

PETROTECNIA

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | Registro DNDA en trámite - AÑO LXV - 1 | 2025

Ciberseguridad y Data Science en O&G

Media sponsor de:



7° Congreso Latinoamericano
y del Caribe de Refinación IOBP



IOBP
5° Congreso Latinoamericano de
Perforación, Terminación
e Intervención de Pozos





Al promediar el año los desafíos, lejos de haberse despejado, se han complejizado y en esta primera mitad urge saber cómo queda el panorama geopolítico en la industria de la Energía, para poder avanzar con pasos firmes y concretar las esperanzas que provienen desde el año pasado, con nueva infraestructura llevándose a cabo en el país.

Como es habitual, el sector no se detiene en lo absoluto. Si no sucedió durante la pandemia, tampoco lo hará ante las nuevas acciones geopolíticas en Medio Oriente, donde, al cierre de este número, Irán evaluaba obstaculizar el Estrecho de Ormuz. Nosotros seguimos pisando a fondo la producción de nuestros recursos de gas y petróleo, mientras estamos atentos y analizamos el panorama mundial, y siempre convencidos de que el gas natural será fundamental en el mundo para mejorar el acceso a la energía y contribuir a la baja de las emisiones.

Seguiremos analizando el desarrollo offshore, profundizando en el no convencional, y haciendo todo lo posible en la recuperación del convencional.

En esta vorágine, desde el Instituto nos preparamos con mucha expectativa para celebrar la próxima AOG Expo 2025, la cual ya desde hace meses es un éxito de venta de espacios, lo cual significa que hay mucho interés de técnicos, empresas, clusters, prensa y demás profesionales del sector, por asistir al encuentro. Unos 25.000, si nos atenemos a los visitantes de la última edición.

Allí celebraremos simultáneamente el 5º Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación e intervención de Pozos del IAPG; la 9ª edición de la Jornada Jóvenes Oil&Gas (JOG9), el Innovation Day y como ya es un clásico, los Encuentros con los CEOs, las Conferencias de Sustentabilidad y demás temas de vital importancia para el sector; y la mayor exhibición de stands y maquinaria de todos los tiempos.

También serán meses en que desgranaremos temas de vital importancia como el 7º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación del IAPG; así como numerosas jornadas y webinars a lo largo del año.

Meses intensos con el único objetivo de llevarles a nuestros profesionales la actualidad de esta industria que no se detiene.

¡Hasta el próximo número!



Ciberseguridad y Data Science en O&G

Estadísticas

07 Los números del petróleo y del gas

Tema de tapa

08 Plan de respuesta ante incidentes ciberfísicos en una planta de tratamiento de crudo

El avance de los ciberataques exige a la industria energética nuevas estrategias para proteger sus instalaciones críticas. Este trabajo presenta un plan integral de respuesta ante incidentes ciberfísicos en plantas de tratamiento de crudo, combinando ciberseguridad y operación. Una guía clave para fortalecer la resiliencia y garantizar la continuidad operativa frente al ransomware.

Por Pablo M. Almada (KPMG)

12 El camino de valorización del dato

La evolución del Data Management está intrínsecamente asociada a las nuevas tecnologías, a la modernización de quienes trabajan en la disciplina y el crecimiento de los lineamientos de gobierno que pregonan por las mejores prácticas sobre los datos. En este marco, la gestión de datos intermedios, el data staging, permite que diferentes actores que participan del ciclo de vida ex-



ploten o aumenten el valor de los datos hasta su resguardo definitivo. En este trabajo se exponen casos de aplicación operativa con datos técnicos y procesos del Upstream, con una mirada práctica y conceptual.

Por Leandro Chammaá (YPF S.A.)

16 Visualización, modelado y monitoreo de datos de petróleo y gas con tecnologías *open source*



Las tecnologías open source impulsan una gestión de datos más accesible, transparente y eficiente en el petróleo y gas. Este trabajo presenta una plataforma integral basada en código abierto para visualizar, modelar y monitorear datos críticos. Una solución flexible y escalable que ayuda a optimizar costos y mejorar la competitividad del sector.

Por Julián José Benítez; Manuel Brito; Marilyn Angélica Vargas / ReMASA

20 Optimización de la producción de diésel en refinería campana mediante el control matricial dinámico en la nueva unidad de coqueo retardado

Gracias al uso de control matricial dinámico y modelos avanzados, la Refinería Campana logró aumentar el rendimiento de diésel y optimizar la



eficiencia energética de su nueva unidad de coque retardado. El proyecto no solo mejoró la calidad del producto, sino que también generó beneficios económicos y operativos clave para la compañía.

Por María Elisa Luque (Pan American Energy)

24 Flujo de datos en la geonavegación de pozos no convencionales

El desarrollo de la Sala de Geonavegación de YPF y la integración de flujos de trabajo colaborativos permitieron optimizar la perforación en Vaca Muerta. Con más del 95 % de las trayectorias en objetivo y una mejora del 10 % en la velocidad de perforación, el equipo avanza hacia operaciones más eficientes y productivas.

Por Agustín Somaruga y Andres Askenazi (YPF)



Notas técnicas

30 Eficiencia en la calefacción: edificios con sistemas centralizados

El análisis de consumos en edificios del AMBA revela que los sistemas de calefacción central suelen ser ineficientes y generan un alto gasto energético. Este artículo compara su desempeño con alternativas más eficientes, como las bombas de calor con tecnología inverter. Un aporte clave para repensar el confort térmico en zonas templadas del país.

Por Leila Iannelli (ENARGAS y UNSAM) y Salvador Gil (UNSAM)

38 La exploración offshore en la Argentina. Recuerdos en primera persona

La exploración offshore de YPF es una historia de desafíos, aprendizajes y avances tecnológicos que marcaron hitos en el desarrollo energético de Argentina y la región. Este trabajo recorre los hitos clave, desde los primeros pozos marinos hasta los proyectos actuales en aguas profundas. Un testimonio de la visión y el compromiso detrás de la búsqueda de nuevos recursos.

Por Pedro Kress, Fernanda Raggio, Guillermo Cardinalli y Gustavo Campitelli.

52 Vaca Muerta: el valor real de los negocios dependerá de la calidad de las decisiones

Con miles de millones de dólares en juego, la calidad de las decisiones técnicas, comerciales y organizacionales es el verdadero diferencial. En un entorno de alta complejidad e incertidumbre, decidir bien no es un lujo: es la condición para capturar el valor real del negocio.

Breves

58 Congresos y jornadas

Los que fueron. Los que vendrán.

60 Noticias de la Industria

64 Noticias del IAPG

65 Novedades desde Houston



Director: *Ernesto A. López Anadón*

Editor general: *Martín L. Kaindl*

Editora: *Guisela Masarik, prensa@petrotecnia.com.ar*

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y Graciela Nubile

publicidad@petrotecnia.com.ar

Estadísticas: Roberto López – Mavra Pollano

Comisión de Publicaciones

Presidente: *Eduardo Fernández*

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

Carlos Casarés, Martín I. Kaandl, Alberto Khatchikian, Guisela Masarik

Vicente Serra Marchese Gabino Velasco

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

María de los Ángeles Cruz

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 LXV N° 2 - 2025

Registro DNDA en trámite.

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

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

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

Registro de la Propiedad Intelectual N° 041529 - Registro DNDA en trámite.

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnia*.

Premio Apta-Rizzuto

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

Cargo

Ernesto
Gonzalo Martín
Rodolfo Eduardo
Andrés
Iván
Gustavo
Diego Ariel
Matías Domingo
Ricardo Lorenzo
María Gabriela
Verónica Lorena
Oscar José
Martín Norberto
María Inés
María Julia Rita
Adrián Osvaldo
Tomás Martín
Mauricio
Adolfo Fernando Joaquín
Pablo Alejandro
Gabriela
Anibal Fernando
Diego
Angel Rubén
Margarita Perla
Marcelo Ernesto
Dante Alejandro
Jorge Hilario
Walter
Emilio Juan
Iván
Juan Miguel
Gustavo Eduardo
Daniel Alberto
Carlos Alberto
Muriel Liliana
Eduy Liliana

Empresa

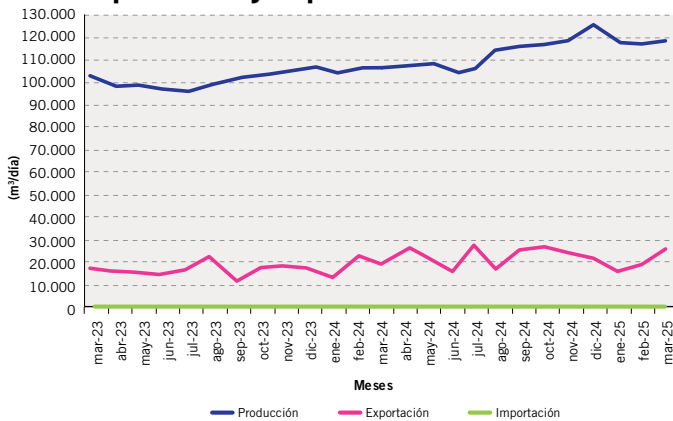
López Anadón
López Nardone
Berisso
Cavallari
Hansen
Astie
Schabes
Szapiro
Seeber
Roselló Warren
Staniscia
Sardi
Yáñez
Sainz
Martínez Novello
Vila
Córdoba
Cordiviola
Storni
Chebli
Aguilar
Rearte
Martínez
Carrillo Castillo
Esterman
Irusta
Dell'Elce
Schneider
Fernández Cicco
Cafoncelli
Lanusse Noguera
Maldonado
Brambati
Santamarina
Williams
Miller
Girata Martín

Titular

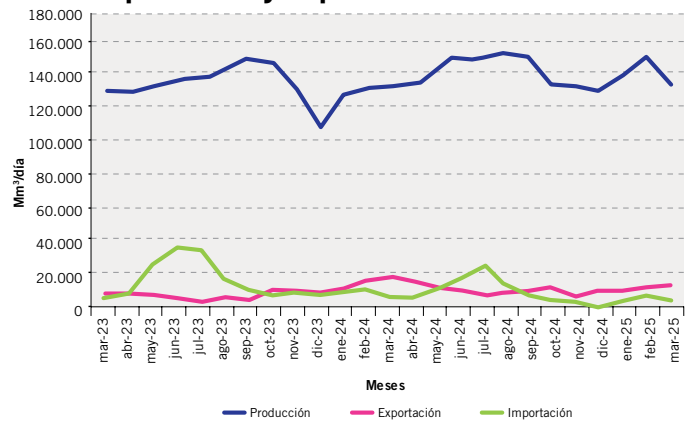
Presidente
Vicepresidente
Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas
Vicepresidente Downstream Petróleo
Vicepresidente Downstream Gas
Vicepresidente Servicios de pozos
Vicepresidente Fabricación de Equipos y Materiales
Secretario
Pro-Secretario
Tesorero
Pro-Tesorero
Vocal Titular
Vocal Titular
Vocal Titular
Vocal Titular
Vocal Titular
Vocal Titular
Vocal Titular
Vocal Titular
Vocal Titular
Vocal Titular
Vocal Titular
Vocal Titular
Vocal Titular
Vocal Suplente
Vocal Suplente
Vocal Suplente
Revisor Cuentas Titular
Revisor Cuentas Titular
Revisor Cuentas Titular
Revisor Cuentas Suplente
Revisor Cuentas Suplente

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

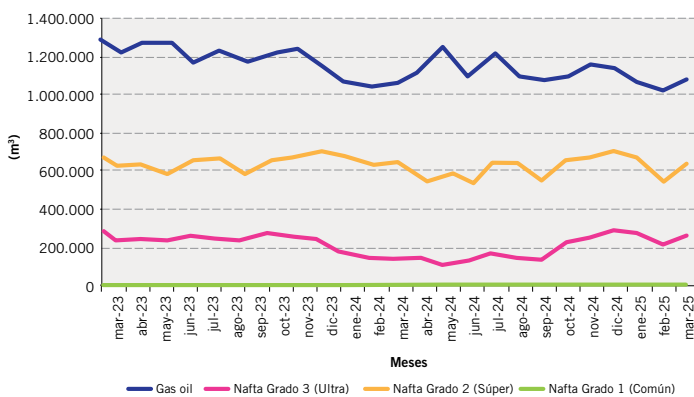
Producción de petróleo versus importación y exportación



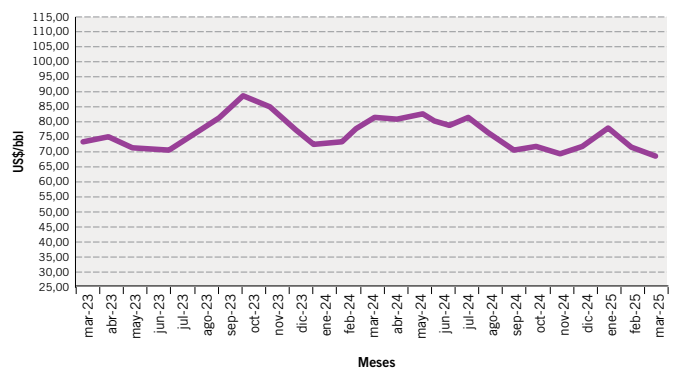
Producción de gas natural versus importación y exportación



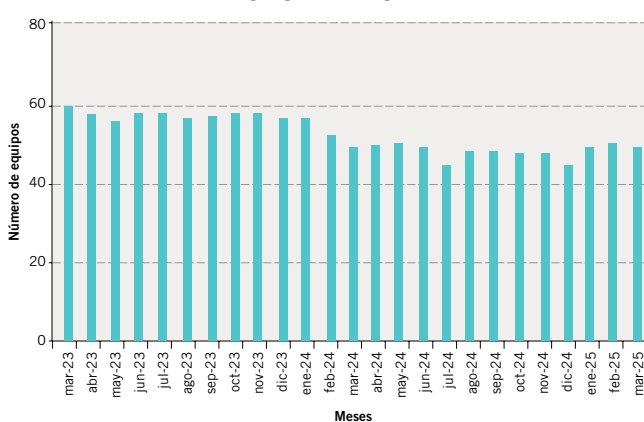
Ventas de los principales productos



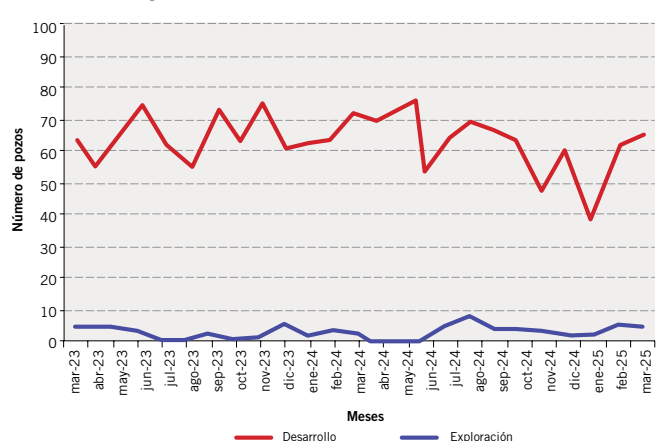
Precio del petróleo de referencia WTI



Cantidad de equipos en perforación



Pozos perforados





Plan de respuesta ante incidentes ciberfísicos en una planta de tratamiento de crudo

Por **Pablo M. Almada** (KPMG)

Este trabajo fue seleccionado en las 3ª Jornadas de Revolución Digital para Petróleo y Gas.

El avance de los ciberataques exige a la industria energética nuevas estrategias para proteger sus instalaciones críticas. Este trabajo presenta un plan integral de respuesta ante incidentes ciberfísicos en plantas de tratamiento de crudo, combinando ciberseguridad y operación. Una guía clave para fortalecer la resiliencia y garantizar la continuidad operativa frente al **ransomware**.



Contexto del estudio

Las plantas de tratamiento de crudo (PTC) son los puntos neurálgicos de un yacimiento, ya que si se detienen por un periodo prolongado, se ven obligadas a detenerse las baterías, los pozos, las plantas de tratamiento de agua y las plantas de inyección de agua, lo que resultaría en una paralización total de la producción. Dentro de las PTC, hay múltiples activos que son controlados y operados por los sistemas de control, entre ellos se encuentran las calderas que mantienen las temperaturas de los hidrocarburos, controlan las densidades y previenen la generación de parafinas, bombas de desplazamiento, free waters, medidores másicos, entre otros, que aumen-

tan drásticamente la complejidad de la instalación de superficie desde la perspectiva ciberfísica, pero facilita ampliamente su operación. Además, disponemos de múltiples vías de interconexión con redes corporativas para reporting interno, auditoría gubernamental, servicios de backup, acceso remoto, optimización de proceso, interfaces varias, entre otros.

Contexto situacional

Aunque la región, excluyendo EEUU, no ha visto ataques de adversarios altamente sofisticados, la paralización de servicios mediante ciberataques de Ransomware con fines puramente económicos ha ido en aumento en los últimos 5 años. Empresas de O&G de la región, como PEMEX en México u otras en Argentina, han sido blanco de este tipo de ciberataques que por razones de confidencialidad y falta de obligaciones de reporte permanecen en el anonimato.

Este tipo de incidentes no solo alcanzan a las redes corporativas de una compañía, sino también a las redes de campo dando por resultado una falta de visualización y operación de los sistemas de control. El impacto de un ciberataque de esta naturaleza en ambientes corporativos es ya conocido y determinístico en comparación a un ambiente de operación. En este último, al tener una dependencia y un alto grado de cohesión entre los sistemas informáticos y el proceso físico el impacto empieza a complejizarse.

Ante esta situación nos surgen algunas preguntas que deben ser tenidas en cuenta ya que un ciberataque es un acto deliberado y no una situación/acto no intencional como se tratan en un Hazop clásico. ¿Cuál es su efecto operativo físico en una instalación de tratamiento de crudo? ¿Puede funcionar una instalación sin un sistema de control? ¿De qué dependemos? ¿Qué elementos físicos operativos tengo para operar en caso de infección? ¿Qué pasa con las baterías que alimentan nuestra instalación de superficie? Habrá que tomar decisiones que estarán limitadas por el tiempo de las capacidades de operación de la instalación de superficie y la experiencia del equipo sobre el terreno que, por el momento, es cada vez más reducida debido a las capacidades de la tecnología a través de la operación remota.

El desafío principal es sumarse al proceso de continuidad operativa de la PTC dándole un enfoque de ciberseguridad. Para esto, y debido a la propia naturaleza de los sistemas de control, debemos crear un proceso de respuesta ciberfísica para hacer frente al ransomware a partir de las 4 fases de respuesta a incidentes: preparación, detección y análisis, contención y erradicación, y recuperación. Cabe destacar la importancia de la preparación para fomentar la resiliencia, la detección temprana y el análisis para introducir conceptos de defensa activa, así como la contención y erradicación, la recuperación, alineada con los tiempos de inactividad operativa y las lecciones aprendidas, es crucial, ya que no siempre el plan funciona como se espera.

A continuación, se realizará una descripción a alto nivel del proceso de creación de un playbook de respuesta ante incidentes desde una perspectiva ciberfísica.

Bien sabemos que el planeamiento es la piedra fundamental para acercarse al éxito de una tarea o proyecto, en este caso también lo es. En este punto, se debe lograr un conocimiento profundo de la filosofía de control de la PTC, activos, modos de operación, límites de operación cuando la PTC funciona en un modo degradado, personal en campo, sus capacidades técnicas operativas, sistemas de control que dan soporte a la operación, equipamiento tecnológico presente, inventarios tecnológicos y físicos de los componentes, interdependencias de la PTC con las baterías, planta de tratamiento de agua, plantas de inyección, entre otros. Este último no es algo menor debido a que al paralizar una PTC se ve directamente afectado todo el funcionamiento del yacimiento, como así también los procesos de la refinería a donde se bombea el hidrocarburo post tratamiento.

Una vez finalizado el relevamiento cibernético, debemos enfocarnos en definir los equipos de respuestas que estarán formados por operadores, instrumentistas, personal de tecnología de la operación, CSIRT (usualmente el corporativo), personal de soporte, personal de redes, CISO y resto del personal que son parte de los comités de incidentes como el gerente/líder de la PTC, legales, comunicaciones, entre otros. Es importante involucrar este equipo en el proceso de creación de plan de respuesta ante incidentes ya que ellos nos darán una mirada realista y de usabilidad del proceso en cuestión.

