerida ante un imprevisto en la configuración desde la unidad de fractura, lo cual hace más dificultosa la respuesta del equipo de soporte, que requiere hacerse presente en el sitio para intervenir el sistema y regularizar la transmisión.

A lo largo de la ejecución de las operaciones de completación, sucedieron cambios en la configuración de canales de salida de las unidades de fractura que derivaron en falta de datos para algunos intervalos transmitidos. Esta característica demandó la normalización de la configuración de canales que debía ser respetada por las partes intervinientes (contratista fractura y servicio de datos).

Para el caso de los servicios de *coiled tubing* y *wireline+ pump down*, comúnmente estas unidades poseen el protocolo de transmisión local WITS. Esta característica permite hacer intervenciones en WITS remotamente para resolver algún cambio en la configuración de canales capturados.

### 2) Visualización y módulo analítico

#### Descripción de la tecnología

Este componente consiste en un software de monitoreo y visualización de datos en tiempo real, capaz de efectuar cálculos a medida que ingresa la información a su base de datos, y cuyos resultados son reescritos para monitoreo y análisis en tiempo real y posrealización de los trabajos.

Los datos de las operaciones son enviados desde la nube a través de protocolo de internet WITSM al software de monitoreo y análisis. A medida que ingresan los

datos, éstos alimentan algoritmos, creados en lenguaje C#, para la detección de actividades ejecutadas durante las Completación de un PAD.

Dado que cada servicio envía los datos a su propio servidor, se dispone de un log de tiempo separado para cada uno de ellos. Debido a la dinámica y correspondencia entre los servicios de fractura y *wireline* resulta ventajoso disponer de estos logs sincronizados en uno solo y sobre este último hacer los cálculos de detección de actividades e indicadores de desempeño.

Desde el punto de vista de la utilización del software, se enumeran los principales pasos que se deben seguir para ejecutar el procesamiento de datos y la obtención de indicadores:

1. Definir canales a recibir en módulo analítico, desde la nube.
2. Descarga de datos y sincronización de servicios (tiempo real o memoria) - visualizaciones.
3. Ejecución de cálculo de actividades y conjunto de indicadores.
4. Generación de reportes automáticos o a demanda.

Al realizar el cálculo de actividades, se obtienen los siguientes resultados:

- Etapas de fractura.
- Carreras *wireline* Plug&Perf + *pump down*.
- Bombeos adicionales con Isla *pump down*. Ejemplo: bola de tapón.
- *Coiled tubing*.
- Tiempo no productivo (sin actividad de fractura, *wireline*, *pump down*).

## Indicadores de desempeño (KPI) calculados

### Fractura

- Cantidad de etapas fractura por día.
- Eficiencia de bombeo por pozo y PAD.
- Cantidad acumulada de fracturas: por pozo y PAD.
- Tiempos de fractura por etapa, por pozo y PAD.
- Cantidad de arena bombeada por etapa, pozo y PAD.
- Calificación de etapa de fractura según cantidad de arena: por etapa y por pozo.
- Volumen bombeado por etapa y por pozo.

### Wireline

- Tiempo carrera *wireline* por etapa, por pozo.
- Tiempo *pump down* por etapa, por pozo.
- Tiempo de espera tapón soluble por etapa, por pozo.

### Coiled tubing

- Distancia de viaje *coiled tubing* (in/out).
- Tiempo de viaje *coiled tubing* (in/out).
- Conteo acumulado de tapones rotados *coiled tubing*.
- Porcentaje de avance de limpieza pozo: tapones fijados/tapones rotados.
- Estadísticas de parámetros de superficie (mín., máx., promedio): caudal, velocidad.

## Caso de aplicación

La solución comenzó a desarrollarse durante las operaciones en el Yacimiento La Calera (formación Vaca

Muerta) desde enero hasta septiembre de 2019. Se intervinieron los PADs G8, K3, G7 y G2.

Los primeros desarrollos de algoritmos en módulo analítico se crearon en entorno SQL, con ciertas limitaciones, hasta implementar un nuevo módulo programable en lenguaje C#. Estos algoritmos se fueron desarrollando en simultáneo con el avance de las operaciones en los PADs mencionados, por lo tanto, la transmisión y la visualización de datos se logró concretarse en tiempo real, mientras la obtención de los indicadores de desempeño se logró a posteriori.

El avance actual que presenta el desarrollo de cálculo de indicadores permite su funcionamiento en tiempo real.

En cuanto a la recepción de datos, la solución presentó dificultades al inicio en lo relativo a robustez de conexionado y configuración de conversor ASCII-WITS desde unidades de fractura, mientras que el resto de los servicios, al transmitir en protocolo WITS, presentaron menores dificultades. Dicho conversor mostró buen desempeño, pero requirió la normalización de configuraciones de canales para evitar modificaciones no planificadas. Además, las modificaciones realizadas en la ubicación de equipos (VAN de fractura) en sitio durante las operaciones provocaron desconexiones de algunos servicios, con la consecuente falta de datos para ciertos intervalos. Para rellenar los intervalos sin datos se hizo un desarrollo de software para soportar la capacidad de importación parcial de datos en el módulo de análisis.

De acuerdo con lo experimentado en materia de recepción de datos, se hicieron adecuaciones al sistema de conexiones, implementando cajas de conexionado con pares de cables y fichas con señalización que permiten a un operario no familiarizado, la reconexión.

Para la disciplina de análisis de desempeño y cálculo de KPI's, se interpretaron las variables de la operación fijando valores de referencia para los canales transmitidos, así se caracterizaron las actividades, por ejemplo, etapas de fractura, según se aprecia a continuación.



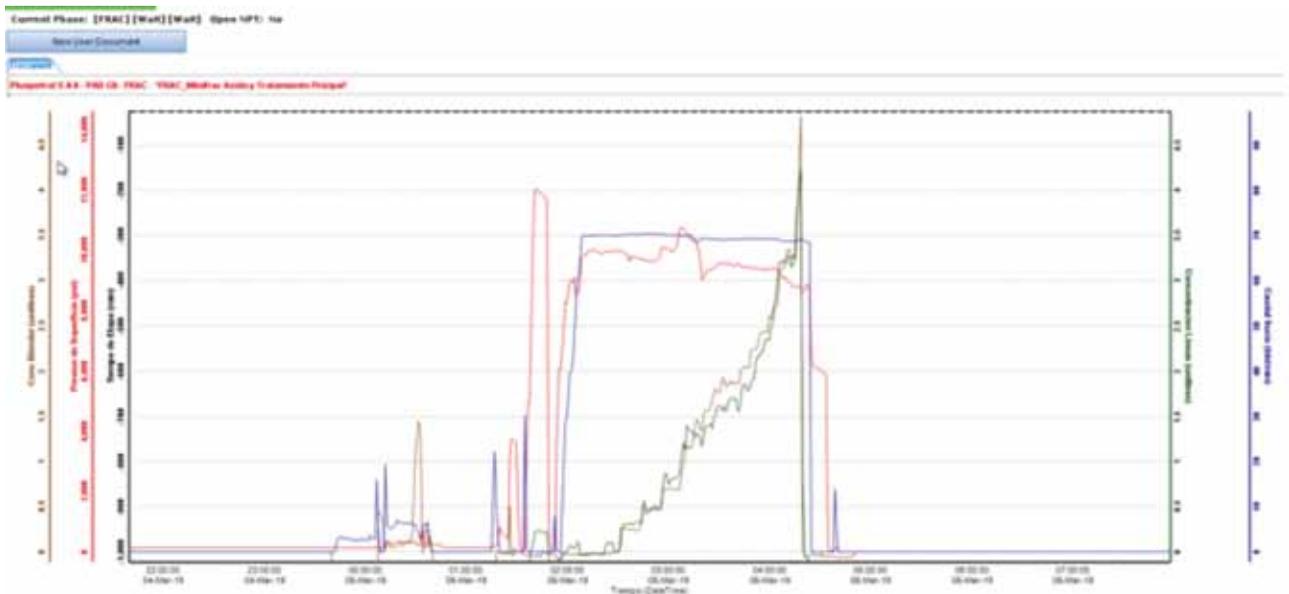


Figura 2. Carta típica de una etapa de fractura. Se destacan los valores que deben adoptar los datos para cumplir con sentencia de detección de fractura, Frac On.

Caracterización de una etapa de fractura:

<p><b>Frac On = 1</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Presión Principal de Fractura &gt; 4500 psi</li> <li>• Caudal Sucio y Caudal de Succión &gt; 20 bpm</li> </ul>	<p><b>Frac End = 1</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Actividad Frac On = 0</li> <li>• Concentración arena alcance 4 ppg</li> <li>• Duración mínima de la etapa de fractura ajustado a, 30 minutos</li> </ul>
---	---

En la figura 2 se exhibe una etapa de fractura en la que se destacan sus parámetros característicos representados por distintas curvas de datos y los respectivos cálculos Frac On, Frac End para detección de la etapa.

Una vez caracterizadas algunas actividades, se trabajó en reprogramar los algoritmos para incluir subrutinas y cálculos adicionales que hicieran más robustas las detecciones, principalmente de etapas de fractura y fijación de tapones. Es el caso de ocurrencia de fluctuaciones de la presión principal de fractura, que puede sufrir disminuciones por debajo del umbral definido como presión mínima (4500 psi), lo que producía falsa detección de nuevas etapas de fractura cada vez que este parámetro tomaba valores desde menos a más de 4500 psi.

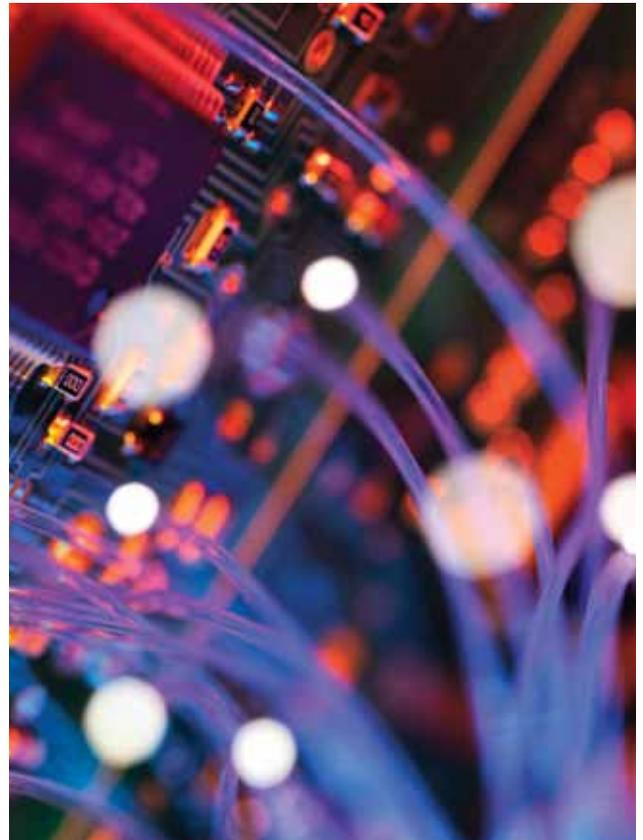
Resultados obtenidos

- Los resultados obtenidos contemplan:
- Disposición de los datos de los distintos servicios involucrados en una sola base de datos.
- Visualización de datos en tiempo real integrando datos de distintos servicios.
- Procesamiento inmediato de datos para la detección de actividades y cálculo de indicadores de desempeño enumerados con antelación.
- Generación de reportes.

La capacidad de la tecnología para integrar datos además permite la sincronización de logs de *coiled tubing*, obteniendo así un paquete de datos que integra fracturas, *wireline*, *pump down* y *coiled tubing*.

En la figura 3 se representa un caso en el que se interrumpieron las fracturas en uno de los pozos del PAD para intervenir con una operación de pesca con *coiled tubing*. La capacidad de integrar datos permite al módulo de análisis sincronizar los servicios que requiera el caso.

Luego, en la figura 4 se observa la detección de etapas de fractura obtenidas en el PAD G2 y algunos de los indicadores de desempeño detallados al comienzo del documento, asociados a cada pozo identificado, y para un intervalo seleccionado en la interface gráfica.



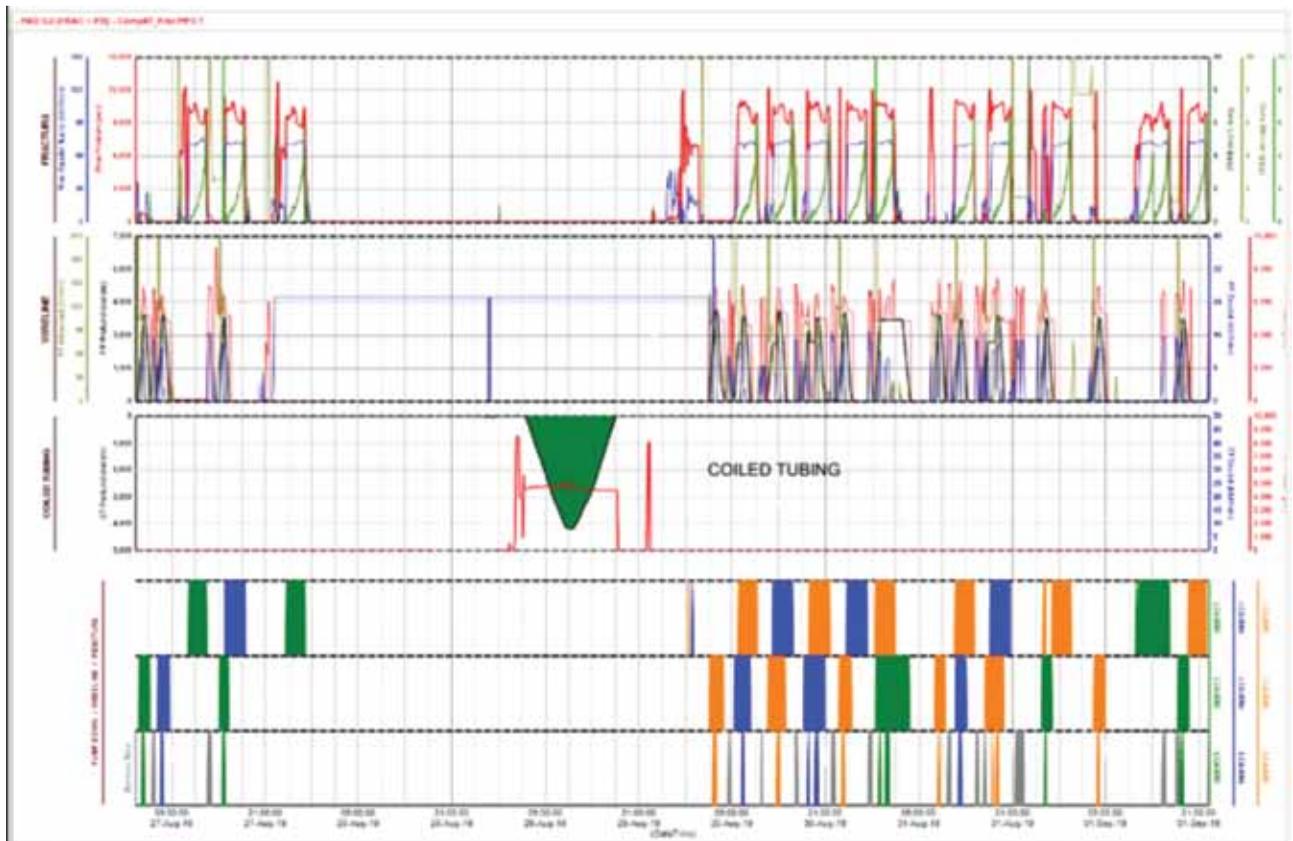


Figura 3. En el tercer track del log se aprecia una operación de pesca con coiled tubing, en pozo LCa-3083- PAD G2, en mismo log de datos conteniendo servicios de wireline y fracturas.

## Conclusiones

Tradicionalmente los servicios de completación (fractura, wireline + pump down y coiled tubing) no se transmiten en tiempo real, por eso, antes del análisis de los datos, fue necesario resolver incompatibilidades de protocolos de comunicación y la implementación de nuevos procesos de trabajo que, finalmente, hicieron posible la transmisión continua en tiempo real y una mejora de calidad de datos a los que anteriormente se disponía en modo histórico.

La visualización creada fue de acuerdo a cómo se acostumbra a ver cada tipo de servicio creando una visualización en “bloques” de cada actividad realizada en cada pozo del PAD.

En relación a la tecnología de monitoreo y análisis, se desarrollaron algoritmos en lenguajes SQL y C# para la detección de actividades realizadas por los distintos servicios de completación a lo largo de las operaciones desde enero hasta septiembre de 2019, sobre los que se continuó trabajando para lograr optimización sobre demanda de tiempo de cálculo y robustez de las detecciones, posterior a las operaciones realizadas.

Como en la disciplina de completaciones de pozos no convencionales no se dispone de herramientas integradas de captura de datos y análisis de desempeño, la implementación de esta tecnología permite un considerable ahorro de horas-hombre requeridas para la reco-

lección, la adecuación y el procesamiento de los datos, permitiendo así la obtención inmediata de parámetros e indicadores de desempeño enumerados en este trabajo, que facilitan el análisis de rendimiento e ingeniería de las operaciones.

## Notas

1. Plug&Perf es un término que se utiliza para describir un tipo de tecnología utilizada para la terminación de los pozos. Esta tecnología consiste en realizar la fijación de un tapón para aislar la etapa de fractura anterior (Plug) y realizar en la misma carrera con wireline las perforaciones en el casing mediante cargas explosivas (Perf).
2. En el caso de los pozos horizontales, para alcanzar la profundidad deseada con la herramienta de Plug&Perf sin contar con la verticalidad suficiente para que baje por su propio peso, es necesario realizar un bombeo (Pump down) para “empujar” el tapón y los cañones en la rama horizontal.

## Autores

Gonzalo Cabo, Ingeniero de Completación, PLUSPETROL.

Juan Turcumán, Ingeniero de Optimización, NOV.

Henry Almea, Ingeniero de Soporte Técnico, NOV.

Rafael Battagini, Instrumentación y comunicaciones, NOV.

# Plan de desarrollo con huella de carbono negativa para reservorio *offshore* en Noruega integrado con captura de carbono, utilizando las refinerías de Mongstad y Pernis como fuentes de CO<sub>2</sub>



Por **Augusto Correnti** (Shell Argentina), **Farzana Binte Miswan** y **Johana Nevito** (pasantía en Total), y **Carla Oliveira dos Santos** y **Fernanda Campos Furtado** (pasantía en Equinor)

Este trabajo, que marca la visión sustentable hacia donde apunta la industria, fue galardonado recientemente con el premio internacional EAGE Minus CO<sub>2</sub> Challenge 2020. Uno de sus autores es un ingeniero argentino, miembro de la Comisión de Jóvenes profesionales del IAPG.

**E**n el escenario actual de transición energética, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero es una tarea clave para centrarse, y la industria del petróleo y el gas tiene la experiencia necesaria para desempeñar un papel protagónico en la búsqueda de soluciones. Con el objetivo de explorar y proponer alternativas rentables y eficientes, se evaluó una estrategia de desarrollo con emisiones negativas en el campo de Norne. El reservorio Norne es un campo de gas con un



de petróleo, pero la opción se descartó a causa de resultados económicos desfavorables como consecuencia del volumen limitado de petróleo en Norne. Por lo tanto, el principal objetivo de producción fue la zona de gas, incluyendo la producción de condensado asociada. La estrategia optimizada consistió en 9 pozos perforados en las formaciones que contienen gas natural, como se muestra en la figura 1. El cronograma de perforación de los pozos se definió en función del rendimiento individual de cada pozo, con el fin de maximizar el retorno económico del proyecto.

La estrategia de producción propuesta ofrece un 59,2% de recuperación de gas y un 5,6% de recuperación de petróleo. La evaluación económica del desarrollo de campo se realizó suponiendo un precio del petróleo de 60 USD/bbl, un precio de 0,23 USD/Gas Sm<sup>3</sup>, costos de OPEX de 7,5 USD/bbl, 920 MMUSD de CAPEX asociados a instalaciones de superficie, un pozo de inyección de agua, nueve pozos productores de gas, depreciación de CAPEX durante 6 años, 55 kgCO<sub>2</sub>/boe de intensidad de emisiones de CO<sub>2</sub>, un precio de crédito al carbono de 60 USD/tonelada, la base imponible del impuesto de sociedades de Noruega del 22% y la base imponible especial a hidrocarburos del 56%. La evaluación económica del proyecto mostró un valor actual neto de 482 MMUSD y un período de amortización de 9,9 años. En La figura 2 se muestra la evolución del flujo de caja del campo Norne.

anillo de petróleo compuesto por las formaciones Garn, Ile, Tofte y Tilje, situado en el mar de Noruega, a unos 200 km de la costa y con una profundidad de agua de 380 m.

## Plan de desarrollo

La producción de hidrocarburos del campo Norne se optimizó con la evaluación de diferentes estrategias de desarrollo de campo, para ello se simuló el comportamiento dinámico del reservorio y se evaluaron los resultados económicos. En primer lugar se evaluó la producción de petróleo con pozos dirigidos al anillo

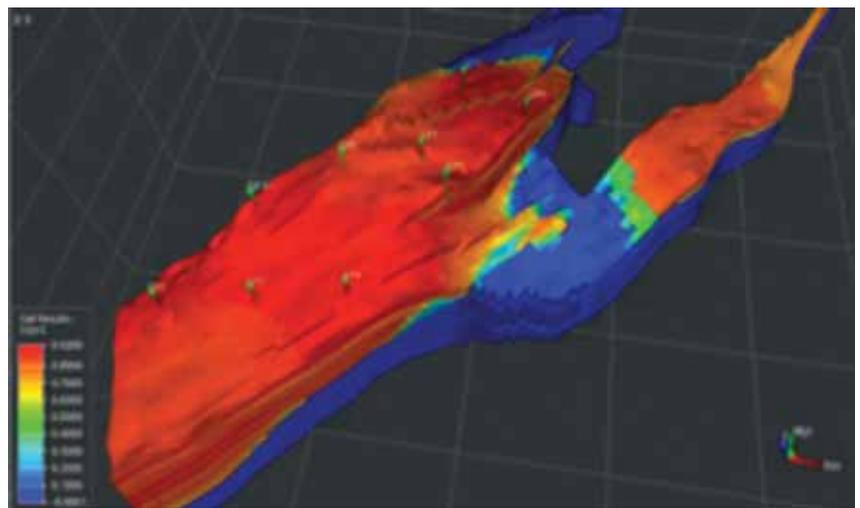


Figura 1. Estrategia de ubicación de pozos seleccionada.

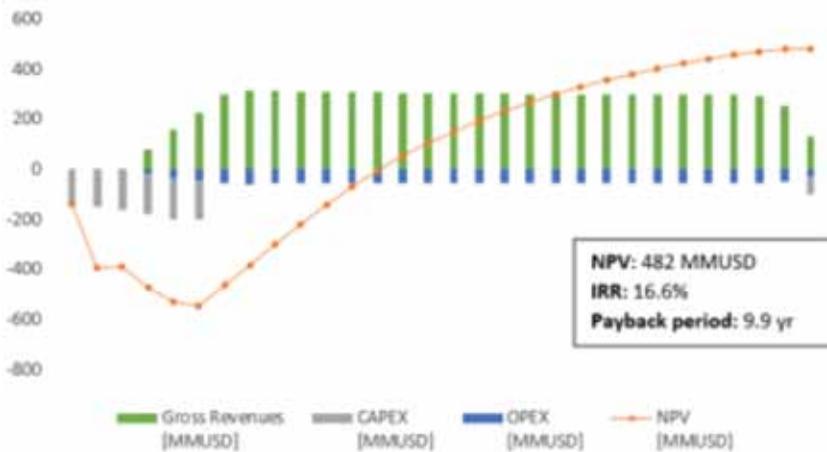


Figura 2. Evolución de los componentes del flujo de caja para el proyecto de desarrollo de Norne.

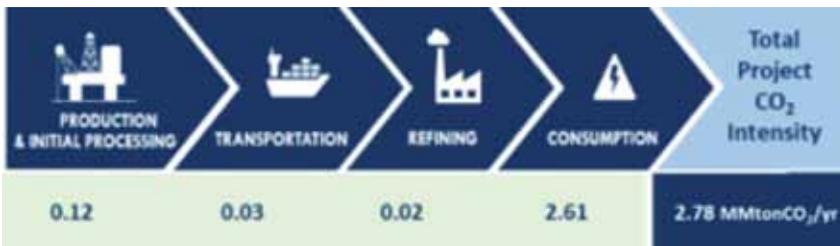


Figura 3. Emisiones de CO<sub>2</sub> estimadas para cada etapa del ciclo de vida de los fluidos producidos.

## Análisis de emisiones de CO<sub>2</sub>

Las emisiones de CO<sub>2</sub> se estimaron considerando el ciclo de vida completo de los fluidos producidos. Se utilizaron factores de intensidad de carbono en cada etapa del ciclo de vida del petróleo y el gas para estimar la huella de carbono de cada producto. En la figura 3 se muestra las emisiones totales de CO<sub>2</sub> del proyecto de desarrollo de campo, segmentadas por cada etapa del ciclo de vida analizada.

## Gestión de emisiones de CO<sub>2</sub>

Para alcanzar el objetivo de huella de carbono neutral se requiere una opción técnica y económicamente viable de manera de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en al menos un 2,78 MMtonCO<sub>2</sub>/año. Se evaluaron diferentes alternativas con el fin de disminuir las emisiones del proyecto. Se analizaron tecnologías como

el uso de turbinas eólicas y reactores nuclear modulares como opciones

de fuentes de energía para la etapa de producción de hidrocarburos. Estas opciones se descartaron, debido al pequeño impacto en términos de reducción de emisiones para la evaluación completa del ciclo de vida del proyecto y la inversión relativamente alta asociada.

Dado que el uso final del petróleo y el gas es el principal contribuyente a las emisiones del proyecto, se necesitan tecnologías de emisiones negativas para lograr la neutralidad del carbono. Por lo tanto, se evaluaron soluciones innovadoras, como es el uso del hidrógeno como combustible, como sustituto de combustibles líquidos convencionales y el uso de fotobiorreactores de algas para convertir el CO<sub>2</sub> en biomasa. En ambos casos, la escala de reducción de emisiones que se puede lograr no es suficiente para contrarrestar las emisiones del proyecto. Por lo tanto, se determinó que la mejor opción con escala suficiente para lograr la neutralidad del carbono es la captura y el almacenamiento de carbono. En la figura 4 se resumen todas las opciones consideradas para reducir la huella de carbono del proyecto.

Las formaciones Tilje y Are dentro del grupo Bat en el mar de

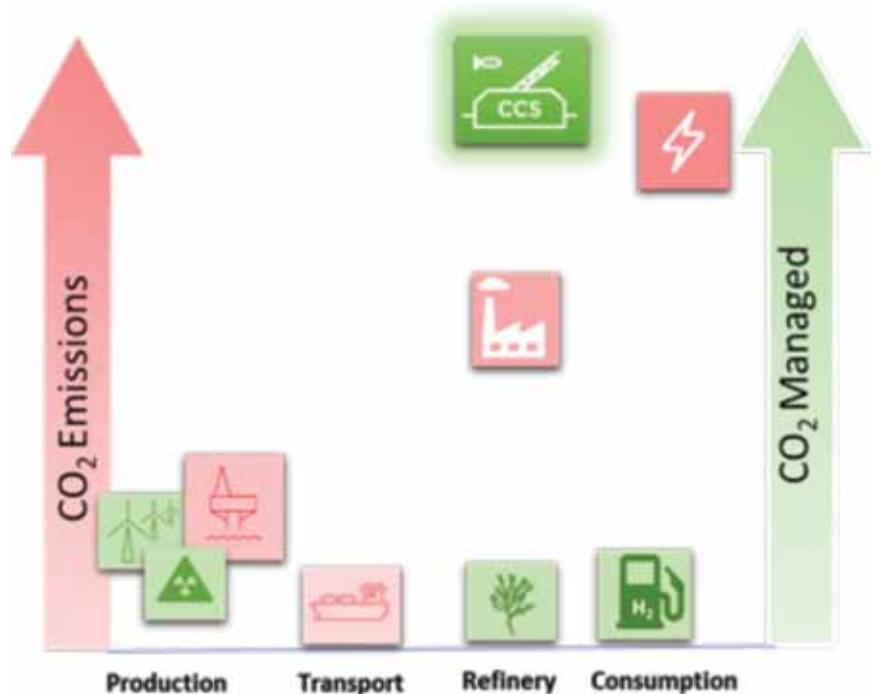


Figura 4. Fuentes de CO<sub>2</sub> del proyecto y tecnologías de emisión negativa evaluadas para contrarrestar las emisiones del proyecto.