Luego, para abordar el proceso de manera realista debemos realizar un análisis Hazop cibernético, donde se interpreta el análisis de peligros y operabilidad (Hazop) desde la perspectiva de un ciberataque, con el objetivo de identificar y priorizar posibles riesgos y vulnerabilidades de ciberseguridad en los sistemas/redes y de safety en los procesos físicos.

Además, con esto logramos comprender cuáles serían las implicaciones si nuestra PTC fuera afectada por un ataque de ransomware y el gap de ciberseguridad que debemos abordar para proteger nuestra instalación de superficie.

Una vez identificados los riesgos y gaps de ciberseguridad debemos fortalecer los ambientes operativos con el objetivo de:

- 1) Minimizar la probabilidad de ocurrencia.
- 2) Minimizar el impacto desde la perspectiva cibernética.
- 3) Minimizar los tiempos de recuperación.
- 4) Contar con capacidades de detección temprana.
- 5) Contar con herramientas tecnológicas de contención y erradicación en los puntos adecuados.
- 6) Tener proceso de backup y restore eficiente y eficaces a ataques tipo ransomware.
- 7) Otros.

Una vez fortalecidos los ambientes operativos debemos desarrollar un plan de respuesta a incidentes, esto incluye la creación de un documento formal que describa los pasos a seguir al responder a un incidente de

ciberseguridad, incluido un plan de comunicación, roles y responsabilidades y escalamientos. Este plan debe contener múltiples procedimientos que alcanzan a las distintas fases del proceso de respuesta ante incidentes cibernéticos. Ellos son:

- 1) Procedimientos de identificación: el equipo de respuesta a incidentes identifica y confirma la ocurrencia de un incidente de ciberseguridad. Por lo general, esto implica monitorear y analizar el tráfico de red, los registros y otros indicadores de compromiso para detectar actividad maliciosa.
- 2) Procedimientos de contención: una vez que se confirma un incidente, el equipo de respuesta trabaja para contener el impacto y evitar más accesos no autorizados o daños a los sistemas y equipamiento físico. Esto puede implicar aislar los sistemas y redes afectados, cerrar cuentas comprometidas, aislamiento de las instalaciones de superficie, entre otros.
- 3) Procedimientos de erradicación: el equipo de respuesta trabaja para eliminar la causa del incidente de ciberseguridad y eliminar cualquier acceso no autorizado o malware de los sistemas. Esto puede implicar parchear vulnerabilidades, restaurar desde copias de seguridad o eliminar código malicioso de los sistemas afectados. Este punto es muy importante debido a que tenemos una posible intervención de las terceras partes que nos dan soporte para recuperar los sistemas.
- 4) Procedimientos de recuperación: una vez contenido el incidente y erradicada la causa, la atención se centra en restaurar las operaciones y sistemas. Esto puede implicar restaurar sistemas a partir de copias de seguridad, reconfigurar la configuración de red e implementar medidas de seguridad adicionales para evitar incidentes futuros.
- 5) Procedimientos de lecciones aprendidas: deben incluir, al menos de manera general, los procesos para llevar a cabo una revisión posterior al incidente con el fin de identificar áreas de mejora en el plan de respuesta a incidentes, en los controles de seguridad y en la capacitación, utilizando la experiencia adquirida durante el incidente.

Finalmente, luego de armar todo el plan de respuesta ante incidentes, se debe realizar capacitaciones y simulacros: esto implica capacitar y probar periódicamente al equipo de respuesta a incidentes y al plan para garantizar la preparación y eficacia en caso de un incidente de ciberseguridad real.

Para concluir, las soluciones aquí planteadas han sido probadas e implementadas en una de las PTC más importantes del país como así también en el ciclo combinado de generación eléctrica en base a gas más grande del país.

Buscá todo sobre el **shale** en nuestra **web**



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUIMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



www.shaleenargentina.org.ar

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!





El camino de valoración de los datos

Por **Leandro Chammaá** (YPF S.A.)

Este trabajo fue seleccionado en las 3ª Jornadas de Revolución Digital para Petróleo y Gas.

La evolución del Data Management está intrínsecamente asociada a las nuevas tecnologías, a la modernización de quienes trabajan en la disciplina y el crecimiento de los lineamientos de gobierno que pregonan por las mejores prácticas sobre los datos. En este marco, la gestión de datos intermedios, el data staging, permite que diferentes actores que participan del ciclo de vida exploten o aumenten el valor de los datos hasta su resguardo definitivo. En este trabajo se exponen casos de aplicación operativa con datos técnicos y procesos del Upstream, con una mirada práctica y conceptual.



Valorización de datos desde su adquisición hasta su resguardo

La valorización de los datos comienza desde el momento de su adquisición. En la etapa inicial, los datos crudos deben ser recolectados con la mayor precisión posible, utilizando tecnologías avanzadas que aseguren su calidad. Herramientas como Python son fundamentales en esta etapa para la automatización de procesos y análisis preliminares. Posteriormente, estos datos deben ser validados, procesados y almacenados adecuadamente. Aquí, plataformas de almacenamiento intermedio juegan un papel crucial en el resguardo temporal hasta que los datos sean adecuadamente curados, y se asegure que permanezcan íntegros y accesibles para futuros análisis en las bases corporativas. Durante este proceso, la interacción con proveedores de información es vital para asegurar el flujo de los datos obtenidos. Las herramientas livianas de automatización pueden facilitar esta interacción, optimizando parte de la recolección de datos críticos y la actualización de datos provenientes de diferentes fuentes. En cada etapa del proceso, desde la adquisición hasta el resguardo, se añaden capas de valor a los datos, aumentando su utilidad y relevancia para la toma de decisiones.

Importancia del manejo de los datos intermedios y su crecimiento en importancia a medida que se tratan

Los datos intermedios, aquellos que se generan y utilizan entre la adquisición inicial y el resguardo/análisis final, son de creciente importancia en la industria del petróleo. Estos datos intermedios pueden incluir resultados preliminares de análisis, datos de campo temporales y registros de mantenimiento. Su correcta gestión y tratamiento incrementan su valor, ya que proporcionan una base sólida para análisis a corto plazo. Herramientas de tratamiento liviano como R o Python, permiten el procesamiento y extracción de estos datos, mejorando su calidad, relevancia y agrupamiento. A medida que estos datos se tratan, su madurez aumenta, permitiendo una mejor interpretación y toma de decisiones. Además, es crucial manejar distintos formatos y familias de datos, tanto datos estructurados como no estructurados, para asegurar su disponibilidad y potencial análisis. Hay casos donde datos aun no gobernados tienen valor en sí mismos, y detectar esa oportunidad de explotación rápidamente es clave para el desarrollo de repositorios intermedios que permitan en primer lugar almacenarlos, comenzar a curarlos y explotarlos tempranamente. Se entra así en un ciclo de captura de valor incremental a medida que se trabajan los datos, con el data management adecuado.

Rol de los data managers en el incremento de valor para llevar a los datos a condición bronce, plata y oro

Los data managers juegan un papel crucial en la valorización de los datos. Se encargan de transformar los datos desde su estado bruto hasta alcanzar niveles más altos de calidad y utilidad. En la condición bronce, los datos son inicialmente validados y organizados, permitiendo rapidez en la consulta inmediata, aunque con

Problemática

Contexto del manejo de datos técnicos en la industria del petróleo

En la industria del petróleo, el manejo de datos técnicos es fundamental para la operación eficiente y segura de las actividades extractivas y de producción. La cantidad y calidad de los datos obtenidos, que van desde sísmica y registros de pozos hasta análisis de fluidos y datos de producción, determinan en gran medida la capacidad de los equipos técnicos para tomar decisiones informadas y bien contextualizadas. Estos datos son críticos no solo para la explotación y el desarrollo, sino también para la optimización de la producción, la gestión de riesgos y la sostenibilidad operativa. La gestión de la información en tránsito, es decir, los datos que se transfieren entre diferentes sistemas y ubicaciones, es esencial para garantizar que sean accesibles y útiles en todo momento.



ciertas limitaciones reconocidas por los técnicos. En la condición plata, se integran y procesan para asegurar consistencia y fiabilidad. Herramientas de automatización low code pueden ser utilizadas para automatizar la validación y el procesamiento de datos, incrementando la eficiencia y reduciendo errores, y liberando a técnicos de una tarea repetitiva. Finalmente, en la condición oro, los datos son completamente validados, analizados y preparados para su uso en aplicaciones críticas. Los data managers aseguran que cada etapa del ciclo de vida del dato entre en un proceso de valorización, que se ejecute de manera eficiente y efectiva, utilizando diferentes plataformas para organizar y acceder a los datos de manera segura, íntegra y sostenible.

Data staging, validaciones y buenas prácticas

El data staging, o la preparación de los datos para su análisis, es una etapa clave en el proceso de valorización. Esta etapa incluye la limpieza de datos, la eliminación de duplicados, la corrección de errores y la normalización de los datos, entre otros procesos de data management. Las validaciones son esenciales para asegurar la integridad y precisión de los datos, y las buenas prácticas, como el uso de estándares, que garantizan que los datos sean confiables y útiles. Hay varias herramientas poderosas para el data staging (PowerShell, , permitiendo la optimización de la limpieza y validación de datos. Implementar buenas prácticas en el data staging y las validaciones ayuda a maximizar el valor de los datos y su utilidad en el análisis y la toma de decisiones. Trabajar con el negocio para entender los criterios técnicos que permitan validar automáticamente datos es fundamental para que este proceso se ejecute solo mediante reglas o bien mediante aprendizaje automático.

A su vez, entre las buenas prácticas, se encuentra la remoción de los repositorios intermedios de los datos que ya alcanzaron su calidad oro y fueron resguardados definitivamente en los repositorios corporativos. Esta práctica es muy importante para evitar duplicaciones y degradaciones de edición en el camino del dato, o bien confusiones en su utilización.

Desarrollo técnico

A continuación, se expondrán una serie de casos testigo cuyos resultados han agregado valor a los datos en

su camino de validaciones hasta el resguardo definitivo, que han permitido a los usuarios del Upstream tomar decisiones o contextualizar información, ya sea desde el punto de vista técnico como del operativo.

1. Captura de metadatos de perfiles en formato PDF:

Para una rápida catalogación de información disponible, que aceleró el proceso de interpretación: En muchas operaciones, los perfiles de pozos y otros documentos técnicos se encuentran en formato PDF. Utilizando Python, se desarrollaron scripts para extraer metadatos de estos documentos automáticamente. Esto permitió una rápida catalogación y organización de la información, acelerando el proceso de interpretación por parte de los técnicos. La mejora en la eficiencia resultó en una toma de decisiones más rápida y precisa, optimizando la operación y reduciendo tiempos de espera.

2. Rápida incorporación de datos de bombas mecánicas para comparación de equipamiento disponible mediante visualización en tableros BI:

La integración de datos de bombas mecánicas provenientes de diferentes proveedores se realizó utilizando herramientas low code e IA para automatizar la recolección y actualización de datos. Estos datos fueron luego visualizados en tableros de Power BI, permitiendo a los ingenieros comparar rápidamente el rendimiento y disponibilidad de diferentes equipos. Los datos estaban incrustados en archivos adjuntos enviados por email en distintos formatos y llevarlos a un repositorio común intermedio fue fundamental para el proceso. La capacidad de visualizar y analizar estos datos en tiempo real mejoró la selección de equipos y la planificación de mantenimiento, resultando en una mayor eficiencia operativa y reducción de costos.

3. Carga masiva de datos de Legajos a Dataverse en condición bronce, sin los cuales no sería posible su explotación ni tratamiento:

La carga inicial de grandes volúmenes de datos crudos en Dataverse permitió establecer una base sólida de información en condición bronce. A pesar de sus limitaciones iniciales, estos datos brutos son esenciales para

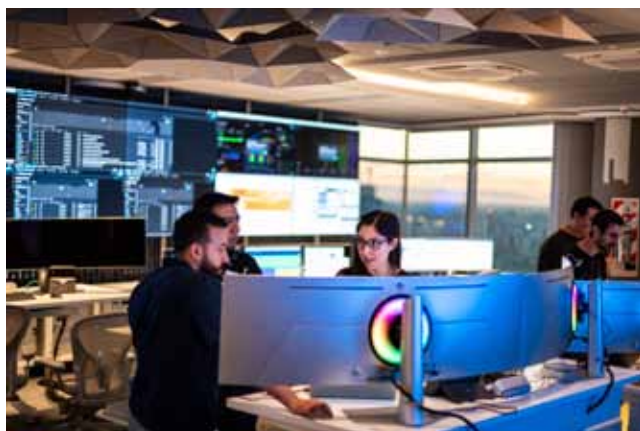


el análisis y la validación posteriores. Los data managers utilizan Dataverse para organizar y almacenar estos datos, facilitando su acceso y tratamiento. Sin esta carga masiva inicial, no sería posible explotar ni tratar los datos de manera efectiva, subrayando la importancia de gestionar adecuadamente los datos desde su etapa más temprana.

Resultados obtenidos

Los resultados obtenidos son muchos más que los representados por los casos expuestos. Entre los que figuran en el siguiente listado se incluyen resultados y beneficios de estos y otros casos de éxito en la valorización del dato hasta su resguardo definitivo:

- Aceleración de los tiempos de interpretación de datos técnicos raw
- Toma de decisiones con mayor contexto gracias a datos bronce
- Reducción de los tiempos de espera para contar con nueva información
- Optimización de las operaciones, destrabando la falta de datos cuyo ciclo de vida no concluyó aun
- Visualización y análisis de datos en tiempo real con tag “No validado” que permitió a los técnicos incorporarlos al cálculo o no, según necesidad
- Mejora en la precisión de la selección de equipos
- Optimización de la planificación de mantenimiento
- Identificación temprana de disponibilidad o no de equipos
- Mayor eficiencia operativa y reducción de costos por tiempos muertos sin información
- Consulta de información digital rápidamente vs chequeo presencial
- Organización eficiente de datos brutos para captura de metadatos
- Facilitación de acceso a los datos para los equipos de data management para su tratamiento posterior
- Revalorización del dato bronce: “al menos el dato está”
- Disponibilidad para analíticas y explotación en tableros
- Aceptación del riesgo de utilización de datos no



validados plenamente por sobre el tiempo de espera para completar el proceso

- Foco en la operación para los datos intermedios (Bronce/Plata), foco en analítica y mejora de procesos para datos definitivos (Oro)
- Entornos para pruebas de optimización de procesos de curado
- Mejora continua en la captura de valor de datos intermedios, a través de mejores prácticas de manejo de datos aplicadas a diferentes familias y proyectadas a otras
- Monetización del valor capturado por la puesta a disposición de datos rápidamente, basado en horas/hombre de los diferentes perfiles técnicos beneficiados.

Conclusión

El dato gestionado, en cualquier etapa del proceso, ya aporta valor y puede ser explotado.

En conclusión, la gestión técnica adecuada aumenta significativamente el valor de los datos desde su adquisición hasta su resguardo a medida que se tratan. Los datos gestionados correctamente pueden ser explotados en cualquier etapa del proceso, proporcionando insights valiosos, dando mayor contexto y mejorando la toma de decisiones en una industria petrolera cada vez más volcada a un modo data driven. La valorización de los datos es un proceso continuo y acumulativo, donde cada etapa de tratamiento añade valor, convirtiendo los datos en activos estratégicos una vez que son gestionados con sentido de negocio y puestos a disposición de los objetivos definidos, e incluso para objetivos aun no establecidos o visualizados al momento de su adquisición. La capacidad de manejar información en tránsito, interactuar eficazmente con proveedores de información y gestionar diversos formatos de datos garantiza que los datos sean un recurso estratégico y explotable en todas sus etapas.

Herramientas tecnológicas low code, de código abierto y de fácil utilización, tanto para gestión como para almacenamiento intermedio, son fundamentales en este proceso, facilitando la adquisición, validación, procesamiento y almacenamiento eficiente de datos, pero sobre todo su temprana captura de valor mediante su uso y explotación.



Visualización, modelado y monitoreo de datos de petróleo y gas con tecnologías *open source*

Por **Julián José Benítez**, **Manuel Brito** y **Marilyn Angélica Vargas** (Remasa)

Las tecnologías open source impulsan una gestión de datos más accesible, transparente y eficiente en el petróleo y gas. Este trabajo presenta una plataforma integral basada en código abierto para visualizar, modelar y monitorear datos críticos. Una solución flexible y escalable que ayuda a optimizar costos y mejorar la competitividad del sector.

Este trabajo fue seleccionado en las 3ª Jornadas de Revolución Digital para Petróleo y Gas.

Planteo del problema

La industria del oil & gas enfrenta desafíos significativos en términos de reducción de costos y mejora en la eficiencia operativa. Con la creciente presión por ser más competitivos en un mercado exigente, las empresas necesitan soluciones innovadoras que permitan una gestión eficiente e integral de los datos críticos de perforación, reservorios y producción.

Actualmente, muchas empresas dependen de softwares y plataformas independientes para la gestión y análisis de datos, lo que limita la accesibilidad, escalabilidad y flexibilidad de las soluciones implementadas. Esta limitación puede generar una dependencia de proveedores específicos y, en consecuencia, aumentar los costos de operación.

Se presentará un caso que parte de la necesidad de visualizar, en tiempo real, las curvas de perforación con una conexión de protocolo WITSML. Esta visualización permite configurar alarmas inteligentes que facilitan la identificación de problemas tanto para el operador como para el ingeniero de perforación. En segundo lugar, se realizará un análisis histórico de pozos adyacentes previamente perforados a través de los datos históricos de los sensores, la densidad del lodo y los surveys (en formatos CSV, xlsx, .dev, etc.) a fin de obtener métricas que optimicen la perforación en pozos futuros. Adicionalmente, se podrán realizar comparaciones de los diversos parámetros de perforación y reservorios (tanto sensores como perfiles) contra el pozo que se está perforando en tiempo real, creando alarmas para optimizar el proceso. Por último, se creará una infraestructura para el desarrollo de modelos de aprendizaje automático (ML) que permite la identificación de riesgos a la operación.

El trabajo propone el uso de tecnologías de código abierto para la visualización y modelado de datos en el sector del oil & gas. Las tecnologías incluyen Dremio, Trino, Apache Iceberg, Grafana y Git, que permiten una integración eficiente y una gestión de datos transparente y escalable.

El uso de datos es fundamental en esta propuesta, ya que se busca desarrollar una plataforma que permita la visualización, documentación y disponibilidad de diversos datos de perforación, reservorios y producción. La solución puede ser implementada tanto on-premise como en la nube, adaptándose a las necesidades específicas de cada empresa.

Desarrollo Técnico del Trabajo

El primer paso fue definir cuáles serían las características claves para la solución. Las mismas fueron:

- **Infraestructura flexible**

La industria del Oil & Gas presenta necesidades cambiantes y dinámicas por lo que la infraestructura debe ser flexible para poder adaptarse a cada proyecto y cada nuevo caso de uso, sea en cloud u on-premise. Es imperativo que cada adaptación requiera la menor cantidad de ajustes y cambios posibles.

- **Soporte en tiempo real**

En el mundo del Oil & Gas, el procesamiento y monitoreo en real-time es necesario para monitorear y reducir riesgos en las operaciones y la identificación rápida de problemas.

- **Integraciones**

El monitoreo, optimización y reducción de riesgos en las operaciones requiere de un análisis avanzado y de la integración de diversas fuentes de datos tanto actuales como históricas. Ya sean bases de datos propietarias, históricas, personalizadas o estándar, toda información es relevante para mejorar los procesos por lo que se debe disponer de la mayor cantidad de conectores posibles para importar esos datos.

- **Accesibilidad de datos**

La información existente debe ser fácilmente descubierta, catalogada, compartida y comentada, para así enriquecerse a través de su uso.

- **Seguridad y permisos**

El sistema debe permitir la configuración de accesos según el rol de los diferentes usuarios.

- **Acceso programático a los datos**

Es fundamental que los datos y la metadata sean accesibles mediante SQL, Python u otros lenguajes de programación. Además, se debe seguir las mejores prácticas de desarrollo de software para garantizar la mantenibilidad y el versionado de los procesos.

- **Soporte a casos de uso de ML**

Es necesario definir flujos de trabajo para el entrenamiento, despliegue y monitoreo de modelos de ML.

- **Accionabilidad de los datos**

Los datos y visualizaciones son necesarios para facilitar la toma de decisiones.

Una vez identificadas las características clave a tener en cuenta, se determinó la combinación de tecnologías y flujos de trabajo que permitan cumplir con los requerimientos del caso de uso. Se detalla a continuación la implementación concreta de cada una de las características requeridas y cómo esa tecnología impacta en las características clave deseadas.