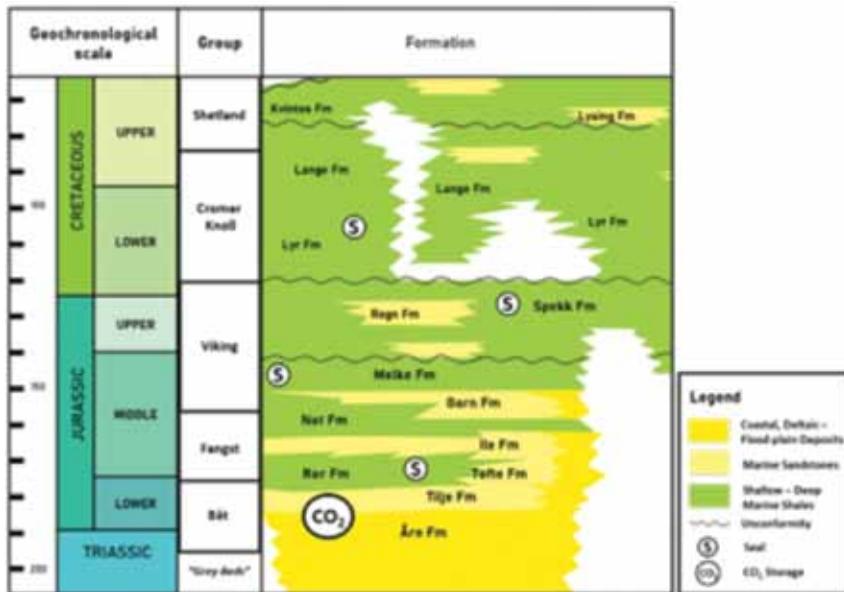


Figura 5. Las formaciones de Ore y Tilje debajo del campo de Norne en el mar de Noruega fueron consideradas como reservorios objetivo para almacenar CO<sub>2</sub>. El grupo Viking actuará como un sello para garantizar que el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> sea seguro.

Noruega fueron consideradas como reservorios objetivo para almacenar CO<sub>2</sub>. El grupo Viking actuará como el sello principal para garantizar un almacenamiento seguro y confinado. En la figura 5 se muestran las formaciones descritas anteriormente. Se estimó que la capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> era de 147,4 MMton de CO<sub>2</sub>.

Después de determinar la formación objetivo para almacenar CO<sub>2</sub>, se evaluaron diferentes industrias como fuentes de carbono. Se necesita una fuente de carbono con emisiones significativas para contrarrestar la huella de carbono del proyecto, donde no solo el CO<sub>2</sub> pueda ser capturado fácilmente, sino también licuado y transportado con facilidad a Norne. Una planta de carbón en Alemania, una industria cementera en Noruega y dos refinерías europeas fueron evaluadas económicamente para determinar la mejor solución. Los costos de CAPEX y OPEX y la reducción del impuesto sobre el carbono asociada a las alternativas del proyecto CCS se estimaron y utilizaron para determinar la financiación gubernamental necesaria para que cada opción sea económicamente viable. En la figura 6 se ilustran los resultados de la evaluación económica de todas las opciones consideradas.

La alternativa que requiere la fi-

nanziación gubernamental más baja y logra emisiones netas negativas es la refinерía de Pernis. No obstante, al reconsiderar a las refinерías de Pernis y Mongstad en conjunto, dos gobiernos podrían colaborar con el proyecto con una menor inversión individual. Por lo tanto, se decidió proponer esta última alternativa para balancear las emisiones del proyecto.

Esta solución está alineada con los planes de cambio climático de los gobiernos noruego y holandés. Al proporcionar fondos a esta alterna-

tiva, el gobierno holandés invertirá en una solución eficaz para lograr su objetivo de reducir las emisiones del país en un 49% en 2030, en comparación con los niveles de 1990. Suponiendo que la financiación gubernamental necesaria para este proyecto se dividirá por la cantidad de emisiones capturadas y almacenadas provenientes de cada país, los gobiernos holandés y noruego proporcionarían 450 MMUSD y 300 MMUSD, respectivamente. Para demostrar la viabilidad económica del proyecto al gobierno noruego, la cantidad de fondos gubernamentales necesarios para la implementación de esta solución representa solo el 53% de los ingresos fiscales totales que el proyecto de desarrollo generará.

Por último, con el fin de lograr que la estrategia propuesta para la gestión del carbono sea más atractiva para los inversores y los gobiernos involucrados, el proyecto también podría gestionar fuentes adicionales de CO<sub>2</sub>, fuera del alcance inicial anteriormente descrito. Dado que la formación objetivo para la inyección de CO<sub>2</sub> tiene capacidad para almacenamiento adicional y el proyecto tendrá la infraestructura adecuada para realizar el transporte, la inyección y el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Las emisiones de otras fuentes podrían ser manejadas, siempre y cuando el emisor acepte pagar una tarifa por el transporte y el almace-

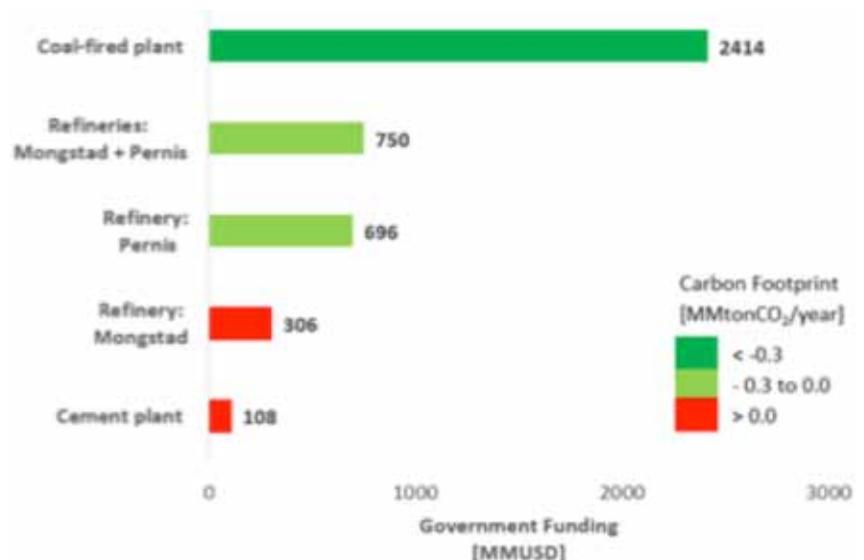


Figura 6. Comparación entre diferentes fuentes de CO en términos de compensación de emisiones y financiación gubernamental requerida.



namiento de su CO<sub>2</sub> en Norne. Esta estrategia no solo permitiría a Norne reducir aún más las emisiones de CO<sub>2</sub>, sino que también proporcionaría un ingreso adicional.

## Conclusión

El plan de desarrollo del campo Norne propone una opción técnica y económicamente viable para producir, transportar, refinar y consumir hidrocarburos sin aumentar las emisiones netas de CO<sub>2</sub> en la atmósfera. Se evaluaron diferentes soluciones y se encontró que la opción de captura y almacenamiento de carbono tenía la escala adecuada para contrarrestar las emisiones del proyecto. Se estima que la estrategia optimizada para producir hidrocarburos del campo Norne tiene un valor actual neto de 482 MMUSD. Combinado con captura de carbono y con las refinerías de Mongstad y Pernis como fuentes de emisiones, se alcanzará un neto de -5,92 millones de toneladas de

emisiones de CO<sub>2</sub> para el final de proyecto, y requiere 750 MMUSD de financiación de los gobiernos de Holanda y Noruega. La colaboración entre diferentes industrias, gobiernos y países es esencial para alcanzar un futuro con carbono neutral. Reducir la huella de carbono mundial manteniendo el nivel de vida en un mundo con una población y una economía en crecimiento es un desafío compartido, que debe abordarse con soluciones innovadoras y esfuerzos combinados.

## Bibliografía

- Gavenas E., Rosendahl K. E. & Skjerven, T. (2015). *CO<sub>2</sub>-emissions from Norwegian oil and*. Statistics Norway Research Department.
- Government of the Netherlands. (2020). *Climate Policy*. Retrieved from <https://www.government.nl/topics/climate-change/climate-policy>
- Halland E., Gjeldvik I., Johansen W., Magnus C., Meling I., Mujezinovic J., . . . Tappel I. (n.d.). Ch 5. *The Norwegian Sea. CO<sub>2</sub> Storage Atlas - Norwegian Continental Shelf*. Retrieved April 30, 2020, from <https://www.npd.no/contentassets/aa14c3079a47451c88268166ba4e61aa/chapter-5.pdf>
- Norwegian Petroleum. (n.d.). *Retrieved from Norwegian Petroleum*: [https://www.norskpetroleum.no/en/?attachment\\_id=18970](https://www.norskpetroleum.no/en/?attachment_id=18970)
- Offshore Technology. (n.d.). *Mars Oil and Gas Field Project, Gulf of Mexico*. Retrieved from Offshore Technology: <https://www.offshore-technology.com/projects/mars/>
- Oil & Gas Journal. (2020, January 8). *Rystad Energy: Operational production costs down globally, led by UK*. Retrieved from Oil & Gas Journal: <https://www.ogj.com/general-interest/article/14074441/rystad-energy-operational-production-costs-down-globally-led-by-uk>

# 23RD WORLD PETROLEUM CONGRESS

DEC 5-9, 2021 | HOUSTON, USA

Engage, Connect, and Discover new opportunities at the 23rd World Petroleum Congress December 5-9, 2021.

- 10,000 Attendees from Across the Globe
- 100 Countries Represented
- 500 CEOs
- 700 Expert Speakers
- 250 Exhibiting Companies

The industry will be there, will you?

Learn More About Sponsorship and Exhibitor Opportunities:  
[23WPCHouston.com](http://23WPCHouston.com)



© 2020\_WPC EX2



PRESENTED BY



HALLIBURTON

accenture



ExxonMobil



Baker Hughes

aramco

ConocoPhillips



En situaciones de alta incertidumbre será necesario gestionar las operaciones y tomar decisiones de una manera diferente a la acostumbrada. Las empresas de hidrocarburos frente al contexto incierto.

# Liderar en incertidumbre

## Los comportamientos del líder del futuro

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

**E**n contextos de alta incertidumbre tomar decisiones se torna un gran desafío. Se escucha que en la industria del Petróleo y el Gas los líderes están acostumbrados a enfrentar y gestionar la incertidumbre y, por ende, se presupone que también lo estarán para tomar decisiones y liderar a sus equipos en la dirección correcta, aun cuando el futuro no es claro.

En situaciones de alta incertidumbre será necesario gestionar nuestras operaciones y tomar decisiones de una manera diferente a la que estamos acostumbrados. Debemos planificar de manera dinámica, generar datos confiables, aplicar herramientas robustas de análisis y gestionar con agilidad a nuestros equipos. Sin embargo, estos retos organizacionales no tendrán impacto

en nuestra gente y en los resultados del negocio si no se logra asegurar un set de valores, hábitos y comportamientos que pueden incluir cambios en los estilos de liderazgo (ver figura en la página siguiente).

Un líder en entornos inciertos deberá asumir, ejercer y demostrar un conjunto de comportamientos que le serán críticos para lograr movilizar a sus equipos. Veamos algunos de ellos:



## Animarse a tomar riesgo... y a fallar

En una nueva filosofía de trabajo ágil, fallar es parte fundamental del proceso. Será clave comprender, y hacer comprender a otros, que el resultado no deseado de cualquier escenario será una de las respuestas posibles (y esperables) al enfrentar una incertidumbre. Tomar decisiones en incertidumbre no se trata de cruzar los dedos para que salga el escenario deseado o de posponer la decisión para esperar tener indicios sobre qué escenario se dará. Se trata de comprender todos los escenarios, entender que los no deseados también pueden darse y tomar una decisión eligiendo una alternativa aun sabiendo que no conoceremos qué va a pasar.

Para un líder en incertidumbre, reconocer que el escenario no deseado es posible también implica que debe reaccionar con naturalidad cuando este escenario ocurra. Saber que los escenarios negativos son no solo posibles, sino también probables, implica esperarlos como parte de un proceso de decisión.

El concepto de fallar en este marco cobra todo un nuevo sentido. Si fallar significa que he tomado una decisión en incertidumbre comprendiendo lo que podía pasar, sus pro-

habilidades e impactos y que, a pesar de eso, terminó dándose un resultado no deseado, entonces “fallar” es solo un buen paso hacia adelante. El mal resultado no necesariamente implica un error en el análisis o en el proceso. Podría implicar simplemente que existe la incertidumbre más allá del control del líder. Reconocer este punto es el primer paso para habilitar el proceso de aprendizaje.

## No solo fallar, sino fallar rápido...

Sentirse cómodo con el riesgo y reaccionar positivamente ante un resultado negativo no será suficiente para aprender. El líder en incertidumbre deberá también buscar proactivamente el error. En un entorno ágil el líder deberá fomentar el aprendizaje acelerado y, para ello, deberá buscar fallar. De todas maneras, sabiendo que la falla es esperada, será conveniente hacerlo lo antes posible y de manera controlada.