- **Infraestructura Flexible**

Tener una infraestructura flexible requiere que el conjunto de tecnologías utilizadas sea open source, que facilite correr el código on-premise, sin depender de un vendor específico. En la actualidad hay muchas soluciones open source validadas por la industria.

Por ejemplo S3 (Object Storage), originalmente una API diseñada por AWS para guardar archivos de manera escalable, ahora es un estándar con diversas implementaciones open source y ofrecida por diferentes cloud vendors. En el caso expuesto (on premise) se usó MiniIO, pero la flexibilidad de la solución permite el cambio de proveedores sin mayores dificultades. Es importante destacar el bajo costo que tiene almacenar archivos en este sistema y su flexibilidad para tener accesos más veloces de ser requerido (con diferencia de costo).

Adicionalmente, en el desarrollo de la infraestructura se usó contenedores y Docker como orquestador. Docker habilita el ecosistema de tecnologías y soluciones open-

source, y es un estándar para la flexibilidad y adaptabilidad de soluciones de alta complejidad.

Trino, es un motor de queries distribuidas que unifica todas las bases de datos que se le conecte y las expone con un único catálogo e interfaz SQL. Es flexible, otorgando herramientas para desarrollar conectores propios en caso que el tipo de base de datos específica no tenga un conector preexistente. Es el motor detrás de AWS (Amazon Web Services) Athena, por lo que se podría reemplazar por este, si se quiere basar la infraestructura en AWS.

Apache Iceberg es un formato de almacenamiento de tablas, que permite el escaneo analítico de los datos de manera eficiente. Son archivos almacenados en S3, por lo que su costo de almacenamiento es bajo. Iceberg guarda estadísticas sobre qué tiene almacenado cada archivo, facilitando a Trino tomar decisiones inteligentes y eficientes sobre la consulta a datos almacenados.

Grafana es un software de visualización BI que incluye permisos, alertas, notificaciones y la posibilidad de visualizar datos de diversas fuentes. Se incorporaron métricas de uso de la plataforma, información de los modelos disponibles y datos y metadatos de la información almacenada en Trino. Adicionalmente esta herramienta permite, incluso al usuario final, hacer cambios en la configuración al sistema.

Keycloak, es un software de federación de usuarios y control de permisos, desplegado para controlar el acceso a la plataforma. En línea con el requerimiento de flexibilidad, permite delegar el acceso de usuarios a otras plataformas, como Google o Active Directory.

Dremio es un motor de queries, similar a Trino, que fue implementado al inicio del proyecto. También provee acceso a tablas Iceberg pero es más restrictivo respecto a la conectividad y el dialecto SQL que utiliza. Por estas razones, se migró la infraestructura a Trino. Como ambos pueden interactuar con Apache Iceberg, las mismas tablas fueron expuestas en ambos motores hasta que la migración fue completada. Esto destaca los beneficios de utilizar un formato de tabla abierta, ya que permite migrar componentes centrales como un motor de consultas sin grandes complicaciones.

- **Soporte en tiempo real**

Como Apache Iceberg es un formato de archivo, todo motor de procesamiento que sepa interactuar con este formato puede coexistir con Trino. Por lo tanto si el negocio requiere la incorporación de una fuente de datos en tiempo real, si esta es compatible con el formato Iceberg, ambas fuentes podrán coexistir. Cabe mencionar que este formato está optimizado para casos de uso analítico, como dashboards.

Para casos de uso con requerimientos específicos de real-time o muy poca latencia, se recomienda incorporar Apache Flink, un motor especializado en procesamiento de datos en tiempo real compatible con Apache Iceberg

- **Integraciones**

Dagster es un orquestador de funciones de Python que permite programar la ejecución de funciones, actualización de tablas y cualquier otro proceso que podamos expresar en Python.

Se implementó un proceso de automatización de lectura de archivos .LAS: los datos fueron cargados a un

directorio predeterminado (S3 o GDrive), donde fueron procesados en Python por Dagster para cargarse a Trino. Finalmente, los datos fueron visualizados en Grafana.

Siempre que un documento pueda ser leído en Python (u otro cliente soportado por Trino o Iceberg) y su formato sea estable, puede ser incorporado al sistema y su procesamiento automatizado.

- **Accesibilidad de datos**

Grafana es utilizada para visualizar y explorar los datos disponibles a través de dashboards, comentarios, links y alarmas. Adicionalmente, la plataforma permite la personalización de gráficos y de fuentes de datos a través del desarrollo de plugins.

- **Seguridad y permisos**

Keycloak, a través de OIDC, se usa para definir permisos basados en roles para cada usuario que luego son interpretados por Grafana, Trino y Minio. También soporta manejo de usuarios tanto externos como internos a Keycloak.

La configuración de Keycloak se adapta a las restricciones de cada plataforma: Trino soporta permisos a nivel de tabla y Minio a nivel de archivo y directorio.

- **Acceso programático a los datos**

Trino expone los datos principalmente en SQL estándar, sin embargo provee una API REST, cliente en Python, y una gran lista de clientes disponibles.

Apache Iceberg si bien tiene una menor cantidad de conectores disponibles, puede ser utilizado a través de Trino para integrar todos los clientes de este último. Los conectores directos de Iceberg sirven para situaciones más especializadas, donde la performance sea crítica o se desee utilizar alguna característica intrínseca de Iceberg no soportada por Trino.

Dagster, al ser una librería de Python (además de un orquestador de datos) permite definir todas las transformaciones y carga de datos y realizar las integraciones personalizadas en código Python. Más aún, brinda acceso al ecosistema de librerías de Python y permite la integración con Git.

A través de Git se realiza el versionado, revisión, colaboración, estandarización y reutilización del código.

Utilizar Python también brinda acceso a Pytest para testear los códigos y evitar regresiones y errores.

Otro beneficio de Dagster y Git es que el mismo código que corre en la plataforma puede ejecutarse en el entorno local de un analista. Esto permite iterar y corregir localmente el código, acelerando el ciclo de desarrollo y brindando un entorno de prueba para el analista.

- **Soporte a casos de uso de Machine Learning (ML)**

MLFlow es una librería de Python para la gestión de modelos de ML y sirve para su estandarización. Se utiliza para hacer el seguimiento de experimentos, modelos, monitorear su performance y gestionar su despliegue a través de Dagster.

Dagster se utiliza para gestionar el entrenamiento distribuido de los modelos y su posterior ejecución. La plataforma se integra a MLFlow para gestionar los despliegues de modelos. Si el modelo lo soporta, y así se

lo configura, el entrenamiento y/o ejecución puede realizarse en máquinas con procesamiento dedicado (GPU y/o CPU).

- **Accionabilidad de los datos**

Grafana permite la construcción de dashboards interactivos y ofrece la posibilidad de marcar situaciones de interés para su posterior análisis. Adicionalmente, soporta el envío de alarmas y notificaciones para que los usuarios puedan accionar sobre ellas de ser necesario.

Trino administra la base de datos de eventos que usará Grafana para otorgar interactividad y colaboración a la investigación de situaciones.

Implementación de Workflow

El desarrollo del trabajo se llevó a cabo en varias etapas, siguiendo una metodología ágil para garantizar la iteración rápida y la adaptación continua a los requisitos cambiantes. Las etapas principales incluyeron:

Recolección y Almacenamiento de Datos: Se recolectaron datos en tiempo real de los sensores de perforación utilizando el protocolo WITSML e información histórica de pozos adyacentes previamente perforados, incluyendo datos de sensores, densidad del lodo y surveys en diversos formatos (CSV, Excel, .dev,...).

Procesamiento y Normalización de Datos: Se usó Python para la integración y preparación de datos previamente recolectados. Luego se usó el cliente Python de Trino para cargar los datos en tablas de Iceberg estandarizadas y archivadas en S3.

Análisis en Tiempo Real, Histórico y Comparativo: Las consultas distribuidas y el análisis sobre datos históricos se realizaron en Trino, permitiendo la comparación de parámetros de perforaciones y de datos de reservorios de pozos previos con los datos en tiempo real del pozo actual. Grafana se usó para visualizar las curvas de los sensores en real-time y facilitar la comparación de performance con pozos adyacentes. Además, la plataforma permitió, mediante el desarrollo de plugins, elaborar gráficos tanto estándares de la industria como aquellos específicos requeridos por el usuario final.

Por último, la plataforma permitió detectar tendencias a través de varias técnicas analíticas (gráficas y estadísticas) y se usó para inspeccionar, descubrir y comentar sobre los datos ingeridos por el sistema.

Desarrollo de Modelos de ML: Se desarrolló una infraestructura apoyada en Git para la gestión de código y para la colaboración en el desarrollo de modelos de ML. Los modelos se entrenaron utilizando TensorFlow y Scikit-learn con el fin de identificar riesgos durante la perforación tales como surgencias, asentamientos, situaciones de pack off y otros. Para la gestión del ciclo de vida de los modelos de ML se utilizó MLFlow, que facilita el seguimiento de los experimentos, la reproducción de los resultados y el despliegue de los modelos.

Implementación de Alarmas Inteligentes: Con el conocimiento de dominio obtenido anteriormente, los datos relevantes identificados y las métricas definidas, se entrenaron modelos para la detección de anomalías que generaron alarmas en tiempo real. Estas alarmas fueron integradas en los paneles de Grafana para una fácil identificación y acción por parte del equipo de perforación.

Resultados obtenidos

Desempeño de la Plataforma en cualidades:

El enfoque en la flexibilidad y adaptabilidad del sistema, sumado a servicios open-source, permitió la realización de cambios importantes, como la migración de Dremio a Trino sin downtime ya que ambos son compatibles con Iceberg. Esta compatibilidad permitió migrar de un sistema a otro sin pérdida de funcionalidad mientras ambos coexistían.

Adicionalmente, la integración de datos de fuentes diversas posibilitó el análisis y comparación de datos previamente almacenados en plataformas incompatibles.

La integración, a su vez, agilizó el pipeline de ML, aumentando la velocidad de incorporación de datos, su procesamiento y, finalmente, su entrenamiento distribuido.

Por último, en vez de requerir de varios programas para tener una visión completa de la operación (perforación, reservorios, etc.) se logró disponer de todos los datos y visualizaciones en un sólo sistema que integra todas las métricas, alarmas inteligentes y documentación.

Desempeño de la Plataforma en números:

Basándonos en pruebas en diversos estados de carga, podemos observar un máximo de 1 segundo de latencia entre que se procesa el dato y se dispone en Grafana.

Finalmente, la velocidad para dibujar los gráficos es negligible al seguir las mejores prácticas de diseño de queries de SQL dado que la agregación de datos se realiza en Trino, que se especializa en el procesamiento de datos.

Conclusiones

Resumen de los Hallazgos:

A través de tecnologías y servicios open source se logró integrar toda la información relevante de los distintos sistemas independientes en una plataforma centralizada transparente, escalable y accesible programáticamente en todo el ciclo de vida del dato. A través de funcionalidades de colaboración se agilizó el desarrollo de alarmas inteligentes que, integradas con los paneles de control, permiten la mejora en la velocidad de toma de decisiones en las operaciones. Adicionalmente, la adopción de tecnologías open-source disminuye los costos asociados a las licencias de softwares propietarios, permitiendo la reinversión en otras áreas críticas del negocio.

Recomendaciones para el Futuro:

La combinación entre la madurez del ecosistema open-source y la tendencia hacia la estandarización de los datos (OSDU) podrían marcar una tendencia que se dirige a soluciones enteramente abiertas, interoperables y transparentes que aumentan la flexibilidad, agilidad y eficiencia de las operaciones.

En base a lo expuesto, la adopción de datos estandarizados OSDU podría ser un próximo paso de implementación en la plataforma desarrollada. Esta acción facilitaría la posterior integración con otros sistemas que ya hayan adoptado OSDU.

A woman with long dark hair and glasses, wearing a blue and white plaid shirt, is looking at a laptop screen. She is in a server room with blue ambient lighting and rows of server racks in the background. Another person is visible in the background, also working.

Optimización de la Producción de Diésel en Refinería Campana mediante el Control Matricial Dinámico en la Nueva Unidad de Cokeo Retardado

Por **María Elisa Luque** (Pan American Energy)

Este trabajo fue seleccionado en las 3ª Jornadas de Revolución Digital para Petróleo y Gas.

Gracias al uso de control matricial dinámico y modelos avanzados, la Refinería Campana logró aumentar el rendimiento de diésel y optimizar la eficiencia energética de su nueva unidad de Cokeo Retardado. El proyecto no solo mejoró la calidad del producto, sino que también generó beneficios económicos y operativos clave para la compañía.



Planteo del problema

Como parte del proceso de ampliación y modernización de la Refinería Campana, se construyó una nueva unidad de Cokeo Retardado, la cual fue puesta en marcha en diciembre de 2020. Adicionalmente, en julio del mismo año, se había puesto en marcha una Hidrotratadora de Destilados Medios que permite a la refinería tratar el 100% del diésel producido, si así se desea. El hecho de tratarse de una unidad nueva y con poco tiempo de funcionamiento permitió fácilmente identificar una oportunidad para optimizarla y conocer sus límites operativos.

A nivel nacional, Argentina tiene un déficit neto de producción de Ultra Low Sulphur Diesel (ULSD). Dada la configuración de la refinería, había un gran incentivo para optimizar la producción de gasoil en el Coker, ya que un aumento en la misma se traduce en producción adicional de ULSD, representando una oportunidad de negocio muy prometedora para la compañía.

Desarrollo técnico del trabajo

Para optimizar la producción y operación de la unidad, se implementó una herramienta probada y eficiente: el control avanzado. En particular, se optó por desarrollar un modelo de optimización lineal que incluyó inferencias de calidad para maximizar aún más sus beneficios. Para el desarrollo del modelo, se utilizó el software

comercial Aspen DMC3®.

Dadas las características de la planta y para tener flexibilidad en la optimización, el modelo desarrollado se estructuró en cinco subcontroladores:

- Horno
- Fraccionadora principal
- Tres subcontroladores, uno para cada torre de gasolina

También se incluyeron inferencias de calidad para maximizar los beneficios y ganar precisión al variar las especificaciones estacionales.

Entre las ventajas de estos controladores se puede mencionar que no solo optimizan la calidad, sino que también protegen los equipos y mejoran la eficiencia energética, al incluir variables de integridad mecánica y otras relacionadas con la optimización energética, como el oxígeno de los hornos.

En este caso de estudio, el controlador considera:

- 34 variables manipuladas
- 90 variables controladas
- 5 variables feed forward:
 - Indicaciones relacionadas con el cambio de cámaras (proceso semi-batch)
 - Capacidad de enfriamiento
 - Temperatura ambiente
- 8 inferencias de calidad

Durante la fase de diseño del controlador, se persiguieron los siguientes objetivos:

- Maximizar la producción de diésel
- Cuidar los activos fijos
- Desafiar los límites operativos de la unidad

El proyecto completo tuvo una duración de 12 meses y requirió 2800 horas-hombre de trabajo

Resultados Obtenidos

Con la implementación del nuevo controlador, se ha observado una notable mejora en el conjunto de productos obtenidos. Los detalles específicos sobre la variación de las producciones volumétricas se encuentran detallados en la Tabla 1 y la Figura 1.

Rendimientos	Sin Control Avanzado	Con Control Avanzado
Nafta + LCGO	57%	62%
Nafta de Coker	20%	21%
LCGO	37%	41%
HCGO	29%	24%

Tabla 1. Mejoras en rendimientos de líquidos de la unidad.

La incorporación de inferencias para predecir la calidad ha permitido alcanzar cortes de diésel mucho más cercanos a los límites de especificación, como se puede observar en las Figuras 2 y 3.

Otra de las inferencias de calidad desarrolladas permitió un mejor control del DVPE de la nafta de coker. Al mantener este parámetro dentro de un valor preestablecido, se logró superar un cuello de botella en otra unidad

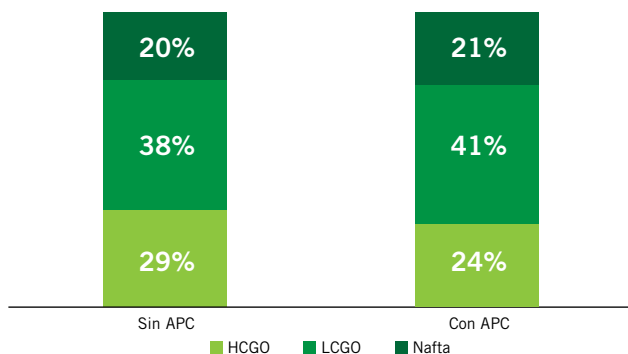


Figura 1. Mejoras en rendimientos pos implementación APC.

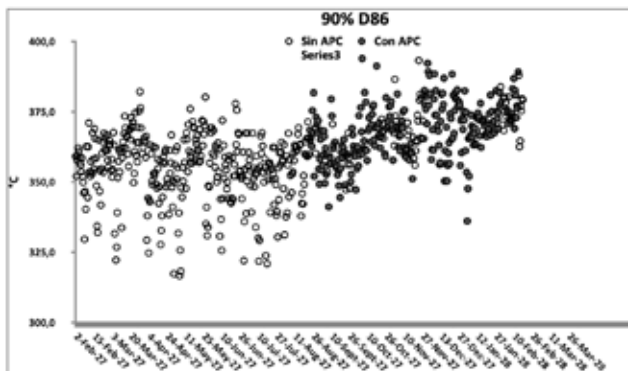


Figura 2. Optimización de la destilación del LCGO – 90%.

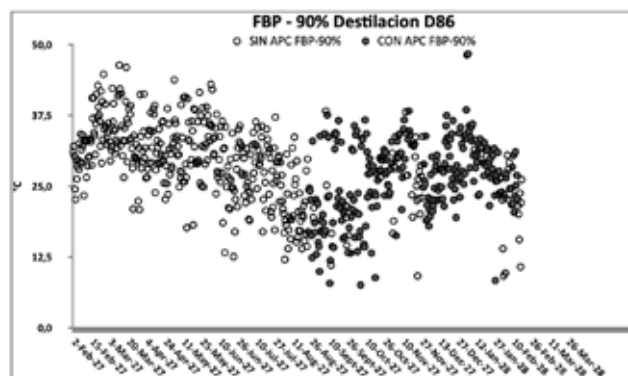


Figura 3. Optimización de la destilación del LCGO; FBP-90% Dest.

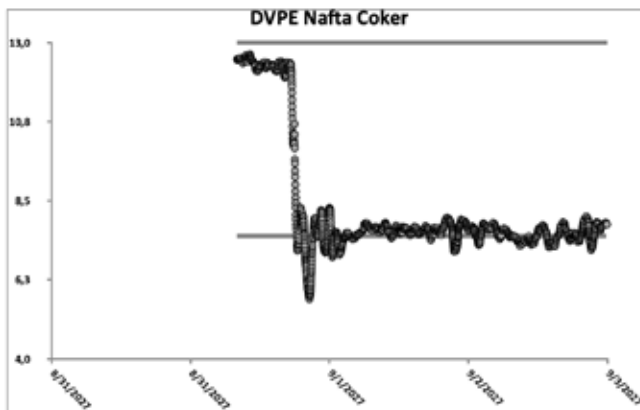


Figura 4. Ajuste de DVPE en nafta de coker.

para el tratamiento de nafta. Los detalles de estos ajustes se pueden observar en la Figura 4.

En términos de cuidado ambiental y eficiencia energética, otra inferencia nos permitió regular la cantidad de propano dirigido hacia la red de fuel gas. Los detalles sobre la reducción del promedio diario de C3 en el fuel gas se pueden observar en la Figura 5.

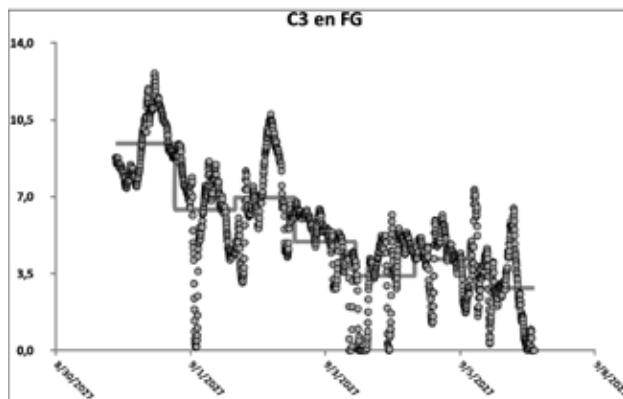


Figura 5. Ajuste de C3 en FG.

Conclusiones

Tras la implementación del proyecto, hemos logrado capturar los siguientes beneficios:

- Beneficios económicos estimados: 0.5 a 4 USD por metro cúbico de alimentación fresca de la unidad.
- Beneficios esperados estimados para 2024: entre 841 mil y 6.7 millones de USD.
- Mejora en el rendimiento del diésel: El diésel adicional producido representa el 4% de las importaciones de ULSD en Argentina.
- Reducción de C3 en Fuel Gas: Cada punto de reducción de C3 permite ahorrar 586 USD por día.
- Otros beneficios: Desbloqueo de otras unidades controlando el DVPE de la nafta de coque. Flexibilidad operativa (máximo diésel o máxima nafta de coque), dependiendo del contexto de mercado."

Bibliografía y documentación de soporte

- Resultados de la implementación del proyecto: Comparación de los balances de masa de la unidad antes y después de la implementación del modelo DMC.
- Balance de combustibles de Argentina 2020, 2021, 2022, 2023. Información oficial que se puede descargar de la página web de la Secretaría de Energía de Argentina (<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/refinacion-y-comercializacion-de-petroleo-gas-y-derivados-tablas-dinamicas>)
- Set de precios considerado para el Plan de Negocios 2024 de la Compañía.
- Corrida esperada de la Unidad de Cokeo retardado para 2024 según el Plan de Negocios de la Compañía.

iapg



5° Congreso Latinoamericano de
**Perforación, Terminación
e Intervención de Pozos**

8 - 11 SEP 2025

La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

www.aog.com.ar

Organiza:



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Realiza:



messe frankfurt

Flujo de datos en la geonavegación de pozos no convencionales

Por **Agustín Somaruga** y **Andres Askenazi** (YPF)

Este trabajo fue seleccionado en las 3ª Jornadas de Revolución Digital para Petróleo y Gas.

El desarrollo de la Sala de Geonavegación de YPF y la integración de flujos de trabajo colaborativos permitieron optimizar la perforación en Vaca Muerta. Con más del 95 % de las trayectorias en objetivo y una mejora del 10 % en la velocidad de perforación, el equipo avanza hacia operaciones más eficientes y productivas.



Planteo

A partir de la decisión por parte de YPF de dar comienzo al desarrollo de la Fm. Vaca Muerta como reservorio No Convencional, se ha atravesado un largo proceso de aprendizaje en el cual se han ido actualizando las distintas metodologías de trabajo como parte de un proceso de evolución constante.

En los inicios del desarrollo de Vaca Muerta la perforación de los pozos era realizada de manera vertical y luego se estimulaba mediante fracturas hidráulicas práticamente la totalidad del espesor de la formación. Esta metodología asumía que las propiedades de la roca y sus producciones asociadas eran relativamente similares en todo su espesor (hasta 500 m según su posición en la cuenca).

La perforación y evaluación de los datos que brindaron estos primeros pozos verticales, con el paso del tiempo, arrojó a la luz que no todo el espesor de la formación presentaba las mismas propiedades. Esto permitió identificar distintos niveles dentro de la Fm. Vaca Muerta, los cuales presentaban propiedades y producciones significativamente mejores que el resto de la formación. A partir de este punto se produjo un cambio en la metodología de desarrollo del reservorio que consistió en la migración a la perforación de pozos horizontales.

Los primeros pozos horizontales que fueron perforados eran planificados a un determinado nivel objetivo tomando como base la información brindada por geología en base a sus modelos estáticos. Luego, durante la ejecución de la perforación, se realizaba un seguimiento parcial analizando la información recibida desde el pozo y mediante la correlación de los datos de Gamma Ray se interpretaba el posicionamiento de la trayectoria utilizando un software para el análisis de subsuelo.

Con el paso del tiempo y el aumento en actividad del No Convencional se comprendió que esta metodología de trabajo no era lo suficientemente ágil y precisa para seguir el ritmo de la perforación de los nuevos pozos. La misma debía ser modificada en búsqueda de lograr una mejora en la performance de los pozos tanto en lo que se refiere a posicionamiento en objetivo como a velocidades de perforación. Estas necesidades finalmente terminaron dando lugar a la propuesta de crear una Sala de Geonavegación propia de YPF (in house).

La creación de la Sala de Geonavegación de YPF motivó la definición de nuevas metodologías y procesos que han involucrado la incorporación de nuevos softwares y tecnologías asociadas a la transmisión, manipulación y procesamiento de datos en tiempo real.

Estos procesos, con la evolución de la sala a lo largo del tiempo, han ido cambiando hasta la actualidad en búsqueda de alcanzar los objetivos y respetar los distintos enfoques que ha tenido la Compañía para el desarrollo de este reservorio con el paso de los años.

La evolución de la Sala de Geonavegación no solo ha dado lugar a la incorporación de nuevos procesos y tecnologías, sino también la incorporación de nuevos actores, tal como fue la incorporación de los Ingenieros de Optimización. La incorporación de nuevas disciplinas en el proceso también trajo asociado el uso de nuevos datos para el análisis, cambiando también las formas de interacción entre todos los involucrados en la perforación de los pozos horizontales.

El paso del tiempo y la incorporación de todo el volumen de información asociado a la gran cantidad de pozos perforados año a año generó la necesidad de re-

lizar una estandarización de las metodologías de recepción, procesamiento y resguardo de los datos adquiridos y generados. Por parte de Geonavegación se produjo la creación de un repositorio el cual se denominó como “Base de Datos de Geonavegación”. Esta base, permitió visualizar y realizar el análisis, mediante la creación de tableros en plataformas de análisis de datos, de una gran cantidad de métricas que nos ayudan a medir el desempeño y plantear objetivos a futuro.

Si bien actualmente se ha alcanzado un grado de maduración avanzado para la Sala de Geonavegación nos encontramos constantemente en búsqueda de desafiar de los límites de performance. Esto se impulsa mediante el desarrollo de nuevos proyectos que se basan en el análisis del gran volumen de datos que hemos logrado recopilar, procesar y resguardar desde el inicio de la perforación de pozos horizontales en la Fm. Vaca Muerta.

Desarrollo

Ingresando ya puntualmente a la disciplina de geonavegación y como se ha desarrollado la misma en YPF podríamos dividirla en tres fases: Planificación – Ejecución – Procesamiento.

Planificación

En esta etapa de la Geonavegación, previa a la perforación del pozo, se trabaja con los datos brindados por los sectores de Ingeniería y Geología. Estos datos están definidos en base a modelos estáticos y la metodología de intercambio de los mismos hoy por hoy se considera bastante anticuada ya que se realiza de manera manual por encontrarnos con una problemática asociada a la falta de compatibilidad entre los softwares utilizados por las distintas disciplinas.

Se recibe, por parte de Ingeniería, la trayectoria planificada del pozo a perforar. Por otro lado, Geología facilita los pozos de referencia (offset) con sus correspondientes registros, topes y ventana objetivo. También se recibe una grilla que representa el modelo de subsuelo con la estructura esperada correspondiente a la zona donde nos vamos a encontrar perforando el pozo.

Por cada pozo a perforar se genera un proyecto que se encuentra resguardado online en un servidor suministrado por la empresa que brinda el software utilizado para la geonavegación de los pozos. Esto nos permite acceder a los proyectos desde cualquier lugar y desde múltiples usuarios en simultáneo.

Toda la información recibida es cargada en el proyecto generado para el pozo en cuestión y si se observa que la data es consistente y no es necesario realizar ajustes de la trayectoria planificada se comunica la aprobación de la misma.

Como se puede observar, ya en esta primera instancia, tenemos la convergencia de datos desde distintos sectores que van alimentando nuestro proyecto y esto nos permite tener un pantallazo inicial de que es lo que se espera para cuando se inicie la fase de ejecución de la perforación.

Ejecución

Una vez que se inicia la perforación de la fase aislación comienza a trabajarse con un flujo de datos que se inicia desde el pozo hacia la sala a través de las compañías direccionales y sus servidores que transmiten tanto data de MWD (Measure While Drilling) como LWD (Logging While Drilling) en real time. Desde la sala tenemos la posibilidad de conectar nuestro software a los distintos servidores WITSML para iniciar el proceso de transmisión de datos y geonavegación mediante la correlación de los datos de Gamma Ray recibidos contra los del pozo offset. Este análisis no solo involucra los datos de Gamma Ray sino que además tiene en consideración otra gran cantidad de variables como pueden ser datos de Survey, ROP (velocidad de perforación), inclinaciones continuas, seteos de herramientas, etc. El objetivo de este análisis consiste en ir realizando los ajustes de trayectoria que sean necesarios para lograr ubicar la trayectoria del pozo dentro de la ventana objetivo planificada.

En base a la interpretación de los datos recibidos, el Geonavegador debe comunicar los ajustes de trayectoria necesarios a la cabina direccional. El software de geonavegación cuenta con un entorno de programación de Python el cual nos ha sido de gran utilidad y nos ha permitido desarrollar una serie de scripts entre los cuales se encuentra nuestro script de “Proyección a 6 Tiros”. Este script nos permite obtener una tabla que representa la proyección de la ventana de geonavegación definida en base a el ultimo dip interpretado a 6 tiros por delante del último survey adquirido. Esta tabla es enviada vía mail a la cabina direccional para que pueda contar con un “corredor” de referencia para los siguientes 180 metros a perforar buscando mantener la trayectoria dentro del mismo. La aplicación de este script ha permitido estandarizar los formatos y la metodología del envío de proyecciones logrando de esta manera comunicaciones más claras y fluidas. Se considera igualmente que todavía hay lugar para continuar mejorando en este proceso ya que por el momento estas comunicaciones se continúan realizando vía correo electrónico debido a que por el momento no hay manera de vincular directamente nuestro software de geonavegación con los softwares direccionales de las distintas compañías de servicio.

En adición a la data utilizada dentro del software de geonavegación los Geonavegadores utilizamos como soporte otros visualizadores de datos. Estos nos permiten realizar un monitoreo de muchas otras variables reci-

das desde el pozo a través de otras compañías de adquisición y transmisión de datos. Si bien estos sistemas no son específicos para Geonavegación, fueron incorporados al momento de sumar la figura de Ingeniero de Optimización a la sala. Realmente se considera que poder contar con esos datos y visualizaciones adicionales son de gran ayuda y pueden favorecer el proceso de interpretación realizado por el Geonavegador.

Procesamiento

Una vez que el pozo ha alcanzado su profundidad final comienza la etapa de procesamiento de la data adquirida y generada por parte de Geonavegación.

Contamos, dentro de nuestro proyecto que se encuentra resguardado online, con la recopilación de las variables de interés transmitidas desde el pozo y la interpretación de las mismas. Esto nos ha permitido, gracias al entorno de programación de Python incluido en el software, desarrollar otro script el cual se encarga de hacer un procesamiento adicional de toda esta información y entregarnos una serie de métricas de nuestro interés que son resguardadas en nuestra “base de datos” para su posterior visualización y análisis.

Las métricas arrojadas mediante el script mencionado se combinan con otras variables recopiladas (algunas de estas de manera manual) correspondientes a cada pozo perforado y eso nos ha permitido confeccionar distintos tableros para visualizar y analizar cómo ha sido la evolución de la performance de perforación de los pozos realizados hasta la actualidad por parte de la sala.

Adicional a lo mencionado también se han realizado campañas de interpretación de pozos horizontales perforados previo a la implementación de la sala (Pre Sala). Esto nos ha permitido también establecer comparaciones entre ambas poblaciones de pozos y visualizar que impacto ha tenido la sala en las distintas variables monitoreadas.

El tablero de Geonavegación actualmente constituye una herramienta clave a la hora de medir el desempeño de la sala. La gran cantidad de métricas registradas nos permite saber cuáles son nuestros resultados y nos permite planificar los objetivos de cada año en búsqueda de un proceso de mejora constante.

Cabe destacar que, además de las métricas obtenidas de cada proyecto para la evaluación de nuestra performance, se genera también información adicional que responde a las necesidades de distintos sectores y que se brindan en forma de entregables. Nuestro principal “cliente” es el sector de geología ya que la data que surge de las interpretaciones de geonavegación les permite ajustar sus modelos y de esta manera generar una retroalimentación para una mejora en la planificación de los siguientes pozos a perforar. También se brinda información que es utilizada por otros grupos como son perfora-

ción, geomecánica, estimulación, etc.

Si bien el enfoque de la sala tiene como prioridad el monitoreo en tiempo real de la totalidad de los pozos horizontales perforados por YPF en Vaca Muerta (cuenta actualmente con 14 equipos de perforación activos), en los últimos años se ha estado trabajando adicionalmente en el desarrollo de proyectos basados en el análisis de los datos de Geonavegación. El objetivo de estos proyectos es la búsqueda de nuevas metodologías que permitan obtener mejoras adicionales en la performance tomando como base los datos recibidos durante la perforación de los pozos.

Distintos proyectos como los de “Protocolo de ROP”, “Bandas de Perforabilidad” y “Análisis de Vibraciones” han sido desarrollados y han ido implementando en los últimos años por parte de YPF. El flujo de datos y la metodología para el análisis en todos ellos ha sido bastante similar.

La metodología de base se desarrolla en línea con el concepto de toma de decisiones basadas en datos. Consiste en la recopilación de los datos de poblaciones de pozos que permitan la comparación entre las mismas por presentar similares características, como pueden ser, el área en el que fueron perforados, el nivel objetivo y/o las herramientas utilizadas para su perforación.

Una vez identificados y filtrados los pozos con los que se quiere trabajar se define cuáles son las métricas que se quieren contrastar para el análisis y se desarrolla un script que permita el procesamiento y la extracción de las mismas para su resguardo en nuestra base de datos de geonavegación.

Una vez finalizado el proceso de recopilación y procesamiento, se visualizan los resultados para observar cual ha sido el comportamiento y respuesta en performance en base a la aplicación de la nueva metodología propuesta.

Cabe aclarar que, a medida que se cuenta con una mayor población de datos, mayor confiabilidad y representatividad puede tener el análisis a realizar.

Actualmente estos proyectos están siendo aplicados y nos están permitiendo adquirir mayor cantidad de información para evaluar si los mismos tienen un impacto positivo y para identificar también nuevas oportunidades de mejora.

Resultados

A la hora de realizar un análisis asociado a la evolución de la Geonavegación en YPF podemos identificar en una primera instancia dos variables principales a considerar. Una de estas es el posicionamiento de la trayectoria en la zona objetivo el cual está representado por la métrica de porcentaje fuera de zona vertical (%FZV). Se considera que la misma tiene un impacto sustancial en la performance de la productividad de los pozos. La otra variable para tener en consideración es la velocidad de

perforación representado por la métrica de ROP efectiva en rama lateral. Esta variable tiene un impacto directo en los tiempos y los costos de perforación.

Empezando por el análisis de la métrica de porcentaje fuera de zona vertical (%FZV) se ha podido visualizar como ha sido el impacto de la implementación de la sala de geonavegación a mediados del año 2018. A partir de la implementación de la misma se produce un cambio sustancial pasando de valores del orden del 70% (Pre Sala) a valores posteriores que muestran una mejora constante hasta aproximadamente mediados del año 2020 donde se produce una estabilización en torno al 5%.

Se considera que valores de trayectoria en ventana en torno al 95% son muy buenos resultados y que el hecho de buscar una mejora aun mayor en este índice no sería justificable ya que es posible que tenga un impacto negativo en los tiempos y costos de la perforación sin lograr una mejora considerable en la productividad asociada del pozo.

El hecho de haber logrado porcentajes fuera de zona vertical estabilizados en torno al 5% nos ha permitido en los últimos años comenzar a cambiar el foco de la Geonavegación, pasando a una búsqueda de mejora en cuanto a los tiempos y costos de perforación.

La variable en la que se considera que Geonavegación puede generar un impacto positivo actualmente es la ROP Efectiva en rama lateral. En base a los datos que podemos visualizar en nuestro tablero a partir de la implementación de la sala, se observa una mejora gradual y constante de la misma, logrando un incremento del 100% si se compara los valores previos a mediados del 2018 y los valores que se observan prácticamente estabilizados a partir de mediados del 2021.

Si bien en los últimos años los valores de ROP efectiva se observan estabilizados se considera que aún queda mucho margen para continuar mejorando en relación con las velocidades de perforación. La mayor parte de los proyectos que se encuentran actualmente en desarrollo por parte de Geonavegación se encuentran orientados a buscar una mejora en la misma.

Otro de los aspectos en los cuales se considera que la Geonavegación ha logrado tener un impacto muy positivo, es en el ajuste de la planificación de las nuevas trayectorias, teniendo esto asociado principalmente una mejora en la performance de perforación de las curvas hasta el Landing Point.

Se puede apreciar lo mencionado tanto en la reducción de la cantidad de aterrizajes fuera de la ventana con el paso del tiempo (pasando de valores del 40% previo a la sala a valores de 5% en la actualidad), como también en la disminución de la incertidumbre correspondiente a la planificación de las trayectorias luego de haber perforado el primer pozo del PAD. Esto se ha logrado gracias a una retroalimentación entre Geonavegación, Geología e Ingeniería que permite el ajuste del modelo estático de Geología con los modelos de Geonavegación y derivando en un mejor ajuste de las profundidades objetivo y por lo tanto en una mejor planificación de trayectorias que durante su ejecución solo deben sufrir ajustes de menor magnitud.

Conclusiones

El repaso de la evolución de la Geonavegación en los pozos horizontales de YPF en la Fm. Vaca Muerta nos ha permitido llegar a una serie de conclusiones:

La Geonavegación tiene asociado un flujo de datos constante y bidireccional entre múltiples disciplinas dando lugar a un proceso fundamental de retroalimentación en búsqueda de la optimización de la performance de la perforación de los pozos.

Para una correcta administración e interpretación de los datos se considera clave contar con un software que permita tanto una importación como una exportación de datos fluida, que permita el trabajo desde un repositorio online de manera de encontrarse disponible a múltiples usuarios y que los mismos puedan trabajar en simultaneo en un mismo proyecto.

Al trabajar con un gran volumen de datos se considera de gran importancia unificar las metodologías de trabajo entre la totalidad de los involucrados en el proceso y de esta manera estandarizar la información para su correcto análisis.

La posibilidad de contar con un entorno de programación de Python dentro del software de trabajo se considera una gran ventaja ya que facilita mucho el correcto procesamiento de la información por parte del personal que no se encuentra especializado en programación. Esto también permite desarrollar herramientas que respondan a necesidades puntuales de los usuarios con mayor facilidad.

Contar con una base de datos completa abarcando la totalidad de los pozos horizontales de YPF a la Fm. Vaca Muerta se considera de gran valor para la toma de decisiones y el planteo de objetivos no solo por parte de Geonavegación sino para múltiples usuarios que utilizan estos datos para sus propios análisis.

Se considera que queda mucho margen para continuar mejorando e implementando el análisis de datos y nuevas tecnologías en nuestros procesos, que en combinación con el gran volumen de datos con el que cuenta YPF gracias a sus más de mil pozos horizontales perforados en la Fm. Vaca Muerta, pueden dar lugar al desarrollo de nuevas formas de trabajo que impacten positivamente en la performance de los pozos logrando cumplir de esta manera con el proceso de mejora continua.

Entre los puntos de mejora identificados se considera que es necesario una mejor integración de los distintos datos obtenidos y/o generados por las distintas disciplinas dentro de YPF mediante una base de datos unificada.

Es necesario también trabajar en la implementación de softwares que permitan un mejor intercambio de datos entre las distintas disciplinas facilitando de esta manera el intercambio de información y retroalimentación entre los distintos sectores de la compañía.

Se considera que el gran volumen de datos asociado a la gran cantidad de pozos perforados e interpretados por la sala de Geonavegación representan una gran oportunidad para la implementación y entrenamiento de inteligencia artificial que dé lugar a la automatización de ciertos procesos dentro de la Geonavegación.



Seguinos en nuestras redes



**INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS**

www.iapg.org.ar

El análisis de consumos en edificios del AMBA revela que los sistemas de calefacción central suelen ser ineficientes y generan un alto gasto energético. Este artículo compara su desempeño con alternativas más eficientes, como las bombas de calor con tecnología inverter. Un aporte clave para repensar el confort térmico en zonas templadas del país.