Lo antes posible porque una falla, un desvío o un mal paso al inicio de un proyecto será mucho más fácil de corregir que el mismo resultado negativo cerca del momento de ejecución. Un error en un plano de diseño será mucho más fácil de corregir que un error en la construcción.



Por otro lado, también sabiendo que la falla vendrá, el líder procurará fallar de manera controlada, es decir, con una red de contención. Deberá buscar los mecanismos de cobertura, mitigación o atenuación para que el impacto de la falla sea el menor posible.

## La tranquilidad de la apuesta...

En un entorno incierto, tomar riesgo cobra un sentido más relevante. Por más riesgo que implique, tomar una decisión no es lo mismo que hacer una apuesta. La apuesta presupone que uno pone su ficha esperando que se dé ese resultado. El pensamiento reinante detrás de una apuesta es que quien acierte lo que va a pasar resultará victorioso. En una decisión, por el contrario, no se trata de intentar acertar el futuro. Se trata de poder entender todo lo que puede pasar y, de esa manera, buscar la mejor estrategia que maximice el valor a pesar de no saber el resultado final.

En muchas ocasiones, tomar este tipo de decisiones requerirá de la habilidad del líder para imaginarse múltiples escenarios y no pensar solamente el resultado ganador al cual apostar. Este ejercicio implicará, a su vez, que el líder cultive para sí y fomenta en su equipo la tranquilidad para analizar, decidir y operar sin saber el resultado final. Muchos líderes tradicionales no toleran sostener por mucho tiempo este nivel de ansiedad e intentan reducir esta incertidumbre simplificando peligrosamente la situación de decisión. Hacer la jugada *all in* o ejecutar la apuesta puede dar la falsa tranquilidad de que se elimina al decisor de la ecuación y que "la suerte está echada". El problema está en que, por buscar este confort de una aparente certeza, muchos a menudo decisores corren el riesgo de perder de vista futuros posibles y, por ende, su capacidad para evaluarlos y actuar en consecuencia.

## Hacerse cargo...

La palabra *accountability* es utilizada con frecuencia en las definiciones de los valores de un líder. En un



entorno de alta incertidumbre y de gestión ágil, será clave que el líder reconozca su rol como decisor y gestor del cambio y que, al hacerlo, se "haga cargo" de los costos de los escenarios no deseados. Ser *accountable* implica poder dar respuesta no solo sobre las acciones, sino también, sobre los resultados de sus iniciativas.

En este contexto, frente a un resultado negativo, el líder debe ser capaz de comprender, de dar respuesta y de explicar los desvíos en los resultados para, a partir de ellos, diseñar nuevos cursos de acción. Solo al asegurar una clara línea de *accountability* se logrará instalar en el equipo y en la organización un diálogo orientado a resultados y a la construcción de valor.

## La resiliencia para volver a levantarse...

En situaciones de alta incertidumbre es probable que fallemos. Por lo tanto, al incorporar a la falla como un componente necesario de nuestra operación, debemos buscar los mecanismos para que su impacto sea el menor posible. Más allá de las acciones de contingencia y mitigación, será importante trabajar en la

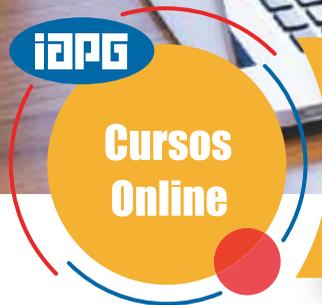
motivación de la gente y su convicción de seguir intentándolo.

Los líderes en este contexto tampoco deben bajar los brazos y dejar de tomar riesgo. Este efecto solo podrá controlarse si el decisor es capaz de aumentar su escala y su horizonte de análisis para no ponderar excesivamente los resultados recientes. Si las probabilidades, calculadas con este mayor horizonte temporal siguen siendo favorables, entonces el líder deberá buscar las fuerzas para volver a levantarse y volver a intentarlo.

## Humildad para aprender...

Nada de todo esto tendrá sentido si no logramos aprender en el proceso. Debemos tener en cuenta que la falla puede ser fácilmente escondida o negada. Y que las discusiones posteriores a la falla podrían enfocarse fácilmente en buscar culpables. Claramente, ambas acciones no solo no generan valor, sino que también distraerán recursos y agotarán al equipo. Para lograr un aprendizaje a partir de la falla, será necesario que el líder genere un entorno propicio para fallar. La humildad (*humus*, tierra fértil) será clave en ese entorno de trabajo. Reconocer nuestros sesgos de estimación, nuestra falta de anticipación o simplemente nuestras falencias de estimación serán requisitos fundamentales para lograr el aprendizaje.

El rol del líder como agente de cambio permitirá la efectiva aplicación del modelo de agilidad de operaciones. Este líder deberá no solo promover estos comportamientos sino vivirlos y contagiarlos a sus equipos de trabajo en el día a día. Hoy más que nunca necesitamos tomar riesgos, promover las inversiones y destrabar las decisiones que frenan el crecimiento. Hoy más que nunca debemos evitar el pesimismo injustificado y promover los proyectos evaluados en base a riesgos calculados. Hoy más que nunca debemos evitar los saltos de fe y las apuestas a ciegas y dar lugar en la industria a una toma de decisiones basada en evidencia y sustentada por metodologías robustas que permitan impactar los resultados de negocio de la manera que buscamos.



Los cursos Online se desarrollan a través de la plataforma de cursos **IAPG Online**. La misma se encuentra disponible 7x24 es decir los **7 días de la semana las 24 horas**, posibilitando el acceso en cualquier hora del día según la disposición del participante. Esta forma de trabajo, personalizada y adaptada a las necesidades y posibilidades de cada participante garantiza un aprendizaje efectivo con herramientas sumamente fáciles de utilizar.

Los cursos In Company del IAPG incluyen el dictado de las capacitaciones de modalidad Online. Asimismo, todos los cursos se pueden presentar al Programa de Crédito Fiscal para Capacitación Pyme del Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación.

**Abierta la inscripción**

## Curso Básico **La Industria de E&P de Petróleo y Gas Natural**

Instructor: **Rubén Caligari**

## Herramientas de Proyectos: **WBS - Administración de alcance**

Instructor: **Nicolás Polverini, Fabián Akselrad**

## **Registros de Pozo I y II**

Instructor: **Alberto Khatchikian**

Para más información: [cursos@iapg.org.ar](mailto:cursos@iapg.org.ar)

# Eficiencia energética, una herramienta para mitigar la pobreza y las emisiones

Por Raúl Zavallá Lagos (Fundación Pro Vivienda Social, FPVS),  
Guillermina Jacinto y Silvina Carrizo (CONICET) y Salvador Gil  
(Universidad Nacional de San Martín - UNSAM)

La energía resulta fundamental para el bienestar humano y socioeconómico. Pero ella no representa un fin en sí mismo, sino un medio para satisfacer diversas necesidades humanas, facilitar la realización de diversos trabajos y satisfacer servicios, como iluminación, calentamiento de agua, calefacción, cocción y transporte, entre otros. La eficiencia consiste en usar las mínimas cantidades de energía para lograr esos servicios.

En la Argentina, un tercio de la población carece de servicios energéticos adecuados para satisfacer necesidades vitales y de confort. Muchas familias dependen del uso de leña y de gas licuado de petróleo (GLP en

garrafas) para cocinar o calefaccionarse. Estos combustibles son entre 4 y 5 veces más caros que el gas natural por red y representan una parte significativa del presupuesto de esas familias. Además, su uso presenta dificultades logísticas en la distribución, además de requerir esfuerzos físicos e importantes gastos en el transporte de leña o garrafas<sup>1</sup>.

Haciendo un uso racional y eficiente de la energía (UREE), los consumos de energía pueden reducirse considerablemente sin disminuir la calidad de vida y los servicios que ella presta. Esta reducción de consumo disminuye los gastos de estas familias en el pago de sus facturas y constituye una forma sostenible de

reducir la pobreza y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Conocer cómo se usa la energía en el hogar posibilita una gestión sostenible de ella. Lo cual cambia la percepción habitual reflejada en la expresión: *me llegó una factura enorme*, como si se tratase de un suceso natural, independiente de las acciones y posibilidad de gestión. Lo cual aleja la posibilidad de control en los consumos de gas o electricidad. Es por ello, que resulta útil saber cómo administrar racionalmente la energía. Existen diversas formas de gestionar el consumo, de modo que los usuarios sepan y puedan tomar decisiones que conlleven a un uso más racional y eficiente.



Cuidar la energía transforma la eficiencia  
en la fuente más económica y deseable.  
En este trabajo describimos iniciativas para concientizar  
a la población sobre sus beneficios.

Así se pueden reducir los costos de las facturas, además de las preocupaciones, sin perder la prestación de los servicios. En otras palabras, es posible contribuir a que los usuarios no se sientan ni sean “rehenes” de las políticas energéticas, ni del mercado, sino que cada uno sepa administrar su energía y pueda decidir sobre sus prácticas. En este sentido, acciones colectivas podrían poner en marcha proyectos de eficientización energética y movilizar la participación activa de los usuarios.

Diversas experiencias se están activando en la Argentina y el mundo para lograr que los usuarios hagan un uso sustentable de la energía<sup>2</sup>. Actualmente existe varias iniciativas

internacionales que trabajan para promover el desarrollo de artefactos de uso domésticos de alta eficiencia, que permitan el acceso a servicios energéticos limpios para las personas más bajos recursos en el nivel global. Estas acciones son estímulos para producir artefactos domésticos que, además de reducir las emisiones de carbono, mejoran la calidad de vida de las personas y contribuyen a un desarrollo sostenible.

Estas iniciativas muestran cómo la población puede gestionar la energía para satisfacer sus necesidades. Un ejemplo local es el proyecto Referentes energéticos barriales (REB) promovido desde la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM)

y organizado por la Fundación Pro Vivienda Social (FPVS)<sup>2</sup> con el apoyo de algunas organizaciones y empresas, como Edenor. Consiste en formar a vecinos de barrios del GBA y otras provincias en la práctica de realizar auditorías energéticas en viviendas y brindar asesoramiento a los vecinos para usar más racional y eficientemente la energía en los barrios donde habitan.

La instrumentación de diagnósticos de consumos residenciales, realizados por los referentes energéticos barriales (REB) y el trabajo en sus barrios, se perfilan como una palanca de cambio en la gestión energética hogareña y un modelo viable de replicar en otras regiones.

## Referentes energéticos barriales

En este proyecto, los referentes energéticos barriales realizan *auditorías energéticas*, miden los consumos de todos los artefactos eléctricos de la vivienda e identifican los más importantes. Las mediciones directas permiten conocer los consumos claves en el sector doméstico, en cada segmento socio-económico. El trabajo tiene dos estrategias, con acciones equivalentes, que se interrelacionan y retroalimentan:

**Estrategia 1.** capacitar estudiantes de Ingeniería en Energía de la UNSAM y otras carreras afines de universidades argentinas en la realización de auditorías energéticas residenciales y gestión eficiente de la energía en el sector doméstico

**Estrategia 2.** capacitar REB a través de un programa de clases virtuales, los participantes fueron originalmente miembros de la Fundación Pro Vivienda Social, a los que se fueron sumando en forma espontánea interesados de otras provincias argentinas. La capacitación se centra en la realización de diagnósticos energéticos de viviendas de distintos barrios del GBA –en general de bajos ingresos– y brindar pautas para la eficientización del uso de la energía en sus viviendas.

En 2019 se capacitaron más de 15 referentes energéticos barriales y actualmente están formándose otros 20 interesados. En 2019, se realizaron más de 100 auditorías en barrios de los partidos de Moreno y Pilar (provincia de Buenos Aires). Allí se regularizaron conexiones eléctricas mediante la instalación de medidores autoadministrados o prepagos llamados MIDE.

A cada familia que se le hizo un diagnóstico energético, también se le hizo una devolución personalizada por escrito, realizada por los REB que participaron voluntariamente del proyecto. Además, la información obtenida por los REB contribuyó a enriquecer una base de datos de consumo doméstico, administrada por la FPVS y los coordinadores del

Consumo promedio (Tot) = 17,9 MWh/año

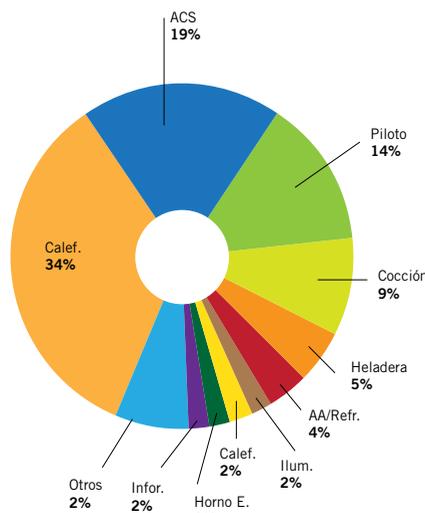


Figura 1. Consumo energético (electricidad y gas) en el sector residencial medido en una muestra de 96 viviendas en 2018-2020. Para una vivienda promedio, conectada a la red de gas natural, en promedio el 23% del consumo energético es eléctrico; y el 77% es de gas. Estas auditorías, en 99 hogares de ingresos medios, fueron realizadas por estudiantes de la UNSAM.

programa de la UNSAM. Los resultados de estos estudios permiten disponer de una “radiografía” muy valiosa de los consumos domésticos en los sectores de ingreso medio (Figura 1) y de bajos recursos (Figura 2).

Un hecho notable es que, tanto en los sectores de ingreso medio (Fi-

gura 1) como en lo de bajos ingresos (Figura 2) existen un conjunto de 6 o 7 *consumos claves*, que constituyen cerca del 85% del consumo de esos hogares. Si se toman medidas de Uso Racional y Eficiente de la Energía, usando racionalmente estos equipos, o con cambio en alguno de ellos por otros más eficientes, es posible reducir estos consumos en un factor 2.