Los servicios energéticos representan una parte significativa del presupuesto de los hogares, especialmente para las familias de ingresos medios y bajos. Comprender cómo se utiliza la energía en el hogar es fundamental para gestionarla de manera eficiente, evitar facturas con costos inesperados, optimizar recursos y contribuir a la protección del medio ambiente. El acondicionamiento térmico de viviendas (calefacción y refrigeración), es en general uno de los principales consumos en Argentina y en el mundo. En nuestro país, es el principal consumo residencial, ver Figura 1.

El confort térmico en las viviendas depende principalmente de la temperatura y la humedad relativa del ambiente. En general, la mayoría de las personas se sienten cómodas dentro

de un rango de temperatura que va de los 18 °C a los 25 °C, dependiendo de la estación del año, la vestimenta, para condiciones de humedad relativa, entre el 30 % y el 75 %. Por ejemplo, en verano, con ropa liviana, un buen confort suele lograrse entre los 24 °C y 26 °C; en invierno, con ropa más abrigada, la mayoría se siente cómoda con temperaturas interiores entre los 18 °C y 21 °C.

Estas diferencias de temperatura de confort están estrechamente relacionadas con la vestimenta estacional, pero también con la intención de reducir el consumo energético y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Como se ha señalado [1], la ropa juega un rol clave: en invierno, el uso de prendas abrigadas permite mantener ambientes a temperaturas más bajas, y viceversa en

verano. Además, es recomendable evitar saltos térmicos bruscos entre el interior y el exterior del hogar, ya que pueden afectar tanto al confort como a la salud. No se aconsejan diferencias térmicas mayores a los 10 °C [2], [3].

Además, se sabe que pequeños ajustes en el termostato pueden tener un gran impacto en el consumo: aumentar la temperatura en invierno apenas 2 °C puede elevar el gasto energético hasta en un 50 % [2], [4].

La reducción del consumo energético no solo implica un ahorro económico, sino que también conlleva beneficios ambientales al reducir la huella de carbono del sector residencial. En Argentina, este sector representa el 26 % del consumo energético total, siendo la calefacción y la refrigeración responsables del 43 % de ese consumo. Es decir, el

Eficiencia en la calefacción: edificios con sistemas centralizados

Por **Leila Iannelli** (ENARGAS y Universidad de San Martín) y **Salvador Gil** (Universidad de San Martín)

acondicionamiento térmico (AT) de viviendas representa en sí mismo el 11 % del consumo total de energía del país (Figura 1).

En esta primera parte del informe, se enfoca en el análisis del consumo de gas natural en el AMBA, mediante una metodología combinada de análisis estadístico (Top-Down) y auditorías energéticas detalladas (Bottom-Up).

Consumo de gas natural por redes en el sector residencial

Para llevar a cabo un estudio detallado del consumo global de gas natural en Argentina, los datos

proporcionados por ENARGAS [7] son una fuente invaluable. En el sector residencial, el gas se utiliza principalmente para tres servicios: cocción, calefacción y agua caliente sanitaria (ACS). En la zona centro-norte de Argentina, es decir, al norte del Río Colorado, durante los meses de verano (diciembre, enero y febrero) no se utiliza calefacción debido a las condiciones climáticas, lo que reduce el consumo únicamente a cocción y ACS, lo que se denomina “consumo base”.

A continuación, se representa los consumos específicos medios, esto es, los consumos por usuario¹ y por día, en función de los meses del año para los usuarios residenciales (R), se obtienen los resultados que se muestra en Figura 2 para la zona del AMBA [8].

En la región del AMBA como para toda la zona centro y norte de Argentina, [8] los consumos de verano, meses de enero, febrero y diciembre, coinciden con el consumo base, que tiene una muy leve dependencia con la temperatura, representada por el área verde de esta figura. Sustrayendo este consumo del total residencial, se obtiene el consumo de calefacción, representado por el área superior (amarilla) de la Figura 2. [9] En esta región, el consumo de calefacción, según este análisis Top-Down, es de unos 4500 kWh/año, teniendo en cuenta que el tamaño de las viviendas en esta región es de unos 60 m² [10], resulta que el consumo medio de calefacción en esta región es de unos 75 ±15 kWh/m²/año.

Consumo de cocción: el consu-

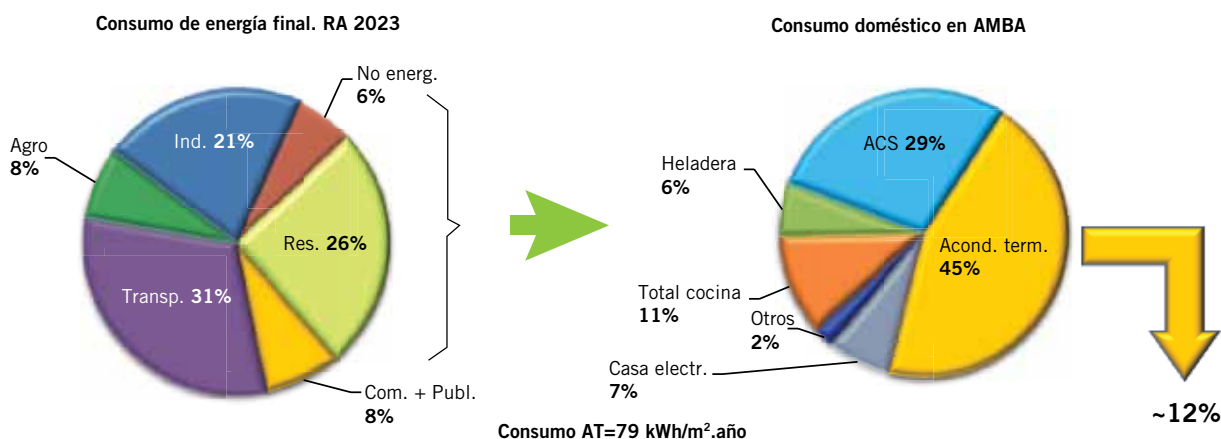


Figura 1. A la izquierda, distribución del consumo energético final en Argentina. "Transp." se refiere al consumo de transporte, "RES." es el consumo residencial, "Com+ Públ." es el consumo comercial y de edificios públicos, "Ind." es el consumo industrial, "Agro." es correspondiente al uso agropecuario y "No Energ." es el uso de combustibles como materia prima de manufacturas. A la derecha, composición del consumo energético residencial en 2023, en la región del AMBA. AT se refiere al acondicionamiento térmico. Fuente: Elaboración propia con datos de Balance Energético Nacional (BEN) [5], [6].

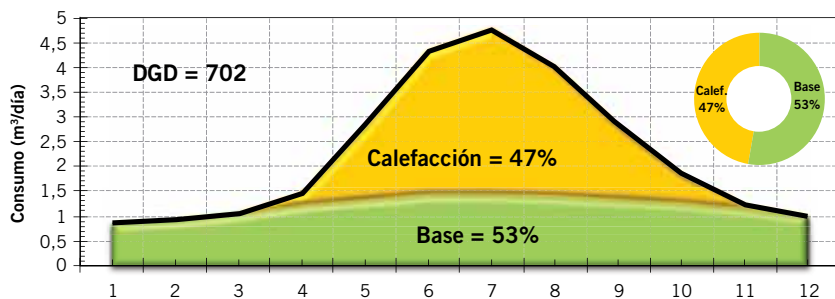


Figura 2. Consumos diarios promedio R a lo largo del año. Estos datos corresponden a los años 2018-2022. Los consumos de los meses de verano permiten caracterizar los consumos base. En los meses más fríos, el incremento en el consumo se debe al uso de calefacción, el cual es del orden del $49 \pm 4\%$ del total del consumo R, dependiendo de la rigurosidad del invierno de cada año. DGD se refiere al Déficit Grado Día anual. Los datos corresponden a la región AMBA, ENARGAS. [7]

mo de cocción puede obtenerse del análisis de los datos de consumo de edificios que tienen servicios de calefacción y calentamiento de agua centrales. En este caso, el consumo de cada unidad funcional o departamento está asociado sólo al consumo de cocción.

Dado que en el país hay muchos edificios y cada uno de ellos con decenas de unidades habitacionales, con estas características, este estudio puede realizarse en forma muy confiable, ya que las distribuidoras disponen por lo general del registro de estos consumos por más de una década. [11] El consumo en cocción obtenido por este método es de $0,27 \pm 0,14$ m³/día, equivalente a unos 2,9 kWh/día². Dado que el promedio de personas por vivienda es del orden de 2,6; el consumo medio para la cocción por persona es del orden de $\sim 1,1 \pm 0,4$ kWh/día por persona.

Consumo de Agua Caliente Sanitaria (ACS): este es un consumo importante en los hogares. Otro consumo muy prevalente en el país, asociado a este servicio, es el asociado a las llamas piloto, como así también el ligado a mantener el agua

caliente en los termotanques. Estos consumos pasivos, cuando están presentes, son del orden de 0,5 m³/día y tienen una magnitud similar al asociado para calentar 200 litros/día, que es lo que necesita una familia tipo para satisfacer sus necesidades de ACS en el AMBA. Así, los consumos pasivos de los equipos de ACS en general (los que funcionan con GN, o electricidad) son muy significativos. Según la Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares (ENGHO) del INDEC de 2018, [10] alrededor del 95% de los equipos de ACS a GN en Argentina tienen una llama piloto encendida de forma permanente. Los equipos de acumulación de agua caliente o termotanques (TTQ) tienen un consumo de gas aun superior al de los pilotos, denominado consumo de mantenimiento. Esto se debe a que aun sin consumo de agua caliente, el quemador se enciende periódicamente para mantener la temperatura del agua en su interior, cuyo consumo se suma al de los pilotos. Estos consumos pasivos ocurren las 24 horas, se use o no agua caliente. Los consumos pasivos de los pilotos de los calefones son del orden del

0,5 m³/día y el de los termotanques varía entre 0,5 a 0,75 m³/día. [12]

La Figura 3, ilustra cómo se usa el gas natural en los diversos servicios en el AMBA. Desde luego, como no todos los usuarios conectados a la red tienen servicio de ACS a gas, una fracción de ellos tiene sistemas de ACS eléctricos, el valor medio de los datos Top-Down, registrará valores medios de ACS y pasivos menores a los guarismos antes mencionados.

Auditorías energéticas

Un segundo análisis complementario al descripto previamente se puede obtener de un análisis Bottom-Up, es decir, a partir de un estudio minucioso de auditorías de viviendas individuales de una muestra de unas 550 viviendas del AMBA de distintos sectores socioeconómicos, que fueron estudiadas con la metodología descripta de la Ref. [11]. En este caso, el análisis se realiza de modo presencial en cada vivienda, observando los artefactos, las pautas de consumo y los datos de consumo de gas registrados en las facturas provistas por la distribuidora para cada vivienda analizada. Asimismo, se realiza una verificación de las características de cada artefacto presente en la unidad habitacional. También se acompaña la visita con un conjunto de preguntas realizadas a el o a los interlocutores de la vivienda, siguiendo la metodología discutida en la Ref. [11].

Con esta información se puede hacer un estudio de distribución del consumo de gas como se ilustra en la Figura 4, de 1.183 m³/año. Esta diferencia de consumo anual total de gas entre el análisis Top-Down y Bottom-Up, se entiende por el hecho

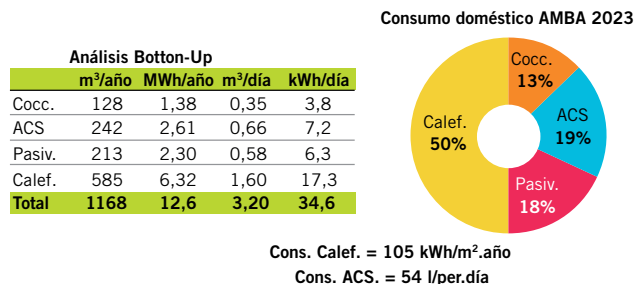


Figura 3. Izquierda, distribución de los consumos específicos residenciales de gas para usuarios del AMBA, a través de un análisis Top-Down. Derecha, distribución del consumo de gas en el sector residencial en el AMBA. El consumo medio de gas total en esta región (base más calefacción) es de 828 m³/año y equivale a 8,9 MWh/año. Este consumo equivale a 75 ± 15 kWh/m².año para la calefacción.

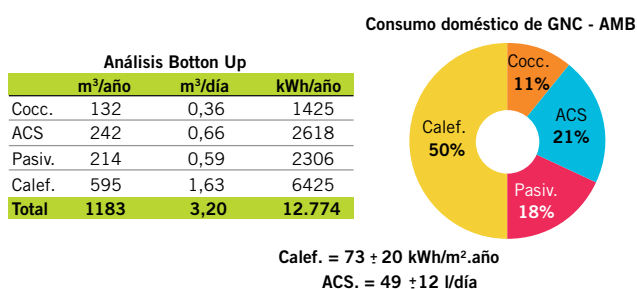


Figura 4. Izquierda, distribución de los consumos específicos residenciales de gas para usuarios del AMBA, a través de un análisis Bottom-Up, basado en 297 auditorías de viviendas individuales con gas. Derecha, distribución del consumo de gas. El consumo medio de gas total en esta región (base más calefacción) es de 1183 m³/año y equivale a 12,77 MWh/año. Este consumo equivale a 73 ± 20 kWh/m².año para la calefacción.

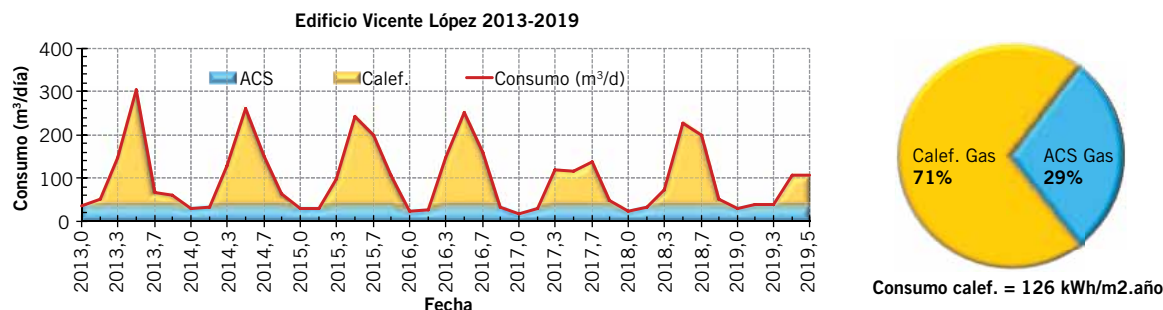


Figura 5. A la izquierda, variación del consumo bimestral de gas natural a lo largo de siete años (curva roja) para un edificio de la localidad de Vicente López. El consumo de verano coincide con el consumo de ACS (área celeste) y el área amarilla es el consumo de calefacción. A la derecha se ve la separación de los consumos de ACS y calefacción a lo largo de todo este periodo.

de que en el análisis Top-Down, se considera que el total de las viviendas poseen los mismos tres servicios (cocción, ACS y calefacción), es decir como similares. Pero no es así, hay múltiples viviendas y departamentos que no tienen los tres servicios principales de gas sino solo uno o dos de ellos, por lo que es razonable que el análisis Top-Down, brinde resultados menores que el Bottom-Up. En este último, al hacer la visita casa por casa, efectivamente se verifica la presencia de cada servicio existente en la vivienda. Una vez verificada la consistencia entre los datos reportados por la distribuidora a lo largo del año (factura de gas), los equipos presentes en la vivienda y los tiempos de uso que reportan sus moradores, se construye una separación de los consumos de gas en cada uso. Finalmente, se estima el volumen de agua caliente usada por la familia en un día, según el análisis realizado y las características de los equipos. Un valor típico del consumo de ACS es de unos 50 ± 10 litros/día.personas.

Con las salvedades descriptas previamente, ambas aproximaciones, Top-Down y Bottom-Up, brindan resultados coincidentes, lo cual refuerza la confianza en la metodología utilizada en este trabajo.

En definitiva, los consumos de GN indicados en la Figura 3, son representativos de los consumos de una familia tipo de la región del AMBA (2,6 personas/vivienda), que podrían ser tomados como referencia en esta región del país. Según el análisis Bottom-Up, el consumo de calefacción obtenido fue de aproximadamente 73 ± 20 kWh/m².año (el área media de las viviendas auditadas fue de 88 m^2), consistente con el obtenido del análisis Top-Down de 75 ± 15 kWh/m².año.

Consumo de Calefacción con sistemas centralizados

En Argentina, muchos edificios residenciales, especialmente aquellos con múltiples unidades funcionales (UF), utilizan sistemas de calefacción centralizados. Estos sistemas, generalmente alimentados por calderas a gas, distribuyen calor a todo el edificio mediante losa radiante, piso radiante o radiadores. En varios casos, el agua caliente sanitaria (ACS) también es provista por el mis-

mo sistema centralizado.

Este estudio analizó el consumo energético de una decena de edificios en la región del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) que cuentan con sistemas de calefacción central y más de una veintena de UF cada uno. Uno de ellos, ubicado en el municipio de Vicente López, operó con un sistema centralizado a gas hasta el año 2021, cuando se realizó la transición a sistemas individuales basados en bombas de calor. Al monitorear el consumo energético

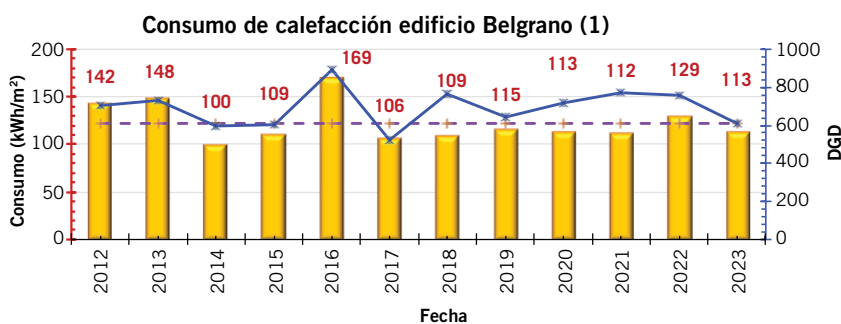


Figura 6. Variación del consumo de energía para calefacción central a gas, en kWh/m².año, barras amarillas, para un edificio con calefacción central en el Barrio de Belgrano. La línea azul, referida al eje vertical derecho, muestra la variación del DGD a lo largo de los años. La línea de trazos violeta, indica el valor medio del consumo de calefacción de 122 ± 14 kWh/m².año.

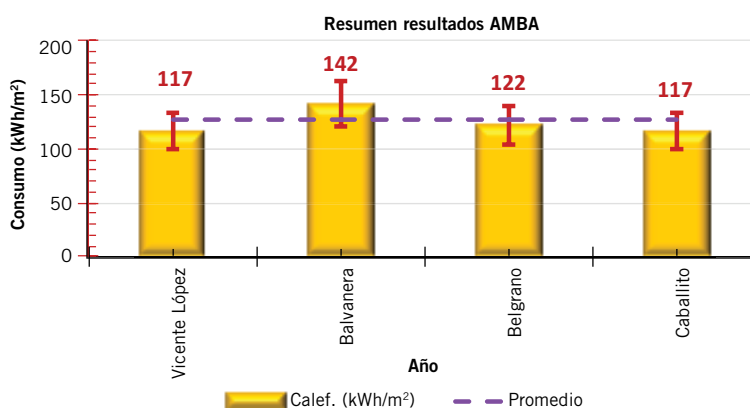


Figura 7. Variación del consumo de calefacción para varios edificios en diversos barrios con calefacción central en la región del AMBA, a lo largo de varios años. El valor medio del consumo de calefacción obtenido fue de 127 ± 12 kWh/m².año.

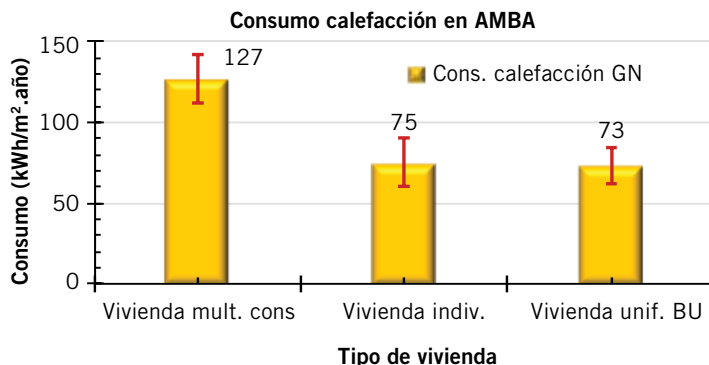


Figura 8. Variación del consumo de energía de calefacción a gas, para viviendas unifamiliares con sistemas individuales de calefacción estimados por un análisis Top-Down (TD) y Bottom-Up (BU) y para viviendas colectivas con sistemas a gas de calefacción centralizados (CC).

en ambas configuraciones durante varios años, se pudo comparar y cuantificar los cambios, manteniendo constantes la mayoría del resto de las variables.