## Estrategias de eficiencia y sostenibilidad

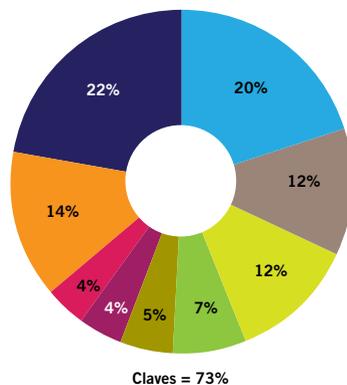
Las auditorías energéticas realizadas por estudiantes y los REB son una suerte de “radiografía” que permiten conocer la “anatomía de los consumos domésticos” en el AMBA.

Algunas de las sugerencias más frecuentes realizadas a los vecinos para reducir sus consumos son las siguientes:

Mejorar la aislación de la envolvente (paredes, techos y aberturas).

- Reducir las infiltraciones de aire, con cintas de carpintero y nylon<sup>4, 5</sup>.
- Optar por una calefacción adecuada y eficiente.
- Regular la temperatura de calefacción con un simple termómetro de pared o regulando los termostatos de algunos equipos.

Consumo eléctrico medio = 6,02 MWh/año



Claves = 73%



Claves = 79%

Figura 2. Consumo eléctrico residencial promedio de una muestra de 102 viviendas de hogares de ingresos medios y bajos, sin acceso al servicio de gas natural por red. El calentamiento de agua se hace principalmente con electricidad. La notación TV+Rad+Electr. indica artefactos de televisión, radio y electrónica. A la derecha se muestran todos los consumos, incluyendo la cocción con el uso de garrapas y electricidad. Los consumos claves constituyen el 79% del total. A la izquierda, se muestran exclusivamente los consumos eléctricos, donde los consumos claves son el 73% del total eléctrico. Estas auditorías, en 101 hogares de ingresos bajos, fueron realizadas por los REB.



facturas energéticas. Las auditorías energéticas contribuyen a realizar un diagnóstico preciso para posibilitar la reducción de los consumos de los usuarios residenciales. La formación de referentes energéticos barriales llena un vacío en los oficios actuales que se espera que pueda tener una mayor demanda en un futuro cercano, con el fin de lograr una sociedad más sostenible. En las figuras 3, 4 y 5 se pueden ver a los referentes energéticos barriales realizando su trabajo en los barrios y entregando los informes escritos a los vecinos, de esta manera ayudan a que los vecinos conozcan sus consumos, sepan qué acciones adoptar para modificarlos y puedan elegir el mejor modo de utilizar sus recursos.

En base a la experiencia adquirida en este proyecto, la Escuela de Ciencia y Tecnología de la UNSAM está organizando una diplomatura de un cuatrimestre de 90 horas para formar Referentes energéticos barriales. La idea central es que su capacitación les permita contribuir a optimizar los consumos energéticos de sus vecinos y de la comunidad en su conjunto.

Iniciativas y acciones que promuevan medidas de uso racional y eficiente de la energía merecen ser difundidas y facilitadas, mediante

Lo mismo se aplica para refrigeración.

- d) En refrigeración, usar en la medida de lo posible ventiladores y climatizadores evaporativos, que consumen menos del 10% que un aire acondicionado, sobre todo cuando las temperaturas no exceden 30 °C.
- e) Adoptar sistemas de calentamiento de agua caliente sanitaria (ACS) con etiqueta A en eficiencia, que minimicen o eliminen los consumos pasivos (pilotos).
- f) Elegir heladeras clase A (o mejor) en eficiencia energética<sup>4</sup>.
- g) Iluminar con tecnología LED de alta eficacia.
- h) Calefaccionar solo los lugares que se necesitan.

## Reflexiones finales

En los hogares argentinos existen 6 o 7 consumos *energéticos claves* que en conjunto constituyen alrededor del 85% del consumo energético total. Aquí se debe poner particular atención para disminuir los consumos haciendo un uso racional y eficiente. Reemplazar algunos equipos (calefón, lámparas, heladeras, etc.) y mejorar la aislación de la envolvente de la vivienda, lograría importantes reducciones en los consumos y las

Frecuentemente, usar equipamiento eficiente tiene un potencial ahorro en electricidad del orden del 50% o superior<sup>4</sup>. Si los consumos se redujeran en factor 2, el gasto monetario en energía se reduciría en un factor mayor, ya que al bajar los consumos se pasa a categoría de usuarios con menor cargo fijo y gasto variable, en la factura de electricidad y/o de gas. En el AMBA, una reducción de un factor 2 en el consumo de energía, puede implicar una reducción factor 3,5 en los gastos de las familias. En algunos casos, se podría reducir aún más el consumo de energía para calentamiento de agua sanitaria con el uso de sistemas solares térmicos<sup>3</sup>.



Figura 3. Los referentes energéticos barriales primero realizan unas auditorías en sus barrios con asistencia y asesoramiento de los estudiantes y docentes de la UNSAM.



Figura 4. Los referentes energéticos barriales realizaron más de 100 auditorías en barrios de los partidos de Moreno y Pilar (Provincia de Buenos Aires).



Figura 5. Devoluciones personalizadas brindadas por los referentes energéticos barriales en cada hogar, orientadas hacia un consumo más eficiente y responsable.

la implementación de políticas públicas. Impulsar la adopción masiva de artefactos menos devoradores de energía favorece además que bajen sus costos. Con equipos más económicos y de menor consumo se pueden llevar los beneficios de la energía a más personas que, a su vez, disminuirían el costo de las facturas. En paralelo se preservarían recursos naturales y se mitigarían las emisiones GEI. De este modo, al mismo tiempo que aumenta la inclusión social, se construye una sociedad ambientalmente más sostenible. Se avanzaría así, en los Objetivos de Desarrollo Sustentable (ODS) en los que la Argentina, en 2015, junto a más de 170 países, se compromete a trabajar.

En conclusión, el uso racional y eficiente de la energía contribuye a mitigar la pobreza y mejorar la calidad de vida de las personas. Las auditorías energéticas en los barrios pueden resultar la herramienta para implementar medidas de eficiencia y sostenibilidad.

## Referencias

1. G. Jacinto, S. Carrizo y S. Gil, «Pobreza energética en Argentina. Ideas para servicios sostenibles en el Norte de Argentino,» Petrotecnia, vol. LVII, n° Junio 2018, 3/18, pp. 26-30, 2018.
2. Efficiency for Access coalition, «Efficiency for Access is a global coalition working to promote high performing appliances that enable access to clean energy for the world's poorest people.,» 2020. [En línea]. Available: <https://efficiencyforaccess.org/>.
3. Wikipedia, «Fundación Pro Vivienda Social (FPVS),» 2020. [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/Fundaci%C3%B3n\\_Pro\\_Vivienda\\_Social](https://es.wikipedia.org/wiki/Fundaci%C3%B3n_Pro_Vivienda_Social).
4. A. Bermejo y Otros, «Por qué renovar la heladera, Eficiencia Energética de refrigeradores.,» Petrotecnia, vol. LIX, n° 6/2018, pp. 58-67, 2018.
5. L. Iannelli y Otros, «Eficiencia en el calentamiento de agua caliente sanitaria en argentina.,» Energías Renovables y Medio Ambiente, ASADES, vol. 39, pp. 21-29, 2017.



## Todo el conocimiento técnico, **ahora en STREAMING**

Los Cursos del IAPG son desde siempre un referente técnico.  
Y en estos meses seguimos innovando.

Y sumamos más cursos a la modalidad Streaming, que ya en 2019 habíamos comenzado a incorporar a nuestra oferta Presencial, In Company y Online.



¡Ya sumamos  
**40 cursos Streaming!**



Continuamos **capacitando exitosamente** a los profesionales de la industria, respondiendo a las necesidades de las empresas



En un escenario tan complejo, **mantuvimos nuestra oferta habitual de cursos de todas las categorías de la industria e incorporamos nuevos**

## ¡Apuntamos a **seguir innovando siempre!**

Para más información solicitarla a [cursos@iapg.org.ar](mailto: cursos@iapg.org.ar)

# Congresos

La nueva realidad que impuso mundialmente el trabajo en cuarentena llevó a repensar la manera de reunirse y capacitarse hasta regresar a la llamada “nueva normalidad”, con un esperable retorno a una mayor y progresiva presencialidad. Las diversas Comisiones del IAPG no son ajenas a este desafío y aprovecharon la oportunidad para realizar de manera *online* los más completos y calificados seminarios, *workshops* y jornadas, como precalentamiento para los Congresos presenciales que seguiremos realizando.





Ciclo de Conferencias

## DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES EN TIEMPOS COMPLEJOS

tar esta pregunta, las charlas programadas incluyen el siguiente temario: el desafío de operar yacimientos en tiempos inciertos, la comercialización de petróleo y gas ante estas mismas circunstancias, la mejora de costos en servicios a pozos: *pulling, wireline, slickline, hot oil/water*; eficiencia en métodos extractivos, eficacia en plantas de tratamiento, gestión energética, transformación digital; y la visión, respectivamente, de las empresas de servicios, de las operadoras, de las provincias y de la cadena de valor en este escenario de precios bajos. Para más información sobre fechas de esta actividad no arancelada: [http://www.iapg.org.ar/web\\_iapg/congresos/iapg-online/iapg-online](http://www.iapg.org.ar/web_iapg/congresos/iapg-online/iapg-online)

### Ciclo de charlas de Magmatismo y sistemas petroleros

Ciclo de charlas 2020

## Magmatismo y sistemas petroleros

COMISIÓN DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS



Con miras al IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG, en el que se impartirá el Simposio de mismo nombre, la Comisión de Exploración del instituto ha desarrollado este ciclo de encuentros sobre Magmatismo y sistemas petroleros. Con una mirada eminentemente técnica y especializada, se proponen temas, como las rocas volcánicas de distintos yacimientos. Para más información sobre fechas de esta actividad no arancelada: [http://www.iapg.org.ar/web\\_iapg/congresos/iapg-online/iapg-online](http://www.iapg.org.ar/web_iapg/congresos/iapg-online/iapg-online)

### Ciclo de conferencias - Desafíos y oportunidades en tiempos complejos

La Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas desarrolló un ciclo de 9 conferencias virtuales, con el objetivo de abordar temas de actualidad, relacionados con las operaciones en campos hidrocarburíferos, en el marco de la coyuntura actual, caracterizada por bajos precios y reducida demanda, sumado al efecto del covid-19.

El nuevo escenario de precios bajos de los hidrocarburos, reducida demanda, sumado al efecto del covid-19 ha obligado a replantear las estrategias en las empresas operadoras, compañías de servicios, como en el resto de los distintos segmentos de la cadena de valor del sector, y preguntarse: ¿cómo seguir? Para ayudar a contes-

### Ciclo 2020 de Conferencias de exploración y desarrollo

Bajo el lema “Compartir experiencias, ampliar las miradas”, para estos tiempos desafiantes la Comisión de Exploración y Desarrollo del IAPG abre un nuevo canal de comunicación para compartir conocimientos y facilitar el intercambio de experiencias de los grandes temas de la Exploración argentina, mediante una serie de conferencias virtuales, con enfoque multidisciplinario.

## Ciclo de Conferencias 2020 Exploración y Desarrollo "Compartir experiencias, ampliar las miradas"

COMISIÓN DE  
EXPLORACIÓN Y DESARROLLO  
DE HIDROCARBUROS



Los temas que se incluyen en esta serie de encuentros son los siguientes: el *offshore* y la evolución de las cuencas mesozoicas y apertura del Atlántico Sur, el impacto de las geociencias en el rejuvenecimiento de campos maduros, los aspectos regionales de Vaca Muerta analizada desde la geomorfología y caracterización sísmica de reservorios y ambientes deposicionales de la roca madre, o desde su caracterización geoquímica; la aplicación de técnicas de estratigrafía sísmica con ejemplos de Cuenca Austral y Cuenca Neuquina, entre otros. Para más información sobre fechas de esta actividad no arancelada: [http://www.iapg.org.ar/web\\_iapg/congresos/iapg-on-line/iapg-on-line](http://www.iapg.org.ar/web_iapg/congresos/iapg-on-line/iapg-on-line)

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



En preparación al congreso que se realizará más adelante (ver en estas mismas páginas), la Comisión de Integridad va anticipando los grandes temas que se refieren al mantenimiento de ductos y toda la temática relativa a esa disciplina.

El temario va desde los desafíos a la integridad de tuberías de conducción soterradas (mecanismos de daño y fallas; estudios y mitigación); cambio de paradigma en el desarrollo de aceros al C de uso estructural con resistencia mecánica y tenacidad mejorada; integridad de las

tuberías de ERFV y su relación con los mecanismos de daño y guía de selección de tecnologías para la recuperación de integridad de pozos con *casing* roto.

Para más información sobre fechas de esta actividad no arancelada: [http://www.iapg.org.ar/web\\_iapg/congresos/iapg-on-line/iapg-on-line](http://www.iapg.org.ar/web_iapg/congresos/iapg-on-line/iapg-on-line).

## Ciclo de Encuentros de la Comisión de geotecnología e informática

La tecnología e innovación penetran transversalmente a toda la industria, hoy son imprescindibles para proyectar nuestra industria hacia el futuro. En estas charlas buscamos conocer los últimos avances en tecnología informática, estrategia de datos, digitalización, simulación e innovación y las habilidades y competencias requeridas para utilizar todos estos recursos en su conjunto en una industria cada vez más competitiva y desafiante.

**3° Encuentro**

Ciclo de charlas Comisión de Geotecnología e Informática

### ¿Una Agencia Nacional de Hidrocarburos en Argentina?

04 de diciembre | 11:00 HS

**Expositora:**  
Isabel Pariani (Socia personal)

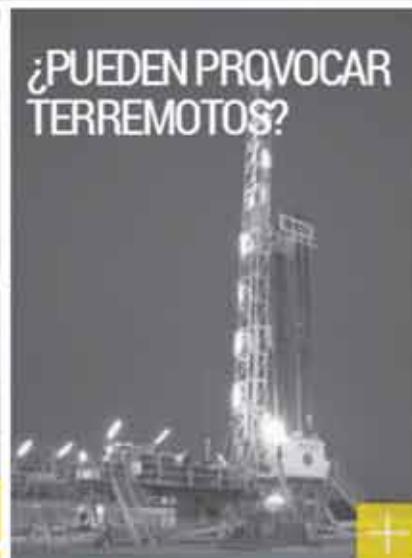
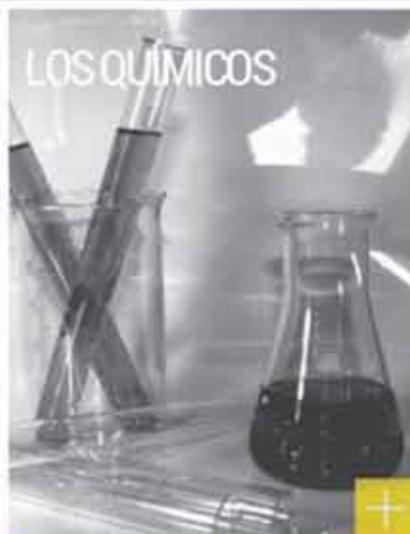
**Moderadora:** Verónica Tito

Agradecemos el auspicio de las siguientes empresas:

# Buscá todo sobre el shale en nuestra web



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUIMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



NOTICIAS

14/01/2014

**Vaca Muerta: inician plan de vigilancia ambiental**

Tomaron las primeras muestras en cursos de agua. Resultados alentadores.

< >



**¿Sabías que?**

Que la formación Vaca Muerta aparece a distintas profundidades e, incluso, en algunas regiones aflora sobre la superficie, pero que por cuestiones físicas sólo pueden explotarse los hidrocarburos que contiene a

< >



## 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 DE LA INDUSTRIA

## TGS logra un acuerdo con Oilstone por servicios midstream

TGS y Oilstone firmaron un acuerdo por siete años para que TGS brinde sus servicios de compresión y acondicionamiento de gas natural, desde su planta de acondicionamiento en Plaza Huincul, consolidando así su rol como *midstreamer* en la provincia del Neuquén.

El acuerdo con Oilstone, incluye servicios por un volumen que podrá llegar a los 300.000 m<sup>3</sup>/día de gas natural, al sumar el desarrollo de obras de recuperación y la optimización de infraestructura necesarias para efectivizar la llegada, el ingreso y la medición del gas a la planta Plaza Huincul de TGS.

Este convenio permitirá agregar valor a la producción de hidrocarburos, en la cual Oilstone actúa como operador. Abarca la prestación de servicios a la producción de gas natural de las concesiones Cerro Bandera, de la que Oilstone es titular del 100% de la concesión, y Puesto Cortadera y Portezuelo Minas, concesiones que forman parte de la UTE Dorsal, conformada por Gas y Petróleo del Neuquén S.A. y Oilstone.

“Este acuerdo de trabajo conjunto profundiza aún más la visión del negocio de TGS, proyectado en ser un socio estratégico para proveer servicios a toda la cadena de valor del gas natural. En un momento de tanta incertidumbre, generamos alianzas con empresas líderes, que nos consolidan como una empresa de servicios integrados, y nos permite promover el desarrollo y el trabajo de mano de obra local de pequeñas y medianas empresas instaladas en Neuquén”, afirmó Oscar Sardi, CEO de TGS.

Diego Garzón Duarte, CEO de Oilstone celebró el acuerdo alcanzado con TGS, una empresa con gran



trayectoria y experiencia en el negocio del gas natural. “Este acuerdo permitirá a nuestra compañía poder continuar el sendero de crecimiento de producción constante que hemos venido desarrollando desde nuestros comienzos”, aseguró.

Para el inicio de las operaciones, el área de servicios de TGS realizó las obras de infraestructura necesarias acordadas y la prueba hidráulica de un gasoducto de captación de Oilstone, que vincula las áreas de explotación con la Planta Plaza Huincul. Ambas acciones se llevaron a cabo de forma exitosa y en un plazo menor al previsto originalmente, lo que posibilitó adelantar la fecha de ingreso del gas natural.

## Plan Gas: Pampa Energía es el tercer mayor oferente en la Cuenca Neuquina

A partir del 1 de enero de 2021, la compañía fue adjudicada y se comprometió a inyectar un volumen base de 4,9 millones de m<sup>3</sup>/día de gas a un precio medio anual de US\$3,60 por millón de BTU por los próximos cuatro años en el marco del “Plan Gas Ar”.

Con un incremento de más del 20%, Pampa es la empresa con mayor crecimiento de producción ofrecida entre inyección base y período invernal y figura en el top 5 en el nivel nacional y tercera en la Cuenca Neuquina en cuanto a volúmenes ofertados.

Además, Pampa es uno de los tres únicos productores que ofreció un volumen adicional durante el período invernal, habiéndosele adjudicado 1 millón de m<sup>3</sup>/día a un precio de US\$4,68 por millón de BTU.



### MEJORA SUSTANCIAL EN LA PRODUCCIÓN Y PRECIOS DE GAS DE PAMPA





Este incremento en la producción resulta indispensable para acompañar la alta estacionalidad de la demanda argentina, reduciendo importaciones de gas desde el exterior, combustibles alternativos y morigerando el uso de reservas en moneda extranjera.

Es de destacar que el posicionamiento viabiliza el fuerte compromiso inversor de Pampa en el sector, que alcanzará aproximadamente US\$250 millones durante los cuatro años del Plan Gas.Ar.

Esta inversión, en adición a los 350 millones de dólares invertidos en la ampliación de la Central Termoeléctrica Genelba en junio de este año y los 200 millones de dólares que se destinarán al cierre del Ciclo Combinado de la Central Termoeléctrica Enseñada Barragán, forman parte del ambicioso plan de Pampa Energía de focalizar sus inversiones en la generación de energía y en la exploración y producción de gas.

Pampa Energía es la sexta productora de hidrocarburos de Argentina y la tercera en la Cuenca Neuquina. Está presente en 13 áreas de producción, 5 áreas de exploración de gas y petróleo en las cuencas hidrocarburíferas más importantes del país (Neuquina, San Jorge y Noroeste) y opera en el 8% de la superficie de Vaca Muerta. Cuenta con una producción aproximada de 5.000 barriles por día de petróleo y de 7.3 millones de m<sup>3</sup> de gas por día (en participación) aproximadamente.



tenibilidad. Asimismo, busca fomentar la discusión sobre la importancia de las energías limpias y enfatizar la oportunidad que el nuevo contexto ofrece al mundo para acercarnos a las metas establecidas en el Acuerdo de París.

Citando estadísticas de la International Energy Agency (IEA), en la última década mientras Uruguay aumentó su oferta de generación de origen renovable en alrededor del 114%, Chile lo hizo en un 84%, Perú en un 70%, Brasil en un 60%, Colombia en un 33%, y la Argentina en un 28%. En contraste, el incremento en la oferta de generación de origen fósil durante el mismo período fue –siguiendo el mismo orden de países, del 36% (URU), 59% (CHL), 73% (PER), 16% (BRA), 4% (COL) y 16% (ARG). En todos los casos, exceptuando tal vez a Perú, el aumento en la capaci-

---

## Informe KPMG: “Descarbonización y Energías Renovables en América del Sur”

Aunque el freno impuesto por la pandemia redundará en magros desempeños para la mayoría de los sectores productivos en el nivel global, el energético será uno de los más afectados, desde que la crisis sanitaria ha impactado en proporciones similares a todas las etapas de su cadena de valor.

El informe “Descarbonización y Energías Renovables en América del Sur” de KPMG América del Sur, analiza el camino que la región de América del Sur viene siguiendo en materia de inversiones e incorporación de fuentes renovables a su oferta de energía, impulsada por el firme objetivo que tienen sus gobiernos y empresas de contribuir a la agenda global de descarbonización, uso eficiente de la energía y sos-



dad de generación renovable ha sido sustancialmente mayor al de origen fósil.

### Algunos puntos de interés

El sector energético es uno de los más afectados por la crisis sanitaria, desde que ha impactado en proporciones similares a todas las etapas de su cadena de valor.

- La demanda de carbón fue una de las más impactadas por la crisis desde que China, una economía que depende fuertemente de este commodity, fue uno de los países más afectados en la fase inicial de la pandemia (a lo que se sumó una mayor competitividad en los precios del gas, el petróleo, y las energías renovables). A esta le siguió la demanda de petróleo y gas, por la recesión en la que ingresaron los países de altos ingresos y la inédita reducción de la actividad en los sectores del transporte y la aviación; finalmente, la de consumo eléctrico.
- A pesar de este declive sectorial, la abrupta caída de las emisiones contaminantes de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) puede contabilizarse como una de las principales externalidades positivas. Mientras en el nivel global, la caída en las emisiones podría acercarse al 8% a fines de 2020 (se volvió así a los niveles de emisión registrados una década atrás), en América del Sur podrían ser mayores y del orden del 12%.
- Si bien en la última década las energías renovables han ganado participación en la capacidad total instalada de generación eléctrica en América del Sur (entre 2010 y 2019, estas fuentes incrementaron su capacidad de generación en un 50%, al pasar de 147 millones de kW a acercarse a los 220 millones de kW), la región necesitará en esta nueva etapa implementar políticas orientadas a fomentar la inversión privada en estas energías, para poder reemplazar lo que las finanzas públicas no podrán realizar.
- Para ello, serán cruciales las medidas conducentes a levantar las barreras comerciales y los controles al movimiento del capital, de manera de favorecer los flujos de comercio en un escenario de caída en los precios internacionales de los productos básicos y, al mismo tiempo, mejorar la atractividad de la región a la inversión privada.
- Asimismo, las dificultades que enfrenta el sector petrolero (caída de precios), la tendencia descendente y acelerada en los costos de generación de energía a partir de fuentes renovables, y su prioridad en el despacho e incorporación en los sistemas energéticos, conforman, junto a una mayor presión social vinculada al cuidado del medioambiente, un marco de impulso para el desarrollo de estas fuentes de energía, que podría facilitar la transición hacia una economía regional más productiva, baja en carbono y sustentable.

Para leer el informe completo ingresar a <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/co/sac/pdf/2020/12/descarbonizacion-y-energias-renovables-en-america-del-sur-esp.pdf>

## Schneider Electric: innovando en aguas misteriosas

Una columna de Emmanuel Lagarrigue, Vicepresidente Ejecutivo de Innovación de Schneider Electric. ¿Qué pasaría si los piratas, que se mueven rápido y se arriesgan, tienen los recursos de la marina cuando es necesario? Juntos, serían imparables.

Uno de los mitos más grandes en los negocios hoy en día es que la verdadera innovación solo proviene de pequeñas empresas emergentes, aquellas que pueden ser ágiles y tomar riesgos sin tener que preocuparse por ofrecer valor inmediato a los accionistas. Desde hace tiempo se entiende que la innovación dentro de una gran empresa pública es notoriamente difícil.

Pero eso no significa que las grandes empresas no puedan innovar. De hecho, un estudio reciente de IBM encontró que el 72% de los directores de innovación dijeron que las organizaciones más grandes, no los nuevos entrantes, están liderando la disrupción en sus industrias. Solo el 22% dijo que las nuevas empresas están impulsando el cambio.

Si bien las grandes empresas pueden innovar, hay muchas que simplemente no saben cómo hacerlo bien, o simplemente no saben por dónde empezar. Cuando una empresa se desempeña bien, lidera el mercado y obtiene beneficios saludables para los accionistas, puede ser difícil mirar más allá de las ganancias y del negocio actual para anticipar las amenazas externas de interrupción.

McKinsey estima que para 2027, el 75% de las compañías actuales de S&P 500 desaparecerán. Las interrupciones del mercado a menudo ocurren más rápido de lo previsto. Tomemos, por ejemplo, Netflix, que reemplazó el alquiler de videos en aproximadamente 10 años, más rápido de lo que cualquiera podría haber anticipado.

### Las grandes empresas están cambiando su forma de innovar

Ya no es suficiente que las grandes empresas confíen en la innovación y la eficiencia para hacer crecer su negocio principal. Las empresas deben cambiar la forma en que innovan, y esto requiere un cambio en las prioridades y en la visión a largo plazo. Tradicionalmente, las grandes empresas no han tenido que mirar hacia afuera para resolver los problemas de los clientes. Pero en el mundo disruptivo de hoy, la clave para una innovación exitosa se basa en la creación de un ecosistema de socios (por ejemplo, capitalistas de riesgo, empresarios, gobierno y academia) que puedan trabajar juntos para crear ideas y desarrollar soluciones. Ya no es suficiente que las grandes empresas confíen en la innovación incremental para crecer. Las empresas deben cambiar la forma en que innovan, con una visión a largo plazo.

### Los piratas y la marina: una alegoría muy valiosa

Steve Jobs dijo una vez que es preferible ser un



pirata que alistarse en la marina, ya que los piratas pueden evitar la burocracia, actuar de manera independiente y asumir riesgos, mientras que la marina tiene reglas estrictas que seguir.

Si bien es importante hacer crecer el negocio principal, las empresas deben buscar simultáneamente una segunda vía más rápida. Para interrumpirse o crear algo completamente nuevo en el mercado, deben reconocer las limitaciones de la organización e innovar al límite con socios externos.

La colaboración con empresarios e instituciones externas puede dar a las grandes empresas la capacidad de convertirse en innovadores líderes en su campo. Los emprendedores aportan ideas disruptivas y agilidad, y las grandes empresas aportan sus profundos conocimientos, recursos y canales para probar y escalar ideas. Innovar en el límite requiere tiempo para comenzar a mostrar rendimientos positivos. Y para las grandes empresas públicas, la innovación a largo plazo puede ser un desafío: puede llevar de 5 a 7 años construir una nueva empresa y, estadísticamente, solo el 2% de estas se convierten en unicornios.