En la Figura 5 se muestra la evolución del consumo de gas para este edificio de 12 pisos, con orientación noreste, con 42 unidades funcionales (UF) y un área total calefaccionada de unos 2500 m². Conociendo estos consumos, medidos por la distribuidora de gas (Naturgy) y el área calefaccionada, es posible determinar el consumo medio de calefacción para este edificio que resultó de: 126 ± 11 kWh/m²·año.

Estudios comparables realizados en otros edificios del AMBA con sistemas de calefacción central, a los largo de varios años de seguimiento, arrojaron resultados similares, con un promedio de consumo de calefacción de 127 ± 12 kWh/m²·año, ver Figura 7. En contraste, los consumos en viviendas con sistemas individuales de calefacción a gas, que como ya se vio, se situaron en 74 ± 15 kWh/m²·año, casi la mitad del consumo observado en edificios con calefacción central, cómo se ilustra en la Figura 8.

Los distintos resultados que se observan en la figura anterior, se deben a que los residentes de edificios con calefacción centralizados (CC) no pueden regular o apagar la calefacción cuando no la necesitan, ya que la operación del sistema depende de un administrador general, lo que conduce a un sobreconsumo energético para satisfacer diversas necesidades térmicas.

La falta de control individual, junto con la diversidad de orientaciones y alturas de las UF que resultan en dis-

tintos niveles de ganancia solar, hace que estos sistemas centralizados sean notablemente ineficientes. Por estas razones, muchos países europeos, como España, han prohibido los sistemas de calefacción central sin regulación individual. [13] Desde 2023, millones de viviendas colectivas en España están obligadas a instalar contadores individuales o repartidores de costos que midan el consumo de calefacción de cada UF, permitiendo que los residentes paguen únicamente por la energía que utilizan. [14], [15] En Argentina esta normativa no está en vigor ni hay perspectivas cercanas de implementación, sin embargo, existen soluciones tecnológicas que permiten mejorar la eficiencia energética en sistemas de calefacción individuales y centralizados, sin comprometer el confort. Los contadores individua-

les o repartidores de costos, son dispositivos que se instalan en cada unidad funcional para medir su consumo individual y ya están disponibles en el mercado argentino. Sin embargo, su implementación es menos compleja y costosa, si se instalan cuando se construye el edificio y se planifica la infraestructura adecuada para este fin.

Acondicionadores de Aire frío/calor o Bombas de Calor

Las bombas de calor (BC) son dispositivos que transfieren calor de un ambiente frío a uno más cálido, empleando electricidad para llevar a cabo este proceso. Un ejemplo cotidiano de una BC es un acondicionador de aire con función frío/calor o incluso una heladera. En el modo de calefacción (ver Figura 9), una BC capta calor del aire exterior, incluso en condiciones frías, y lo transfiere hacia el interior, proporcionando calefacción. Aunque a simple vista podría parecer que este proceso desafía las leyes de la física, en realidad es un fiel reflejo del principio de conservación de la energía y el ciclo de refrigeración.

El componente clave en el funcionamiento de una bomba de calor es el compresor, que comprime el refrigerante, elevando su temperatura y permitiendo la transferencia de calor. Sin embargo, en los modelos

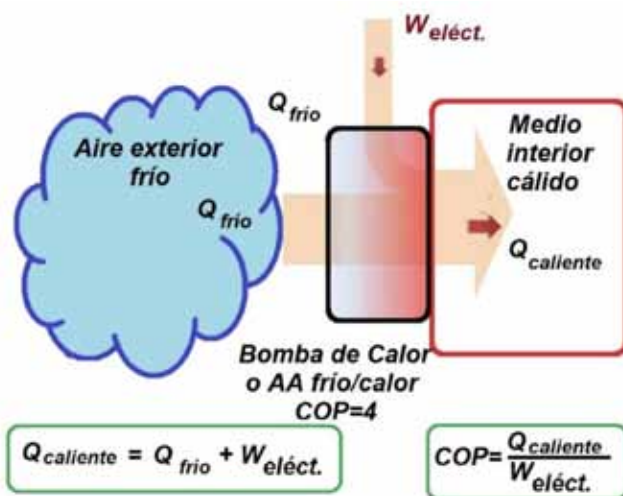


Figura 9. Diagrama esquemático de un acondicionador de aire (frío/calor) o BC usado en modo de calefacción. El equipo toma calor del medio exterior frío (Q_{frio}), de modo similar a un refrigerador, usando energía eléctrica que hace funcionar el sistema (compresor) W_{elec} , y entrega todo este calor al interior, $Q_{caliente}$. En este ejemplo, para generar 4 unidades de calor, se requiere de una unidad de energía eléctrica, o sea la eficacia de esta BC, entendida como una relación de costo-beneficio, es del 400% o $COP=4$.

convencionales, el consumo energético puede ser ineficiente debido a los repetidos ciclos de encendido y apagado, lo que provoca que el sistema funcione a plena potencia cada vez que es activado. Este patrón de funcionamiento no solo incrementa el consumo eléctrico, sino que también puede acortar la vida útil de los equipos.

Es en este punto donde las tecnologías más avanzadas, como los sistemas con inverter, juegan un papel crucial para mejorar la eficiencia energética. Estos sistemas permiten ajustar gradualmente la potencia de operación según las necesidades de calefacción del ambiente, evitando los picos de consumo y manteniendo una temperatura constante con un uso más eficiente de la electricidad. El uso de BC con tecnología inverter no solo mejora la eficiencia en el consumo de energía, sino que también eleva el confort al reducir las fluctuaciones bruscas de temperatura dentro del espacio habitable.

En resumen, las bombas de calor, especialmente cuando cuentan con sistemas inverter, ofrecen una alternativa de bajo consumo energético frente a los sistemas tradicionales de calefacción a gas o resistencias eléctricas. En climas templados como el del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), pueden alcanzar eficiencias de hasta 450% o más, lo que se traduce en un consumo energético de seis a siete veces menor en comparación con los sistemas convencionales a gas (eficiencias ~ 75%). Esto no solo implica ahorros significativos en las facturas energéticas, sino también una considerable reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), contribuyendo a un uso más sostenible de la energía en el sector residencial.

El coeficiente de desempeño (COP) es un indicador clave para medir la eficiencia de las bombas de calor, ya que relaciona la cantidad de calor generado (Qcaliente) con la energía eléctrica utilizada (Weléct). El COP varía según la diferencia de temperatura entre el exterior y el interior (ΔT). [15]

Recientes estudios en el AMBA, [15], [17], revelaron que el consumo de calefacción al usar bombas de calor o acondicionadores de aire frío/calor es notablemente bajo. En una muestra de más de 550 hogares, se

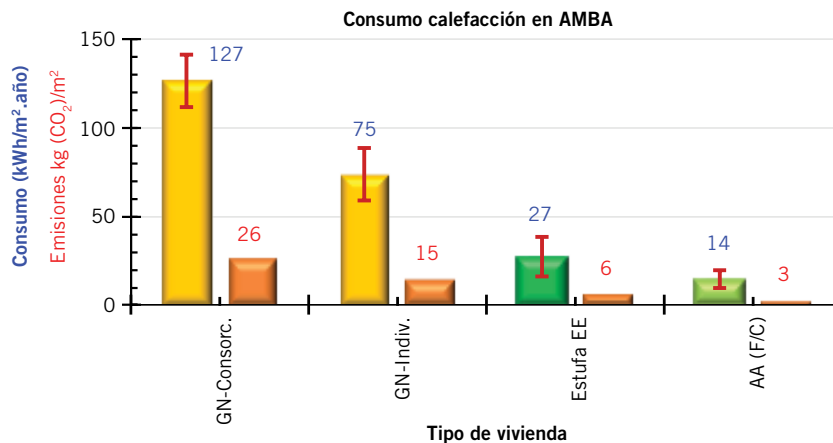


Figura 10. Variación del consumo energético asociado a la calefacción por m², según la tecnología usada. En naranja se indican las emisiones asociadas a cada tecnología por m². Se observa que las familias que usan GN por redes para la calefacción, tienen un consumo por m² alrededor de 7,5 veces mayor que las que usan acondicionadores de aire frío/calor (AA F/C o BC). Además, sus emisiones en Argentina son casi 5 veces mayores. [15]

observó que el uso de BC en modo calefacción puede reducir el consumo energético por un factor de 5 a 7 en comparación con los sistemas tradicionales de gas natural, como estufas de tiro balanceado o calderas. [6] Por ejemplo, una vivienda típica en el AMBA con calefacción a gas natural consume alrededor de 75 ± 15 kWh/m², mientras que con AA F/C, el consumo baja a 12 ± 5 kWh/m², una reducción significativa. Esta eficiencia se explica por la relación entre el consumo de una BC con un COP de 3,5 (uno de los valores más comunes en Argentina) y el de una estufa a gas (~70% de eficiencia), lo que resulta en un factor de 5, ver Figura 10.

Varios estudios internacionales también muestran que en climas templados las BC son más eficientes y emiten menos CO₂ que los sistemas tradicionales, especialmente si se integran con fuentes de energía renovables como los sistemas fotovoltaicos (PV). La combinación de BC con sistemas PV y almacenamiento de energía térmica tiene un gran potencial para reducir el consumo de electricidad y las emisiones de carbono. [18], [19]

Una ventaja significativa de las BC es su facilidad de uso. A diferencia de las estufas a gas, que requieren un encendido más complejo y suelen dejar la llama piloto encendida (con un consumo considerable de 0,5 m³/día $\approx$ 5 kWh/día), las BC se encienden y apagan fácilmente, lo que permite un uso más eficiente. Además, la mayoría de las BC inclu-

yen termostatos en su controlador, lo que facilita la regulación de la temperatura y contribuye al ahorro energético. Como se mencionó previamente, una variación de 2 °C en el termostato puede incrementar el consumo de energía en un 50%.

Por último, las estufas a gas requieren ventilación adicional en los ambientes por razones de seguridad, lo que aumenta la infiltración de aire exterior y reduce la eficiencia térmica. En cambio, las BC, al no necesitar estas ventilaciones y contar con un termostato integrado, resultan más eficientes en la regulación térmica, lo que refuerza su superioridad en términos de ahorro energético. Si además las BC se instalan en diversos ambientes, esto permite sectorizar las zonas que se climatizan, y hacerlo solo en aquellos ambientes que se usan, con lo que la eficiencia aumenta. Esto se puede observar claramente en los resultados de Figura 10.

Ensayo de cambio de sistema de calefacción en un edificio de Vicente López

En el edificio mencionado en la Figura 5, ubicado en el municipio de Vicente López, era calefaccionado por un sistema centralizado a gas hasta el año 2021, cuando se realizó la transición a sistemas individuales basados en bombas de calor. En particular, en unas de las UF se instaló un sistema de medición online de consumo eléctrico, [20] que registra el consumo eléctrico minuto a minuto, como así también en cualquier otro intervalo

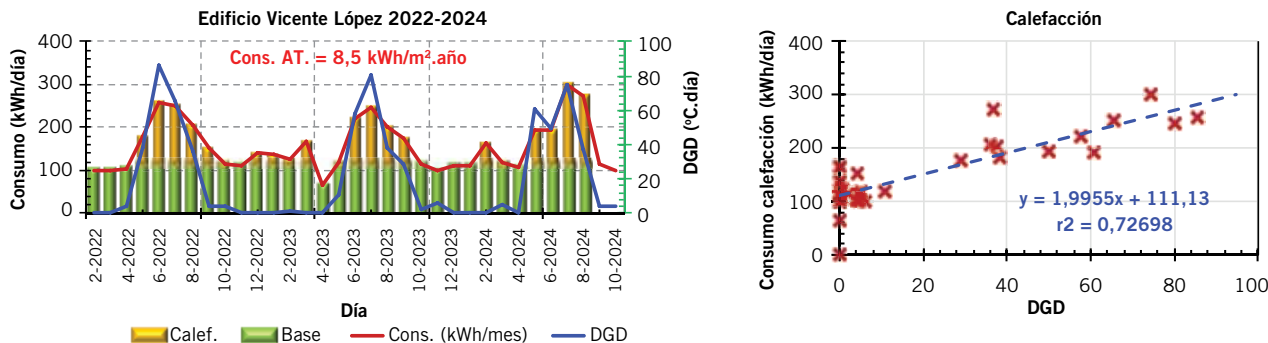


Figura 11. Izquierda, variación del consumo eléctrico mensual asociado a todos los servicios de la UF analizada, curva roja. La curva azul indica la variación del DGD mensual, que indica la rigurosidad de los periodos fríos. Las barras verdes indican los consumos base eléctricos (no termo-dependientes) y las barras amarillas los consumos de AT. A la derecha se ve un gráfico del consumo eléctrico mensual, en función del DGD mensual, que muestra claramente una dependencia lineal entre estas variables.

de tiempo mayor. Asimismo, se realizó una medición de las temperaturas exteriores a lo largo de casi tres años posteriores a la instalación de tres acondicionadores de aire frío/calor, uno de 4,4 kW_{térmico} y dos AA F/C de 2,3 kW_{térmico}, clase A con inverter. Las variaciones del consumo eléctrico mensuales a partir de 2022 se muestran en la Figura 11.

Desde luego, la demanda de calefacción está estrechamente vinculada a las variaciones climáticas y, en particular, a la temperatura exterior, lo que a su vez está condicionado por los diferentes escenarios climáticos de cada región o localidad. Para entender mejor esta relación, es útil recurrir al concepto de Diferencia o Déficit Grado Día (DGD), [4], [21] que permite cuantificar el nivel de demanda de calefacción en función de la temperatura exterior.

El consumo de calefacción está directamente relacionado con la diferencia entre la temperatura de referencia en invierno (Tref_invierno) y la temperatura media diaria exterior (Tmedia_ext). Definimos el DGD diario como la diferencia entre estas dos temperaturas (Tref_invierno - Tmedia_ext), siempre y cuando

la temperatura media exterior sea inferior a la temperatura de referencia (es decir, Tmedia_ext < Tref_invierno). En los días en que la Tmedia_ext sea igual o superior a la Tref_invierno, no será necesario encender la calefacción. [21]

La Tref_invierno es un valor crucial, ya que representa la temperatura exterior mínima a partir de la cual no es necesario encender la calefacción en una vivienda, este valor en Argentina es de 18°C. El concepto de DGD es especialmente útil para comparar la demanda de calefacción en diferentes localidades o regiones.

De la Figura 11, es fácil determinar los consumos de calefacción a lo largo de cada año, con simplemente la suma de las barras amarillas del panel izquierdo de esta figura. Desde luego, este mismo análisis se puede hacer con los datos de consumo eléctrico provisto por las distribuidoras. En la Tabla 1 se resumen los resultados de calefacción para los tres años analizados, tanto previo a 2021 con sistema de calefacción centralizado a gas natural (Gas Nat. CC) como con BC posterior a 2022 con BC en varias UF.

El resumen de los resultados de consumo de calefacción se muestra

Consumo	Calefacción kWh/m²/año	Observación
Gas Nat. CC	127	Previo a 2021
UF_4A	17,8	Posterior a 2022
UF_7C	8,5	Posterior a 2022
UF_8C	14,5	Posterior a 2022
UF_10C	14,8	Posterior a 2022
Promedio	14	Posterior a 2022

Tabla 1. Consumos promedios de calefacción usando AA F/C o BC a lo largo de tres años (2022 a 2024), tanto previo a 2021 con sistema centralizado a gas natural como posterior a 2022 con BC en varias UF.

en la Figura 12. En esta figura se observan los consumos de calefacción central con piso radiante y caldera a gas natural, existente en este edificio hasta 2021 y los consumos de varias UF con calefacción con BC posteriores al 2022. Claramente la reducción de consumo de calefacción es aproximadamente un factor 9, menos con BC que con sistema de calefacción centralizado a gas natural.

Es interesante notar, que los consumos de calefacción con BC registrados en el edificio de Vicente López, están en concordancia con los valores observados para este consumo en el relevamiento Bottom-Up (auditorías energéticas) de las 550 viviendas del AMBA indicadas previamente, Figura 10.

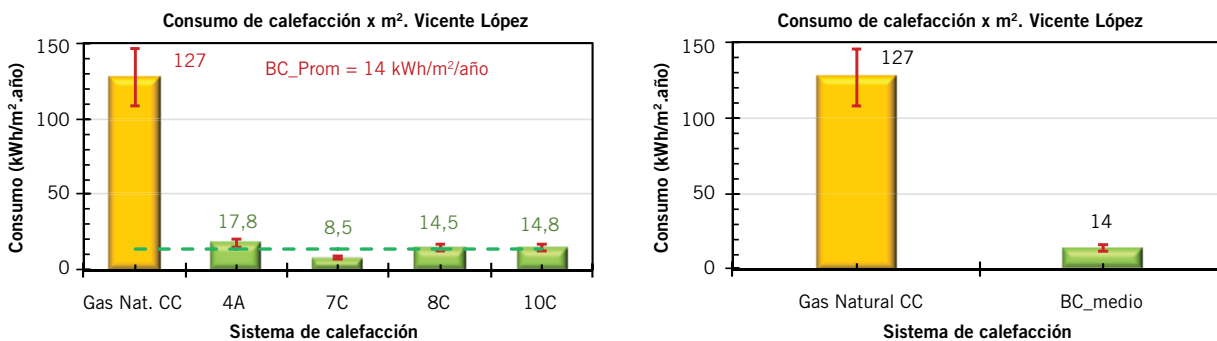


Figura 12. Variación del consumo de calefacción anual en un edificio de Vicente López, con calefacción a gas natural y sistema central de calefacción (Gas Nat. CC) y con AA F/C o BC. A la izquierda, se ven los consumos en varias UF y a la derecha, los consumos promedios, antes de 2021 con Gas Nat. CC y posterior a 2022, con BC. Claramente la variación del consumo es aproximadamente un factor 9.

Conclusiones

Este estudio pone de relieve la importancia del consumo energético destinado a calefacción en las viviendas del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) y en otras regiones bioambientales templadas del país. Asimismo, identifica oportunidades claras para mejorar la eficiencia energética mediante un uso más racional de los recursos y una adecuada selección de tecnologías.

En el AMBA y en toda la región central del país, los hogares que utilizan gas natural para calefacción destinan aproximadamente el 50 % de su consumo energético total a este servicio. Esto subraya la necesidad de implementar estrategias eficaces para optimizar su uso sin comprometer el confort térmico.

El análisis de edificios con sistemas centralizados de calefacción a gas natural mostró consumos promedio de 127 ± 11 kWh/m².año, casi el doble que los registrados en viviendas con calefacción individual a gas (74 ± 15 kWh/m².año). Esta ineficiencia se atribuye, en gran medida, a la falta de control individualizado, lo que impide ajustar el uso de la calefacción a las necesidades reales de cada unidad funcional. La operación centralizada, administrada desde un único punto de control, genera sobrecalentamiento en espacios desocupados y obliga a cubrir demandas térmicas dispares, derivadas de diferencias en orientación, altura y exposición solar. Como resultado, muchos países europeos han prohibido los sistemas de calefacción central sin control individual.

Las bombas de calor (BC), o acondicionadores de aire frío/calor (AA F/C) con tecnología inverter, emergen como una alternativa sumamente eficiente frente a los sistemas a gas o eléctricos por resistencia. Mientras que la eficiencia de los equipos a gas ronda el 70 %-80 % y la de los calefactores eléctricos es del 100 %, las bombas de calor pueden alcanzar eficiencias del 350 % al 450 %, es decir, consumen entre cinco y siete veces menos energía para proporcionar la misma cantidad de calor. Además, permiten calefactar solamente los ambientes en uso, se regulan fácilmente con termostatos, no requieren ventilaciones adicionales y ofre-

cen una experiencia de uso mucho más flexible y eficiente.

Si bien el costo de la electricidad en el AMBA es aproximadamente cuatro veces superior al del gas por unidad de energía, los ahorros energéticos que ofrecen las bombas de calor compensan holgadamente esa diferencia. En términos monetarios, esto se traduce en una reducción de los costos de calefacción de más del 50 %.

En conjunto, el reemplazo de sistemas centralizados a gas por bombas de calor, acompañado de un uso racional de la energía y mejoras constructivas, puede generar reducciones del consumo energético cercanas a un factor próximo a nueve. Esta estrategia representa una oportunidad concreta y alcanzable para avanzar hacia un parque edilicio más eficiente, económico y sustentable.