### **Pasos concretos para impulsar la innovación**

#### **Mostrar el valor de la colaboración de inicio**

Fomentar un ecosistema colaborativo más amplio es un escenario beneficioso para las nuevas empresas y las grandes empresas. Al asociarse con empresas de cartera en proyectos de innovación, las empresas pueden acelerar la velocidad de comercialización, llenar un vacío de oferta o crear eficiencias que tengan resultados tangibles.

#### **Probar en nuevos mercados para obtener conocimientos únicos**

Capturar los conocimientos del mercado y fallar más rápido son beneficios clave de trabajar con compañías externas. Las empresas incubadas pueden llegar al mercado, probar y pivotar modelos de negocio mucho más rápido que un proyecto lanzado por el negocio principal. Los programas de innovación externa pueden proporcionar información de mercado más precisa que los consultores, particularmente en tiempos de interrupción, cuando los analistas tradicionales pueden perder la marca.

### **Empresa conjunta para ganar tracción más rápido**

Hasta el 90% de las nuevas empresas fracasan, pero la tasa de mortalidad de las empresas conjuntas es considerablemente menor (40 al 60). Respaldados por los recursos y el reconocimiento de marca de las empresas matrices, las empresas conjuntas pueden ganar tracción mucho más rápido que una nueva startup. Por ejemplo, en 2019, Schneider Electric, lanzó AlphaStruxure con Carlyle Group para cambiar el modelo de negocio mediante el cual se financian, construyen y operan las infraestructuras.

AlphaStruxure diseña, construye, posee y opera sistemas de energía descentralizados que brindan sostenibilidad, confiabilidad, resiliencia y ahorros a largo plazo. Esto al ofrecer un modelo de Energía, como Servicio (EaaS), permite a los clientes estabilizar los costos de energía a largo plazo y actualizar los sistemas críticos de energía sin inversión de capital. Al trabajar en un mercado con ciclos de ventas notoriamente largos y clientes reacios al riesgo, esta empresa conjunta ya cuenta con una sólida cartera de proyectos.

### **El éxito de la marina depende de la colaboración con piratas**

Algunas personas todavía creen que solo dos personas en un garaje pueden innovar y perturbar una industria, las grandes empresas están mejorando en innovar e interrumpirse a sí mismas. El secreto radica en tener una visión a largo plazo sobre la innovación, que va más allá de las cuatro paredes de la empresa. Esto significa colaborar con socios externos, asumir riesgos y tener el tiempo para experimentar y, sobre todo, estar de acuerdo con fallar con frecuencia. El éxito de la marina a largo plazo puede depender de la colaboración con piratas.

---

### **Premios a empresas en el Programa de Cuidado Responsable del Medio Ambiente de CIQyP**

En el marco de la última reunión del año de la Comisión de Asuntos Ambientales de la Cámara de la Industria Química y Petroquímica (CIQyP®), la entidad llevó adelante la entrega de los distintos reconocimientos a aquellas empresas que tuvieron un destacado cumplimiento del Programa de Cuidado Responsable del Medio Ambiente (PCRMA®) durante 2019.

La reunión estuvo a cargo del Ing. Rolando García Valverde, líder de Desarrollo Sustentable y Medio Ambiente de la CIQyP® y responsable PCRMA®. El Programa es una iniciativa que puede ser adoptada voluntariamente por cualquier empresa relacionada con la producción, el almacenamiento, la distribución y el tratamiento de productos químicos. La selección se realizó en función de los puntajes obtenidos.

dos por las empresas de acuerdo con el sistema de medición que tiene el PCRMA®.

Estos fueron los destinatarios de los premios entregados por la entidad:

- MEJOR DESEMPEÑO - EVONIK METILATOS S.A. (PGSM) (Gral. San Martín, Santa Fe).
  - MEJOR DESEMPEÑO - EL PORTEADOR S.R.L. (Florencio Varela, Buenos Aires).
  - MEJOR EVOLUCIÓN - NOURYON CHEMICALS ARGENTINA S.A.U. (San Lorenzo, Santa Fe).
  - MEJOR EVOLUCIÓN - ZARCAM S.A. (Zárate).
- Además, se entregó un “Reconocimiento Especial” a la “Cámara Argentina del Transporte Automotor de Mercancías y Residuos Peligrosos (CATAMP)” por el “Apoyo y Aporte” al Programa de Cuidado Responsable del Medio Ambiente®.

En el cierre del encuentro el Ing. García Valverde de la CIQyP® enfatizó que “a pesar de haber transitado un año complejo, debido a la pandemia provocada por el covid-19, el compromiso de las empresas frente al Programa ha seguido intacto durante 2020 en cuanto a las empresas adheridas y las certificaciones logradas. Nos enfrentamos a un 2021 que, de alguna manera, va a mezclar desafíos que tenemos que equiparar con 2019 y a su vez, lograr un crecimiento y aprendizaje de lo que nos dejó 2020”.

Y finalizó diciendo “nosotros estamos mirando atentos a lo que está ocurriendo a nivel mundial en el sector para adaptar el PCRMA® a los nuevos desafíos para que el Programa siga vigente bajo las condiciones de Industria y Transporte”.

## Nueva gerente de Seguridad, Higiene, Medioambiente y Calidad de Atlas Copco Argentina

Atlas Copco Argentina nombra a Verónica Lentino como Gerente de Seguridad, Higiene, Medioambiente y Calidad. En su rol en Atlas Copco, tendrá a su cargo la implementación de los programas y las políticas generales del sector. Por otra parte, con su excelente conocimiento del área contribuirá al cuidado de los empleados y a la máxima eficiencia en los procesos.

Atlas Copco trabaja continuamente para reforzar la cultura de seguridad y bienestar. Para ello, utiliza el concepto de pirámide de seguridad que ayuda a la organización a tomar medidas correctivas y mantener un enfoque preventivo ante situaciones diversas. “La incorporación de Verónica a nuestro equipo seguirá afianzando nuestro crecimiento sustentable y nuestra cultura de la seguridad y la salud, a la vez que potenciará los esfuerzos para convertirnos en un gran lugar para trabajar”, afirmó Pablo Adaniya, Director General, Atlas Copco Argentina.

Lentino cuenta con 14 años de experiencia y ha desarrollado su carrera profesional en diversas indus-



trias de la Argentina. Entre ellas, Unilever donde se desempeñó como Jefa de Seguridad e Higiene durante siete años. También, ha formado parte de LEA –Leza, Escriña y Asociados S.A.–, Phillips Morris, Linde Gas y Edesur S.A.

Es graduada en Ingeniería Ambiental por la Universidad Católica Argentina.

## Central Puerto habilitó el Parque Eólico La Genoveva I en Bahía Blanca

Central Puerto, empresa líder en la producción de energía eléctrica en el nivel nacional, habilitó comercialmente el Parque Eólico La Genoveva I, tras la puesta en marcha de los 21 molinos de viento que conforman el parque. Así la compañía completa la primera etapa de expansión en su oferta de generación renovable, con una fuente totalmente de origen eólico.



Este nuevo parque eólico de Central Puerto representa una inversión de más de 123 millones de dólares, concretada tras meses de trabajo en su construcción durante 2019 y 2020. Con una potencia de 88,20 MW (a razón de 4,2 MW cada molino). La Genoveva I, ubicado en el kilómetro 705 de la Ruta Provincial 51, contará con una producción estimada anual de 368 GWh, lo suficiente para abastecer a 95.600 hogares. Esto a su vez significará una reducción estimada de emisiones de carbono de 242.000 TN por año.

“Lo más destacable de esta habilitación es que casi la mitad de la inversión se concretó durante 2020, en un contexto de pandemia, con las implicancias operativas, económicas y financieras que conlleva en el nivel global. Es un claro ejemplo del compromiso de Central Puerto con el desarrollo sustentable de la Argentina a largo plazo y la seguridad energética de usuarios e industrias”, afirmó Jorge Rauber, Gerente General de Central Puerto.

El proyecto se concretó con un financiamiento de US\$76,1 millones, en un plazo de 15 años, otorgado mediante la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Banco Mundial. Además, empleó a 450 trabajadores de manera directa e indirecta durante los meses que implicó su construcción.

Con la puesta en marcha de este parque se da cumplimiento a la primera etapa del plan de inversiones de Central Puerto en el sector de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, que implicó el desarrollo de los Parques La Castellana, Achiras, Manque, Los Olivos, La Genoveva I y II, todos ellos sumando en su conjunto de 374 Mw de nueva generación eléctrica para el país y que requirió una inversión total en esta primera etapa de desarrollo de US\$483 millones.

## Pampa Energía realizó el cierre de sus prácticas profesionalizantes 2020

Este año, 230 estudiantes del último año de las escuelas técnicas de las provincias de Buenos Aires, Neuquén, Mendoza, Salta y Santa Fe compartieron sus experiencias y participaron durante ocho semanas de talleres interactivos, diseños de proyectos y otras tareas relacionadas a las actividades de la compañía.

Durante los encuentros virtuales, los participantes pudieron conocer cómo funciona una empresa del nivel de Pampa, adquirir conocimientos sobre la producción de energía, la seguridad industrial, los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas y cómo prepararse para su primer empleo, entre otros temas. Además, realizaron visitas guiadas virtuales a diferentes activos de la compañía para conocer sus operaciones.

Junto a los estudiantes, más de 100 voluntarios de Pampa formaron parte del programa como mentores y talleristas de los estudiantes secundarios, y fueron 111 participaciones voluntarias en total, internas y externas.



El cierre final de la actividad contó con la presencia virtual de la ministra de Educación de Neuquén, Cristina Storioni, el director ejecutivo del Instituto Nacional de Educación (INET) Diego Golombek, el presidente de Pampa Energía y Fundación Pampa, Marcelo Mindlin, y el director ejecutivo de Exploración y Producción de la compañía Horacio Turri, entre otras autoridades nacionales y de cada una de las provincias involucradas.

Allí, Marcelo Mindlin agradeció el compromiso de todos los presentes y del equipo de la Fundación Pampa liderados por su director Pablo Díaz y afirmó: “este programa es nuestro granito de arena para ayu-



## SECCIÓN SERVICIOS

### Profesionales & consultores



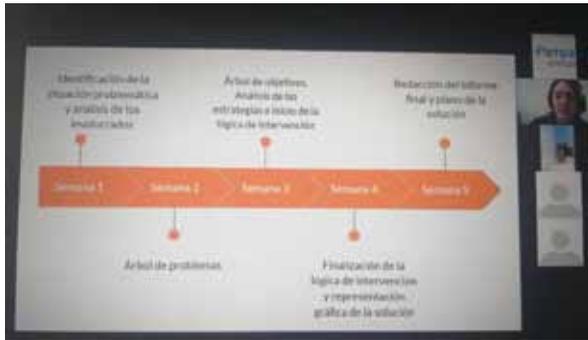
Incluidos en el Registro de Auditores y Certificadores de Reservas de la Secretaría de Energía

<p><b>Alejandro Gagliano</b> agagliano@gigaconsulting.com.ar</p> <p><b>Hugo Giampaoli</b> hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar</p>	<p>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</p>
--	--

### Promocione sus actividades en **Petrotecnia**

Los profesionales o consultores interesados podrán contratar un módulo y poner allí sus datos y servicios ofrecidos.

Informes: Tel.: (54-11) 5277-4274  
Fax: (54-11) 4393-5494  
E-mail: [publicidad@petrotecnia.com.ar](mailto:publicidad@petrotecnia.com.ar)



dar a que los estudiantes puedan dar ese paso que existe entre la escuela y el primer empleo”. Por su parte Diego Golombek dijo que “es extraordinario lo que viene haciendo Pampa, y especialmente este año tan particular, en el que se adaptaron en poco tiempo de manera exitosa”.

Por último, Cristina Storioni destacó que “este tipo de articulaciones público-privadas son muy importantes y por ello agradezco a Pampa por el gran trabajo que llevan adelante”.

Pampa Energía, a través de su Fundación, realiza las prácticas profesionalizantes con estudiantes del último año de escuelas con las que se vincula a partir de otros programas. Entre 2017 y 2019, más de 660 estudiantes secundarios realizaron prácticas profesionalizantes, sumando 21.185 horas de práctica, de los cuales el 69% eran becarios del programa de acompañamiento a las trayectorias educativas. En los años anteriores se realizaron de manera presencial en los activos de la compañía, y debido al contexto de pandemia de este 2020, se logró la continuidad de las actividades, adaptando el formato a un modo virtual.



**International Bonded Couriers**

- Courier Internacional y Nacional
- Cargas Aéreas y Marítimas
- Servicio Puerta a Puerta

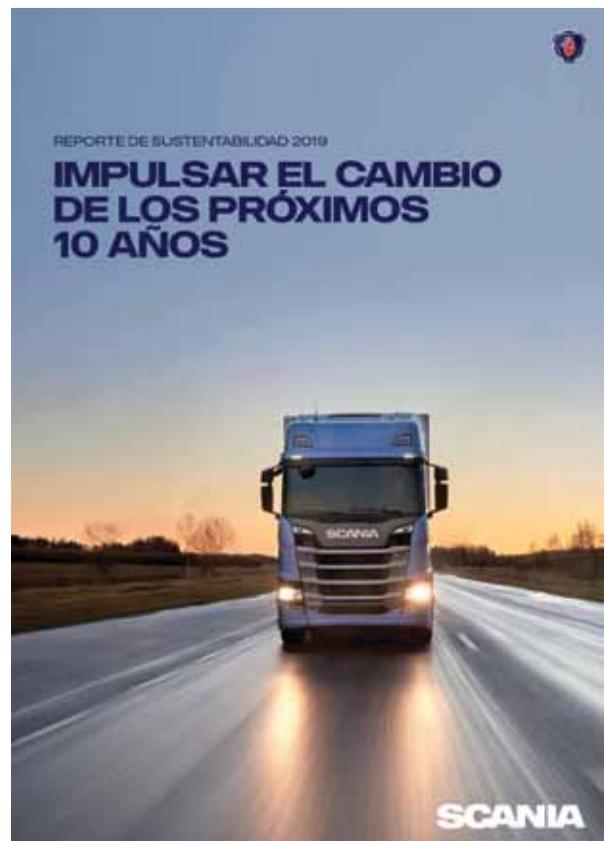
Bartolome Mitre 1612 PB c.p. (1037) - Capital Federal  
 Tel. 0810-3450-422 desde el ext. +54 (11) 4381-7575  
 E-mail: [ventas@ibcinc.com.ar](mailto:ventas@ibcinc.com.ar) - web: [ibcinc.com.ar](http://ibcinc.com.ar)

## Scania argentina lideró las ventas del segmento pesados en 2020

Scania Argentina presentó su segundo reporte de sustentabilidad y sus resultados de ventas del año, cuyo principal hito es el liderazgo del *market share* del segmento de pesados (300 HP) con un 31%. En un 2020 signado por la pandemia, la terminal de origen sueco sostuvo su compromiso con el desarrollo de un transporte más sustentable y eficiente.