Finalmente, expresamos nuestro agradecimiento a los colegas que colaboraron en la realización de este trabajo, así como al ENARGAS por su apoyo institucional. En particular, agradecemos a Horacio Flores y Juan Cáceres Pacheco por sus valiosos aportes. Las opiniones y conclusiones aquí expresadas son responsabilidad exclusiva de los autores.

¡La energía más barata y la menos contaminante, es aquella que no se consume!

Referencias

- [1] ASHRAE, «American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers», 2019. [En línea]. Available: <https://www.ashrae.org/about>.
- [2] Madrid Salud, «El frío y el riesgo para la salud de las bajas temperaturas», 2025. [En línea]. Available: https://madridsalud.es/el-frío-y-el-riesgo-para-la-salud-de-las-bajas-temperaturas/?utm_source=chatgpt.com.
- [3] Science Daily - Université de Genève, «Change of temperature causes whole body reprogramming», 2022.
- [4] P. Romero, J. Fiora, C. Carri, I. Bove y S. Gil, «Uso del termostato: estrategias para el ahorro energético en viviendas y edificios», de Contribución a la XLVI Reunión de ASADE Rosario- Octubre 2024, Rosario, 2024.
- [5] BALANCES ENERGÉTICOS - Secretaría de Energía de la Nación, «BALANCES ENERGÉTICOS», 2024. [En línea].
- [6] R. Zavalia Lagos, L. Iannelli y S. Gil, «Consumos Claves, ¿Cuáles son los principales consumos domésticos en Argentina?», vol. Nov.2020, Buenos Aires: Instituto Argentino de la Energía (IAE), 2020.
- [7] «ENARGAS», Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina, 2024. [En línea]. Available: <https://www.enargas.gov.ar/>.

- [8] R. Prieto y S. Gil, «¿Cómo se distribuye el consumo residencial de gas? Modos de promover un uso más eficiente del gas», Petrotecnia, vol. LIV, n° 6, pp. pag. 81-92, Dic. 2013.
- [9] «ENARGAS», marzo 2025. [En línea]. Available: <https://www.enargas.gov.ar/secciones/eficiencia-energetica/estimador-factura/estimador-eficiencia.php>. [Último acceso: 2025].
- [10] INDEC, «Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares 2017-2018, Resultados preliminares», INDEC, Buenos Aires, 2019.
- [11] L. Iannelli y S. Gil, «¿Cómo hacer un diagnóstico de los consumos a partir de la factura y reducir los gastos de gas?», Petrotecnia, vol. LX, n° 1, pp. 144-146, 2019.
- [12] L. Iannelli y a. et, «Eficiencia en el calentamiento de agua. Consumos pasivos en sistemas convencionales y solares híbridos», PETROTECNIA, LV, N03, P.586-95, Agosto, 2016, vol. LV, n° 3, pp. 586-595, 2016.
- [13] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado - Madrid España, «Real Decreto 736/2020», 2021. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-9272>.
- [14] Gobierno de España, «Real Decreto 736/2020», Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2020. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/08/04/736>.
- [15] R. Zavalia Lagos, I. Bove Vanzulli, J. Fiora, P. Romero y S. Gil, «Calefacción eficiente: ¿Bombas de calor o sistemas tradicionales de calefacción?», Petrotecnia, vol. LXII, n° 4, pp. 92-104, 2023.
- [16] R. Zavalia y y Otros, «Calefacción eficiente, ¿Bombas de calor o sistemas tradicionales de calefacción?», Petrotecnia, IAPG, vol. Febr., n° LXIII, pp. 94-104, 2024.
- [17] Proyecto de Fortalecimiento del Observatorio de Vivienda de la CABA, «Proyecto de Fortalecimiento del Observatorio de Vivienda de la CABA», 2023. [En línea]. Available: <https://vivienda.buenosaires.gov.ar/informe-final>.
- [18] S. Nedel, «Energy Savings, Consumer Economics, and Greenhouse Gas Emissions Reductions from Replacing Oil and Propane Furnaces, Boilers, and Water Heaters with Air-Source Heat Pumps», 2018.
- [19] T. Kemmler y B. Thomas, «Design of Heat-Pump Systems for Single- and Multi-Family Houses using a Heuristic Scheduling for the Optimization of PV Self-Consumption», Energies, vol. 13, p. 1118, 2020.
- [20] Efergy, «Monitores de energía online», 2022. [En línea]. Available: <https://es.efergy.com/products/>.
- [21] Wikipedia, «Heating degree day», Wikipedia, 2017.
- [22] STECHOME-, «Instalar contadores individuales en calefacción central», 2025. [En línea]. Available: <https://www.stechome.es/instalar-contadores-individuales-en-calefaccion-central/#:~:text=%C2%BFCu%C3%A1ndo%20es%20obligatorio%20poner%20contadores,Veamos%20cu%C3%A1les%20son>.

La exploración offshore de YPF es una historia de desafíos, aprendizajes y avances tecnológicos que marcaron hitos en el desarrollo energético de Argentina y la región. Este trabajo recorre los hitos clave, desde los primeros pozos marinos hasta los proyectos actuales en aguas profundas. Un testimonio de la visión y el compromiso detrás de la búsqueda de nuevos recursos.

La exploración *offshore* en la Argentina

Recuerdos en primera persona

Por **Pedro Kress**, **Fernanda Raggio**,
Guillermo Cardinalli y **Gustavo Campitelli**



Historias y Memorias de Exploración del Offshore

Pedro Kress

Recientemente, el *offshore* argentino ha ganado protagonismo, con un renovado interés exploratorio a través de una exitosa ronda de licitación en la plataforma externa y el talud. Todos los que estuvimos o estamos vinculados a la exploración petrolera sabemos que no fue siempre así. De hecho, el *offshore* en el pasado se mantuvo siempre a la sombra de las actividades *onshore*, a diferencia de otros países. Como me explicaba una vez un geólogo con mucha experiencia de Petrobras, que también trabajó en un proyecto *offshore* de Argentina: “Argentina tuvo importantes descubrimientos desde el principio en las cuencas en el continente. En Brasil solamente teníamos campos pequeños en el norte y estuvimos obligados a ir al *offshore*. Todos los geólogos regionalistas sabemos que las cuencas del *offshore* de Brasil son diferentes a las de Argentina, pero si no las investigamos, no sabemos si tienen petróleo o no, aun cuando los plays sean diferentes”.

Han pasado veinte años desde que escuché esas palabras. Como ya dijo el célebre geólogo Wallace Pratt: “Where oil is first found is in the minds of men”; son las ideas que hacen al avance.

Un poco de historia

Argentina se puede jactar de tener uno de los primeros o quizás primeros pozos del *Offshore* del mundo. Fue en Caleta Córdova, en las marismas de Comodoro Rivadavia, donde se vislumbraba la continuidad de las acumulaciones descubiertas en tierra firme hacia la zona de marismas. Se construían plataformas en momentos de marea baja para levantar los equipos de perforación, que luego se unían con pasarelas para poder operarlas aun cuando la marea era más alta. Recuerdo haber visto imágenes de esas torres en medio del agua, en los manuales escolares de la época, junto con otras, con equipos perdidos en la inmensidad patagónica.

La exploración del *offshore* en el Golfo San Jorge fue retomada recientemente. Guillermo Cardinali

describe en otra sección el proyecto y sus experiencias durante la ejecución de este.

Pero no sólo en las aguas costeras de la cuenca del Golfo San Jorge se daba esa expansión al mar. En 1968 hubo un intento de avanzar en todo el *offshore*. El gobierno licitó áreas en las cuencas de Salado, Colorado y Golfo San Jorge. Once áreas cubriendo un total de 90000 km² de acreaje exploratorio, fueron adjudicadas a varias empresas (Agip, Hunt, Kerr McGee, Phillips, Signal, Sun, Tenneco). Se perforaron 15 pozos. Si bien no hubo descubrimientos económicos, se confirmó la presencia de petróleo en la cuenca del Salado (pozo Samborombon A) y en la cuenca del Colorado (Ax-1). En el *offshore* de la cuenca del Golfo San Jorge, el pozo Marta x-1 ensayó 80 m³/d de petróleo.

A partir de principios de los años sesenta, se realizaron una serie de descubrimientos de gas y en menor medida de petróleo en el *onshore* de Santa Cruz y Tierra del Fuego. A mediados de los setenta, los estudios ya demostraban una alta probabilidad de que el play continuaba en el *offshore*. En 1974, YPF compró una plataforma de exploración para aguas someras en un astillero en Galveston, Texas. Esta plataforma, que se iba a llamar Liberación se hundió en frente de la isla de Trinidad en el trayecto desde el Golfo de México a Argentina. Nunca llegó a destino y hubo varias voces que hablaban de un tema de corrupción en la contratación y compra, que incluso dio lugar a la escritura de un libro que todavía se puede llegar a conseguir en las librerías de anticuario de Avenida Mayo o Avenida Corrientes. La Jack-up “Liberación” solo fue un primer paso, aunque frustrado. Al mismo tiempo existió un ambicioso plan para investigar la plataforma continental con una plataforma semisumergible. En 1975 la plataforma semisumergible “General Mosconi” llegó al país. Construida en Francia, su diseño pentagonal fue revolucionario para la época.

La “General Mosconi” perforó primero para YPF y luego, ya en la década del ochenta, para otros operadores en la plataforma continental. Llegó a perforar más de 30 pozos, entre ellos, los de Puelches y Ranquel en la cuenca del Colorado; 7

pozos en el *offshore* de la cuenca del Golfo San Jorge y el Ciclón es-1, que comprobó el sistema petrolero de la cuenca de Malvinas. No obstante, su mantenimiento era caro, sobre todo porque al poco tiempo mermó el volumen de objetivos a perforar, y fue vendida a una empresa de servicios. Con diferentes dueños, sigue trabajando hasta hoy, como equipo de *workover* en la Cuenca de Campos. Una plataforma gemela a la General Mosconi, no tuvo tanta suerte. Convertida en hotel, la Alexander Kie-lland se hundió en el Mar del Norte, causando 123 fatalidades, todos, personal que trabajaba en el campo de Ekofisk

A fines de la década del setenta, el gobierno nacional procedió a una nueva licitación de áreas de exploración en el *offshore*. Retomando las ideas existentes desde fines de los sesenta, esta vez el foco fueron las aguas someras frente a Tierra del Fuego: el *offshore* de la cuenca Austral y, al este del Alto de Rio Chico, la cuenca de Malvinas. Las protagonistas de esta ronda fueron Shell (descubrimiento del campo Magallanes frente a la boca del estrecho) y Total (descubrimientos de Vega Pleyade, Aries, Fenix y Carina) frente a Tierra del Fuego.

Hacia fines de los ochenta, comenzó una política de gobierno tendiente a incorporar capital privado a la exploración de hidrocarburos. Este proceso no estuvo ajeno al *offshore* y con una nueva licitación de áreas, Amoco participó en la cuenca del Salado, Union Texas y Shell, operaron bloques en la cuenca del Colorado, Petrobras en la cuenca de San Julian y Oxy en la parte boreal de la cuenca de Malvinas, todos con socios locales, principalmente YPF, en parte coincidente con la privatización de la empresa de bandera, a mediados de los noventa. De la campaña de perforación en los bloques licitados, los resultados más importantes fueron: un ensayo de petróleo en el pozo Cruz del Sur en el rift del Colorado y rastros de petróleo en la cuenca de San Julián, con un relleno muy diferente a lo esperado,

Con la caída histórica del precio del barril, las actividades de exploración de frontera en el *offshore* a nivel global se resintieron. Argentina no estuvo ausente de ese proceso. Pero también fue el momento

en que YPF comenzó a establecerse como empresa internacional. Con la compra de Maxus se consolidó la presencia de YPF en Bolivia y su expansión a las operaciones del offshore somero de Indonesia. El próximo paso sería Brasil

YPF en Brasil: el gran desafío

En Brasil, la empresa estatal Petrobras había marcado un importante avance en la exploración del offshore. Desde su fundación en 1950, se había estructurado como una empresa tecnológica reconocida mundialmente por su capacidad de avanzar a la exploración y desarrollo de descubrimientos en aguas cada vez más profundas. Sin embargo, el capital necesario para un litoral tan extenso como el brasileño era enorme y en 1998, el gobierno brasileño sancionó la “Lei do petróleo” que permitía e incentivaba la participación de empresas petroleras de todo el mundo. Con la creación de la Agencia Nacional do Petróleo (ANP) se estableció un organismo estatal que controlaba tanto la actividad de Petrobras como la de cualquier empresa privada participante del negocio petrolero.

Ya en 1998, comencé a formar parte de un grupo de geólogos e ingenieros para evaluar oportunidades de farm-in de Petrobras. Era complejo, no había mucha información, los paquetes de datos eran muy escasos, los data rooms poco preparados. Petrobras, como huésped, no estaba acostumbrada a mecanismos de “data sharing”. El trato era cordial, pero había una gran incertidumbre.

Las oportunidades eran diversas, tanto de exploración como de entrada a campos maduros. Pero había plazos muy limitados para presentar ofertas. No existía horario. En las oficinas de Buenos Aires, a veces nos quedábamos hasta media noche. Cuando trabajábamos en Rio de Janeiro, estábamos en el piso 31 de un edificio céntrico, en la Avenida Rio Branco. Era la oficina del representante de YPF, cuando YPF ya vendía lubricantes en Brasil, principalmente el de la marca Elaion. El ingeniero que lideraba el grupo, un sábado cerca de la medianoche nos llamó y nos dijo “muchachos, hoy trabajamos hasta bastante tarde. Entonces mañana, domingo, en vez de comenzar a las ocho, vamos a comenzar a las 9:00...”. El problema era que, a fines de octubre, con temperaturas cercanas a los cuarenta grados, durante el fin de semana, en el edificio que trabajábamos, no había aire acondicionado, ni tampoco se reponía el agua. Había que minimizar el uso de los sanitarios, para no agotar las reservas del tanque.

Se analizaron 5 bloques exploratorios, ubicados en las cuencas de Santos, Sergipe Alagoas y Espirito Santo y 6 oportunidades de yacimientos maduros, principalmente en las cuencas de Espirito Santo y Potiguar. Las mayores apuestas eran por las turbiditas y carbonatos “post-sal”.

Con anterioridad a los descubrimientos del pre-sal en la cuenca de Santos, las cuencas más productivas correspondían a las del sudeste de Brasil (Campos, Espirito Santo y Santos). Los plays históricos más productivos del offshore de Brasil se vin-

culan a las turbiditas cretácicas y terciarias, principalmente en la cuenca de Campos. Luego de muchos pozos, con resultados negativos, el descubrimiento de los campos gigantes en el offshore profundo significó un salto importante para el desarrollo de la industria petrolera brasileña. Los principales reservorios son turbiditas terciarias, los cuales fueron descubiertos con el uso de sísmica 3D, una gran innovación para la época. Otros reservorios definidos en aguas más someras corresponden a los carbonatos Albianos (Formación Macae en Campos, Guarujá en Santos y Regência en Espirito Santo), que tienen niveles de producción sensiblemente menores. En todos los casos, la roca generadora son las coquinas y pelitas de la Formación Lagoa Feia depositadas en los grabenes del synrift previo a la apertura del Atlántico. La migración de intervalo generador debe atravesar una espesa capa de sal, que se habría depositado durante las primeras transgresiones marinas. Conforme aumentaba la carga sedimentaria sobre la sal, ésta comenzó a fluir, formando diapíros con incremento de espesor, al mismo tiempo que depresiones o minicuenas donde la sal era expulsada. En ocasiones, estas depresiones quedaban con un espesor de sal muy reducido formando “janelas” o ventanas por donde el petróleo migraba hacia la sección “post-sal”, a las trampas con reservorios carbonáticos y clásticos suprayacentes.

Casi todos los campos marginales ofrecidos en el onshore estaban vinculados con reservorios en el synrift, con largos historiales de producción. Aún sin datos sobre el estado de las



Izquierda: La Jack-up North Star. Perforación back to back de los prospectos Sabiá y Uirapurú: primer pozo operado por empresa extranjera en Brasil. Derecha: A bordo de la North Star.

instalaciones no mostraban un potencial remanente interesante.

De todo este screening salió la operación del bloque exploratorio BES-3, en el offshore somero de la cuenca de Espirito Santo. Adelantándose en el tiempo, en el 2000, YPF perforó el primer pozo realizado en Brasil por una empresa extranjera en este nuevo escenario. Luego de registrar un cubo 3D, se identificaron varios prospectos. Dos locaciones fueron priorizadas. Los proyectos llevaban los nombres de pájaros autóctonos: Uirapurú y Sabiá.

El primero en perforarse fue el Uirapurú, que llegó a una profundidad de 4020mbkb. El objetivo de este pozo era un apilamiento de turbiditas eocenas y cretácicas superiores. (Formación Urucutuca). El pozo tuvo manifestaciones de petróleo en el Oligoceno y confirmó las turbiditas eocenas y paleocenas con gas y petróleo, pero con malas condiciones petrofísicas debidas principalmente a diagénesis.

El Sabiá fue el segundo pozo en perforarse e investigó toda la columna hasta los 3100 mbkb. En este caso, el objetivo principal eran turbiditas eocenas confinadas en un cañón y como objetivo secundario carbonatos (Formación Barra Nova, equivalente a Macaé) en un cierre estructural. El pozo encontró las turbiditas saturadas en agua con algo de gas y los carbonatos con petróleo liviano y gas. El intervalo no pudo ser testeado adecuadamente por razones técnicas, pero por los resultados preliminares el pozo fue declarado descubridor no económico.

Volviendo a los inicios, al igual que YPF, otras empresas entraron en opciones de farm-in de Petrobras. YPF se asoció con Unocal en la cuenca de Campos, y con Santa Fe Energy en la cuenca de Potiguar. Por primera vez en muchos años, YPF estaba directamente involucrada en operaciones en offshore, un desafío que se sumaba al de estar en un país culturalmente diferente y con escala de trabajo distinta. A fines de 1998 habíamos firmado acuerdos de operación conjunta en tres bloques exploratorios y un campo marginal.

En 1999 se abrió la Ronda 1 de licitación del Offshore. Para YPF, una estrategia compleja. No teníamos muchos antecedentes en el offshore para calificar y había que preparar

un sinnúmero de documentos. El grupo era pequeño: éramos no más de cuatro o cinco personas que trabajábamos activamente en el proyecto. Estuve muy en contacto con los ingenieros y geólogos de Maxus en Indonesia, que hasta ese momento era la rama "offshore" de YPF. El internet no funcionaba muy bien, y la capacidad de los mails, en su época el Lotus Notes, era bastante limitada. A veces necesitábamos rápidas respuestas y, por la diferencia horaria, la única manera era esperar hasta altas horas en la oficina.

Por otro lado, era hora de generar alianzas con empresas operadoras globales del offshore, decididas a avanzar en Brasil. Más allá de Petrobras hicimos reuniones con Unocal, Agip y Texaco. La expectativa era crear sinergias y una curva de aprendizaje empinada para poder operar en pocos años en aguas profundas.

A mediados de 1998, el precio del barril de petróleo había llegado a menos de 12 USD. Aún así la apertura del sector petrolero de Brasil había despertado la atención de muchas "majors" del negocio. Eran momentos de tomas de decisiones muy rápidas, en circunstancias que cambiaban de un día para otro. No sólo que no estábamos muy familiarizados con los temas legales y contractuales en Brasil, sino que también los mismos cambiaban, en la medida en que avanzaban las reglamentaciones de la licitación. A veces era más importante evaluar correctamente el impacto de algún impuesto sobre la eventual producción y el compromiso de contrato local, que los aspectos geológicos y geofísicos de una oportunidad de inversión.

Llegó junio del 99, con la primera licitación de bloques exploratorios. La ANP había prefijado un compromiso de trabajo mínimo y la apuesta se definía mediante el bono a pagar por el bloque. Los bloques a licitar se distribuían en todo el offshore, desde la cuenca de Potiguar en el margen ecuatorial hasta la cuenca de Santos.

Los que habíamos hecho la evaluación técnica en Buenos Aires, seguíamos los resultados. Habíamos establecido nuestro ranking entre todos los bloques. Sabíamos cuáles eran los bloques elegidos, pero no cuánto finalmente se iba a apostar a cada uno de ellos.