A comienzos de marzo, Scania lanzó en la Argentina su línea Green Efficiency, compuesta por camiones, buses y motores diseñados para funcionar con combustibles alternativos como el gas y el biogás, que disminuyen las emisiones contaminantes en hasta un 20% y reducen los costos operativos en un 40%.

Con el eje transversal en la sustentabilidad, se presentó el segundo reporte que pone el foco en cinco pilares: innovación, alianzas, comunidad, modo de hacer y quiénes somos. Es el primer reporte que Scania realiza alineado a la metodología GRI (Global Reporting Initiative), una herramienta de planificación, medición y evaluación que tiene como objetivo que las organizaciones comuniquen sus avances e impactos en aspectos sociales, económicos y ambientales. Además, es el primer reporte luego de que la firma se convierta en parte de la Mesa Directiva de la Red Argentina del Pacto Global de Naciones Unidas.





Si bien se reportan datos e información de 2018 y 2019, el enfoque del reporte está puesto en el futuro y en cómo serán los próximos 10 años del transporte sustentable para Scania con la innovación, conexión, digitalización y conectividad como aliados.

Además de liderar en ventas de camiones pesados, Scania lideró el segmento de buses interurbanos y larga distancia con el 45% del *market share*. Respecto de las ventas de vehículos a gas, la marca vendió 50 camiones de la línea Green Efficiency, propulsados a GNC y GNL. Otra gran protagonista fue la flota del programa Demo Trucks que en 2020 realizó 120 pruebas, de las cuales un 25% fueron con vehículos propulsados a GNC.

En materia de contratos la marca comunicó que en 2020 se vendieron 3.700, lo que representa un crecimiento de un 20% con respecto al año anterior, además continuó con la expansión de los talleres instalados en las operaciones de sus clientes, en la actualidad hay 10 CWS instalados en el país y alcanzó los 14.000 vehículos conectados al Sistema de Gestión de flotas. En ese sentido, Scania destacó que más del 60% de los vehículos OKM fueron vendidos con contratos.

Por otro lado, un 40% de las operaciones se cerraron con financiación propia de la compañía, lo que también refleja la importancia de esta herramienta disponible.

Con respecto a la operación industrial, Andrés Leonard, CEO de Scania Argentina, destacó: "Frente a un contexto tan particular, Scania dirigió sus esfuerzos a la aplicación de protocolos sanitarios en su fábrica de Tucumán, lo que trajo como resultado ser la primera automotriz en retomar las operaciones", y agregó: "Se cierra un gran año porque, además de haber recibido en la planta de Colombes la visita del presidente de la Nación, en el primer semestre firmamos el acuerdo de energías renovables, lo que significa que estamos empleando energías limpias en todo el país".

## Nuevo director general en Transener

El Ing. Pablo Tarca asume como nuevo Director General de Transener S.A. y Transba S.A., en reemplazo del Ing. Carlos García Pereira, quien comenzó su proceso jubilatorio.

Pablo Tarca es ingeniero electromecánico y llega al nuevo cargo luego de una extensa y reconocida carrera en la compañía, donde se desempeñó como Director Técnico durante los últimos nueve años.

Representa un gran logro poder promover un candidato interno y confirmar que como Compañía continuamos siendo capaces de desarrollar el talento necesario para cubrir las posiciones más relevantes de la empresa.

Pablo es un excelente profesional, con una enorme capacidad de liderazgo, conocimiento técnico profundo y del sector eléctrico en general.

Agradecemos la gestión desarrollada por Carlos García Pereira, quien trabajó durante 27 años en la empresa y desde 2007 se desempeñó como máximo responsable ejecutivo de la compañía.

En estos años siempre demostró un enorme profesionalismo, capacidad técnica y compromiso personal para lograr que Transener y Transba brinden un servicio de máxima calidad absolutamente esencial para la sociedad.



# NOVEDADES DEL IAPG



## Entregaron los Premios de la industria del petróleo y del gas 2020

El tradicional Almuerzo del Día del Petróleo que el IAPG y otras ocho entidades celebran cada año junto a unas 1.500 personas, para reunir a los protagonistas de la industria, lógicamente no pudo realizarse de manera presencial este año.



Pero aun con ánimo de homenajear al sector, se realizó, a través de un video que puede verse en el canal de YouTube del IAPG, que contó con el discurso del presidente del IAPG, Ernesto López Anadón, luego una muestra de la actividad de las industrias en estos meses de contexto covid-19, y para cerrar impartió unas palabras del Secretario de Energía de la Nación, Darío Martínez.



Las entidades son el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH), la Cámara de la Industria del Petróleo (CIP), la Cámara Argentina de la Energía (CADE), la Cámara de Empresas de Operaciones Petroleras Especiales (CEOPE), la Asociación de Distribuidores de Gas (ADIGAS), la Cámara de Em-

presas Argentinas de Gas Licuado (CEGLA), la Society of Petroleum Engineers - Sección Argentina (SPE) y el Club del Petróleo de Buenos Aires.

Además, se anunciaron los premios que concede la Industria en varias categorías, que fueron los siguientes:

### Premio IAPG 2020 a la Gestión de las Personas en la industria del Petróleo y del Gas



- **Ganador:** Pan American Energy: Proyecto “La distancia nos acerca”
- **Mención especial:** YPF S.A.: Proyecto “Modelo de aprendizaje y formación YPF”
- **Mención especial:** Oleoductos del Valle - OLDELVAL: Proyecto: “Felicidad y bienestar personal, familiar y laboral”

### Ganadores del Premio de Seguridad 2020



- **Premio a empresas de servicios:**  
A - EVANGELISTA S.A. (AES.A). UN - Unidad de Negocios Perforación y Work Over
- **Premio a empresas transportistas:** YPF S.A.
- **Premio a empresas de construcción e ingeniería:** A - EVANGELISTA S.A. (AES.A). UN - Unidad de Negocios Fabricación y Proyectos Industriales
- **Premio a empresas distribuidoras:** Axion Energy Argentina S.A.
- **Premio a empresas productoras:** Chevron Argentina S.R.L.
- **Premio a empresas refinadoras:** Axion Energy

### Premios anuales de la Society of Petroleum Engineers - SPE 2020



- **Legion of Honor SPE 2020**  
Alejandro Luppi
- **Distinguished Membership SPE 2020**  
Rubén Caligari

Para ver el video se puede acceder en el siguiente enlace: <https://www.youtube.com/user/IAPGinfo>

# Calendario de cursos IAPG 2021

## Cursos streaming

### Mayo

- 11 al 14: Auditoría y Control en Empresas de Oil&Gas  
Instructor: *R. Campo*
- 17 al 21: Protección contra Descargas Eléctricas y Puesta a Tierra  
Instructor: *D. Brudnick*
- 31 de mayo al 4 de junio: Introducción al Project Management en Empresas de Oil&Gas  
Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

### Junio

- 9 al 11: Gestión de Integridad de Ductos  
Instructores: *E. Carzoglio y S. Río*
- 14 al 18: Válvulas Industriales  
Instructor: *D. Brudnick*

### Julio

- 6 al 8: Documentación de Ingeniería para Proyectos y Obras  
Instructor: *D. Brudnick*
- 14 al 16: Problemas de Pozo, Diseño de Fluidos  
Instructor: *F. A. Liendo*

## Cursos presenciales

### Agosto

- 9 al 13: Métodos de Levantamiento Artificial  
Instructor: *P. Subotovsky*
- 10 al 13: Protección Anticorrosiva 1  
Instructores: *S. Río, C. Delosso, D. Molina, G. Mancuso y R. D'Anna*
- 18 y 20: Seminario de la Industria del Petróleo y del Gas y su Terminología en Inglés  
Instructor: *F. D' Andrea*
- 23 al 27: Introducción a la Industria del Petróleo  
Instructores: *L. Stinco, F. A. Liendo, F. Tuero, P. Subotovsky y A. Heins*
- 26 al 27: Mediciones de Hidrocarburos  
Instructor: *D. Brudnick*
- 31 de agosto al 3 de septiembre: Protección Anticorrosiva 2  
Instructores: *E. Carzoglio, C. Flores y P. Cianciosi*

### Septiembre

- 2 al 3: Introducción Al *Big Data y Analytics* en la industria del Petróleo y del Gas  
Instructor: *E. M. Irigoyen*
- 8 al 10: Taller de Interpretación de Mediciones Ecodinamométricas  
Instructor: *P. Subotovsky*
- 13 al 17: NACE – Programa de Inspector de Recubrimientos – Nivel 1  
Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y F. Vidal Gómez*
- 20 al 24: NACE – Programa de Inspector de Recubrimientos – Nivel 2  
Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y F. Vidal Gómez*
- 23 al 24: Sistemas de Telesupervisión y Control HMI/SCADA  
Instructor: *M. Zaremba*

- 27 de septiembre al 2 de octubre: NACE – Programa de Protección Catódica – Nivel 1 – Ensayista de Protección Catódica  
Instructores: *H. Albaya y N. Pesce*
- 29 de septiembre al 1 de octubre: Procesamiento de Gas Natural  
Instructores: *C. Casares, E. Carrone, P. Boccardo, M. Arduino, J. M. Pandolfi y L. Reboredo*

### Octubre

- 13 al 15: Medición, Instrumentación y Control en la Industria del Gas  
Instructor: *D. Brudnick*
- 18 al 22: Recuperación Secundaria  
Instructor: *J. Rosbaco*
- 26 al 29: Introducción a la Industria del Gas  
Instructores: *C. Casares, J. L. Reatti, B. Fernández, O. Montano y E. Fernández*
- 26 al 29: Taller de Análisis Nodal  
Instructor: *P. Subotovsky*

### Noviembre

- 2 al 4: Estaciones de Medición y Regulación de Gas Natural  
Instructor: *D. Brudnick*
- 3 al 5: Introducción a la Ingeniería de Reservorios Convencional  
Instructor: *J. Rosbaco*
- 8 al 13: NACE - Programa de Protección Catódica – Nivel 2 – Técnico en Protección Catódica  
Instructores: *H. Albaya y N. Pesce*
- 11 al 12: Procesamiento de crudo  
Instructores: *E. Carrone, C. Casares, P. Boccardo y P. Gilligan*
- 15 al 16: Integridad de ductos: Gestión de Riesgos Naturales  
Instructores: *M. Carnicero y M. Ponce*
- 17 al 18: Integridad de ductos: Prevención de Daños por Terceros  
Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. G. Palacios y S. R. Martín*
- 17 al 19: Evaluación de Proyectos Básico  
Instructor: *J. Rosbaco*

### Diciembre

- 1 al 3: Taller de Bombeo Mecánico  
Instructor: *P. Subotovsky*
- 2 al 3: Clasificación de Áreas Peligrosas  
Instructor: *D. Brudnick*

## Cursos online

- Curso Básico: La industria de E&P de Petróleo y Gas Natural  
Instructor: *R. Caligari*
- Herramientas de Proyecto: WBS – Administración de alcance  
Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*
- Registros de Pozos I  
Instructor: *A. Khatchikian*
- Registros de Pozos II  
Instructor: *A. Khatchikian*

# ÍNDICE DE ANUNCIANTES

AXION ENERGY	49	METALURGICA SIAM	21
BAKER HUGHES	27	MORKEN GROUP	31
CGC	CONTRATAPA	PAN AMERICAN ENERGY	RETIRO DE TAPA
CHEVRON	67	PECOM SERVICIOS ENERGIA	43
CN SAPAG	RETIRO DE CONTRATAPA	SEARCHER SEISMIC	77
COMPAÑÍA MEGA	15	SHELL ARGENTINA	63
CURSOS IAPG ON LINE	93	SUPERIOR ENERGY	37
CURSOS STREAMING IAPG	99	TECPETROL	19
ENSI	33	TOTAL	7
FUNCIONAL	25	TUBHIER	57
GABINO LOCKWOOD	41	WINTERSHALL DEA	45
GIGA	109	WPC	89
HALLIBURTON ARGENTINA	9		
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	110		
INDUSTRIAS J.F. SECCO	53	<b>Suplemento Estadístico</b>	
IPH	44	HALLIBURTON ARGENTINA	RETIRO DE CONTRATAPA
KAMET	61	INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
MARSHALL MOFFAT	13	INGENIERÍA SIMA	RETIRO DE TAPA

# CN OBRAS VIALES Y CIVILES sapag s.a.

50 AÑOS HACIENDO REALIDAD PROYECTOS

TRAYECTORIA

SUSTENTABILIDAD

FLEXIBILIDAD

COMPROMISO

CALIDAD



**Contribuimos a la conectividad  
y al desarrollo energético**

CN SAPAG S.A  
Unidad de Negocio OIL & GAS  
Ruta nacional N° 22 - Km 1233  
CP: 8316 - Plottier - Provincia de Neuquén - Argentina

+54 299 493 4482

cnsapag@cnsapag.com.ar

 [www.cnsapag.com.ar](http://www.cnsapag.com.ar)



CGC



CGC

100  
AÑOS

Y LA MISMA ENERGÍA  
DE SIEMPRE

#SomosCGC y estamos orgullosos de nuestros primeros 100 años.