YPF con sus socios operadores salió ganadora, con mínimas diferencias frente a otros oferentes, en 4 bloques: dos de ellos ubicados en la prolífica cuenca de Campos, uno en la Cuenca de Espirito Santo y otro en la cuenca de Camamú Almada, al sur de la ciudad de Salvador. Fueron momentos de mucho suspenso, sobre todo cuando en un bloque ganamos por una diferencia del bono de menos de 50000 USD entre nuestra oferta y la siguiente. A diferencia de las rondas argentinas, el programa de trabajo estaba prefijado y la adjudicación dependía principalmente del bono a pagar además de otras variables, como componentes de mano de obra e industria local, etc.

La prensa brasileña consideraba a YPF como un jugador serio en esta nueva apuesta a la exploración del offshore.

Era momentos de hacer las valijas para el traslado. A principios de julio me instalé en Rio de Janeiro, junto a un grupo de tres personas más: el geofísico Ricardo Gerster, el gerente Jorge Baldi y el director, Mateo Turic. El desafío era grande. Era todo nuevo, todo por hacer.

1999 fue el año en que YPF pasa a ser Repsol-YPF. Repsol había hecho su propia evaluación de oportunidades de la primera Ronda en Brasil. De repente había nuevos jugadores, nuevas líneas estratégicas.

Fueron muchas las reuniones, las decisiones, una curva de aprendizaje empinada teniendo como socios a Petrobras, Agip y Chevron-Texaco. El tiempo avanzaba. La primera sísmica 3D registrada en Offshore – todavía propietaria. Pronto comenzaríamos a familiarizarnos con la sísmica SPEC, no propietaria, estudios de impacto ambiental, línea bases, impacto social de las operaciones, etc. La simple escala de un proyecto offshore y todas las eventualidades que había que tener en cuenta era todo un mundo nuevo.

En las oportunidades exploratorias, la geología también tenía sus diferencias. Comprender las estructuras diapíricas no era sencillo. Pronto veríamos que los conceptos que muchas empresas traían desde el Golfo de México no aplicaban al offshore de Brasil: había que abrir la mente, ver nuevos modelos, validar y revisar interpretaciones, al ritmo en que ingresaban miles de kilómetros cua-



Buque perforador en la locación del prospecto Peroba (offshore profundo de la cuenca de Campos) poco antes de aterrizar. Log con el intervalo perforado con muestra de petróleo (carbonatos de la F. Macaé)

drados nuevos de sísmica 3D para interpretar. Se contrataron profesionales locales, una nueva “turma” (promoción) para formación técnica, geólogos y geofísicos. Consultores ayudaron con su experiencia.

Comenzaron las reuniones técnicas con los socios. Los primeros contratos de perforación fueron “turn key”, o sea todo incluido. Pronto aprendimos que esa opción no era ideal, ya que dejaba poco espacio ante eventuales cambios en el diseño del pozo. Se contrataron especialistas – había pocos en el mercado, porque tradicionalmente todo lo manejaba Petrobras.

Llegaron las primeras operaciones en los pozos de aguas profundas: el prospecto Peroba, en la cuenca de Campos, a más de 300 km de la costa y en aguas de más de 2000 m. Me acuerdo del viaje interminable en el helicóptero, partiendo del hub de Macaé, pasando primero sobre la franja productiva con todas las FPSO de los campos gigantes de Marlim, Bijupirá-Salema y Roncador a la distancia. Luego, por horas que se perdían en el ruido del rotor, la inmensidad del Atlántico. Algunas turbulencias agitaban a nuestro medio de transporte, demostrándonos la fragilidad de nuestra existencia. Obviamente todos llevábamos chalecos, pero en esta inmensidad no parecían suficientes. Finalmente, un punto en el horizonte que rápidamente se agrandaba. Era el barco perforador, gigantesco cuando el helicóptero se acercó. Esa mañana habíamos visto el reporte diario del pozo en Macaé. Estábamos cerca del nivel objetivo. Cuando llegamos había petróleo en zaranda. Gran opti-

mismo. Luego, la realidad. El net pay de 20 m no era suficiente para que sea rentable el desarrollo. Habría que esperar más descubrimientos en la zona para hacer un tie back que torne económico el resultado.

Otro pozo de aguas profundas fue perforado por Saipem para Agip, el operador, en asociación con YPF. El prospecto Jambo, nombre tomado de una fruta tropical, se ubicaba a 2000 m de agua en la cuenca de Campos y con una profundidad final de 5065 m. El prospecto era una típica estructura en tortuga en una minicuenca rodeada por paredes salinas. Los reservorios consistían en tres niveles de canales turbidíticos. El mayor riesgo era el timing y la migración. La roca generadora en la cuenca de Campos se ubica por debajo de una espesa capa de sal, res-

ponsable de las estructuras por procesos diapíricos. A pesar de que dos de los niveles tenían petróleo liviano, el volumen no era económico. Todo indicaba que la migración era insuficiente.

En el 2000 participamos nuevamente en la Ronda. Competitiva en extremo: Brasil había adquirido la fama de un hot spot exploratorio. Ganamos un bloque, en asociación con Petrobras y British Gas. El bloque estaba ubicado en la cuenca de Santos. Hoy integra el core área del pre-sal.

Antecedentes e inicios del “pre-sal”.

La historia de este bloque en la cuenca de Santos no deja de ser curiosa. Petrobras había definido un

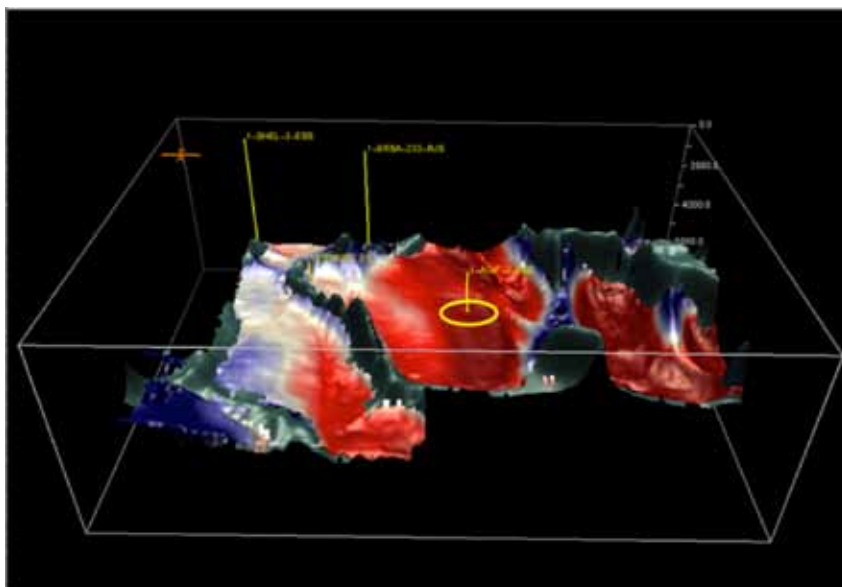


Imagen 3D del prospecto Jambo en una minicuenca rodeada de paredes salinas.

cluster de 4 bloques de alto riesgo para explorar turbiditas, sobre una capa de sal, altamente deformada, a semejanza de la cuenca de Campos. La idea era compartir este riesgo con socios de primera línea, entre ellos YPF. Con posterioridad a la licitación, a unos 500 km (!) del bloque ganado con Petrobras y British Gas como socios, Petrobras perforó un intervalo que mostraba continuidad estratigráfica de ese pozo hasta el bloque y quedó demostrado que lo que parecía un relleno clástico de minicuecas, en realidad eran todas facies salinas de diferente solubilidad. Con eso, el objetivo turbidítico post sal, tan común en la vecina cuenca de Campos, quedaría descartado. Sin embargo, la nueva sísmica 3D registrada, en su época el mayor cubo continuo de sísmica 3D del mundo, mostraba enormes estructuras de rift por debajo de la sal. Nadie sabía qué tipo de litología se iba a encontrar, pero el concepto era buscar depósitos clásticos en los bloques altos, alimentados por roca generadora lacustre ubicada en los grabenes adyacentes. Eventualmente, niveles de coquina, que ya se conocían en la cuenca de Campos como reservorio en aguas someras podrían ser otro objetivo. En ese momento era una apuesta de altísimo riesgo, difícil de defender ante los niveles de toma de decisión. El tema era, si íbamos a continuar en el bloque en el segundo período exploratorio, donde se comprometería la perforación de dos pozos exploratorios. Repsol-YPF se quedó en el bloque y junto a Petrobras se perforaron los primeros pozos. Había que tomar importantes recaudos para atravesar más de 2000 m de sal con comportamiento incierto para llegar al objetivo, que se vislumbraba como un conjunto de bloques rotados por fallas extensionales. Lo demás es historia de un éxito conocido.

Repsol YPF y el Offshore de España.

Comenzaba una nueva etapa: el grupo original del offshore de Brasil fue disuelto. A fines del 2004 fui trasladado a Madrid para trabajar en proyectos offshore de España. Había un grupo, dedicado a los descubrimientos en el Mediterráneo asociados a trampas en estructuras de karst como el pozo de Casablanca. Con

mi llegada se creó un segundo grupo, dedicado al offshore Atlántico en la cornisa cantábrica. La misma correspondía al límite norte de la placa ibérica que al colisionar contra Europa generó los plegamientos y el cierre parcial del Golfo de Vizcaya. En ese proceso de cierre, fuera del área con más acortamiento, se produjo la inversión de las estructuras del margen pasivo del Golfo de Vizcaya (plataforma de Landes). Allí había turbiditas conglomerádicas carbonáticas, de edad Albiana (Urgoniano) posteriormente plegadas. Algunos trenes estructurales habían sido perforados, pero el intervalo mineralizado de la sección reservorio era muy delgado. Se esperaba que en un cierre mayor hubiera turbiditas de mayor extensión. Era un caso interesante de una faja plegada en offshore. El proyecto se llamaba Xana, la denominación provenía de una figura mitológica asturiana: una hechicera con poderes de cambiar el destino para bien o para mal. Lamentablemente, luego de registrar una sísmica 3D, con una mejor visualización de los datos, las dimensiones de las acumulaciones no eran económicas. El bloque fue devuelto.

Pasé a trabajar en Estudios Regionales para Nuevas Áreas. En Madrid de alguna manera seguí vinculado al Offshore, analizando principalmente oportunidades en Indonesia, Australia, pero también en la costa Atlántica de Canadá. A partir de 2010, transferido de vuelta a Buenos Aires,

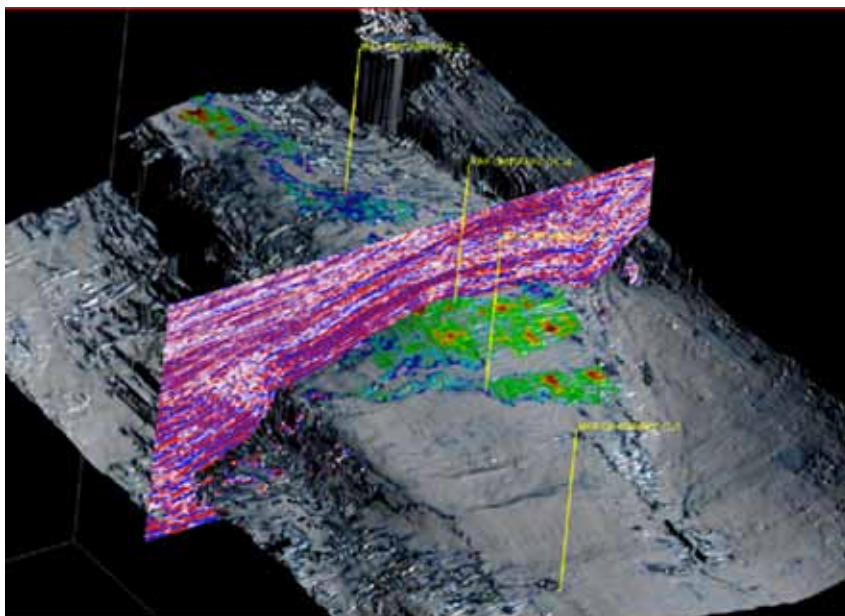
cambié de geografía con análisis de rondas y oportunidades exploratorias en Colombia, Perú y el onshore de Brasil. A mediados del 2012 pasé a formar parte del grupo de Offshore en Buenos Aires.

Offshore en Argentina: retomar un largo camino

Mientras que YPF y luego Repsol-YPF participaban activamente en Brasil, considerado uno de los focos globales de actividades en el offshore, en Argentina también se avanzaba.

En la cuenca del Colorado, luego de las perforaciones en el rift que subyace a la plataforma continental, los estudios de YPF se centraron en lo que se llamó el Alto Externo, una estructura que formaba un límite entre los grábenes de la cuenca interna del Colorado y el talud continental. Se registró una sísmica 2D y luego otra 3D. Con la 3D, en 2008 se definieron prospectos "ready to drill". Pero la coyuntura aún no era favorable para un nuevo pozo en aguas profundas.

Por otro lado, en el sur de la cuenca de Malvinas se estudiaron turbiditas terciarias en el antepaís de la faja plegada, continuación de los Andes Fueguinos en el offshore. También se registró sísmica 3D y en 2012 YPF perforó el primer pozo de aguas profundas en Argentina. El resultado negativo desalentó una consecución inmediata de la exploración del offshore profundo.



Estructura de Xana: (inversión tectónica) de carbonatos y turbiditas Albianas

Casi al mismo tiempo, en las aguas someras que cubren el offshore de la cuenca del Golfo San Jorge se definieron una serie de objetivos exploratorios.

En 2008 YPF en asociación con Petrobras participó en una licitación de los bloques offshore en Uruguay. Se ganaron 2 bloques. El Área 03, adyacente al límite internacional con Argentina, en la boca del Río de la Plata fue operada por YPF con Petrobras y Petrogalp como socios, y el Área 04 con los mismos socios, pero operada por Petrobras. Luego de la interpretación de un mallado de sísmica 2D, se decidió realizar una sísmica 3D cubriendo los principales prospectos. Sin embargo, al avanzar para una perforación, el proyecto no se ajustó a los requerimientos de portfolio de la compañía. El bloque fue devuelto a ANCAP, la petrolera estatal uruguaya.

Con el gerenciamiento de Nestor Bolatti, el offshore prosigue, en momentos complejos estratégica y económicamente. En 2018, se llegó a motorizar, luego de muchos años, la primera ronda del Offshore, con participación de importantes empresas de presencia internacional en el offshore. El grupo offshore de YPF tuvo un papel importante en definir iniciativas privadas y colaborar con el diseño del primer mallado sísmico SPEC que cubre a todo el talud argentino y Cuenca Malvinas, que antes solo contaba en su mayor parte con información muy espaciada y de baja resolución sísmica.

Por otro lado, a partir de 2015, Ricardo Gerster, Gonzalo Flores, Nestor Bolatti y el que suscribe comenzaron a participar en un proyecto del IODP dirigido a perforar un pozo con fines científicos en el talud argentino. El IODP (international Ocean Discovery Program) es un organismo de presencia internacional dedicado a la investigación científica de los océanos. El proyecto ha atravesado varias etapas, con sucesivas revisiones y cambios de líderes, pero el equipo de offshore de YPF ha realizado un esfuerzo colaborativo con reconocidas entidades académicas, entre ellas la University of Texas A&M (EEUU), University of Oxford, (Reino Unido), University of Oslo (Noruega), el Instituto Geomar (Alemania), etc.

Otra colaboración importante del grupo offshore estuvo relacionada con la delimitación del límite externo de la plataforma continental argentina. El COPLA (Comité Nacional del Límite de la Plataforma Continental) requirió la ayuda de YPF para establecer los criterios geológicos y geofísicos, que ayudaron a definir la línea base para este límite, que significó una importante ampliación del territorio argentino.

Asimismo, a través del centro de investigaciones de YPF, el Y-Tec se mantiene una estrecha colaboración científico-técnica con el proyecto Pampa Azul, principalmente a través de las campañas del barco RV Austral, su mayor plataforma de estudios científicos.

La historia del offshore prosigue. Pero esto ya no es memoria sino presente.

Algunos protagonistas cambian, otros permanecen, y una nueva generación se incorpora y crece.

Dedicado a todos los colegas del equipo Offshore de YPF en el pasado, presente y futuro.

Buenos Aires, junio 2021

A continuación, las contribuciones de Fernanda Raggio, Guillermo Cardinali y Gustavo Campiteli ilustran los desafíos y complicaciones de tres operaciones que marcaron hitos en las actividades del offshore de YPF.

Offshore Golfo San Jorge

Guillermo Cardinali

A parte de ser una de las cuencas con mayor producción acumulada en el onshore, también tuvo un protagonismo temprano en el offshore. Fue en la zona de las marismas, en Caleta Córdova, en la década del treinta donde comenzaron las primeras operaciones marinas del país. En esos años ya se venía explotando, con mucho éxito, los alrededores de la ciudad de Comodoro Rivadavia, principalmente los niveles descubridores de petróleo de la cuenca pertenecientes al terciario. Estos dieron origen a distintos yacimientos, a los que posteriormente se sumarían las Formaciones del Cretácico con objetivos más profun-

dos. Estas se constituyeron como las principales formaciones de interés que en los distintos yacimientos dieron lugar a las grandes acumuladas y llevando un centenar de años de producción continuada.

En la década del treinta, lo que hace al yacimiento Caleta Córdova en el onshore, los geólogos del momento consideraban que el modelo geológico debería tener continuidad en el mar. Esta idea llevó a YPF a materializar la forma de poder perforar en la zona intermareal. Se construyeron plataformas fijas donde se montaron los equipos de perforación y terminación, y donde posteriormente quedarían las bocas de pozo, que mediante un sistema de pasarelas interconectaron los distintos pozos mediante cañerías de conducción logrando así la evacuación a tierra de la producción.

Mucho años después, el gobierno decide realizar la exploración de la porción offshore más profunda del Golfo San Jorge. Se realizan dos campañas entre los años 1970-73 y 1977-79. A lo largo de estas, se perforaron 24 pozos, con 6 son descubrimientos, aunque sub-comerciales (el pozo Marta x-1 es el único que verifica un caudal de 80 m³/d, también sub-comercial para el offshore). Por diversos motivos, la actividad offshore en el Golfo no prosigue y dado que en Chubut y Santa Cruz la actividad onshore daba buenos resultados, tanto la exploración como el desarrollo con descubrimientos de nuevos yacimientos o que ampliaban los yacimientos existentes. Estas evidencias podríamos decir que llevaron al olvido al offshore del Golfo por muchos años.

Vale aclarar que la madurez exploratoria en el offshore era muy baja, los resultados eran poco alentadores, la logística necesaria distinta e inexistente en el país, los costos significativamente más altos que en el onshore y por los resultados obtenidos hasta el momento no se vislumbraban productividades significativas que lo hicieran económico.

En conclusión, había petróleo más fácil y menos costoso en tierra que no alentaba a realizar inversiones en exploración en el offshore con alto riesgo y costo.

Pasaron los años y se mantuvo un alto nivel de perforación explora-

toria onshore, con descubrimientos que cumplía con el índice de remplazo requerido por la compañía. En 1999 se produce la venta de YPF con la creación de Repsol-YPF y esto impacta en la estrategia de la compañía para el Golfo. El onshore ya entraba en un estado de mayor madurez, por lo que se decide reorientar la exploración en busca de asumir mayor riesgo para obtener grandes premios.

La actividad exploratoria onshore de Golfo San Jorge se ve reducida y se comienzan a evolucionar antiguas ideas y modelos para el offshore. Ahora el objetivo ya no era el terciario como antaño sino el grupo Chubut. El gestor de evolucionar estas ideas llevadas a modelos geológicos fue nuestro querido colega y amigo Ricardo Clavijo, un enamorado de la cuenca del Golfo y gran conocedor de su geología con una experiencia petrolera del subsuelo como pocos.

Ricardo empieza a plantear la continuidad del modelo geológico de fallas y bloques para los yacimientos del flanco Norte como Campamento Central, Cañadón Perdido, Escalante entre otros, que llegaron a acumular enormes volúmenes de petróleo. Se conforma así, allá por el 2004, el grupo de estudios de Exploración denominado "Offshore Golfo San Jorge" liderado por Ricardo.

El proyecto comienza por tanto con un gran volumen de información onshore como sísmica 3D, mapas estructurales ajustados por pozos, información de pozos, mapas de acumuladas y de tendencias, pero con una falta de información en la zona intermareal y solo un cubo de 3D offshore con muy pocos pozos y saltuarios.

En base a interpolaciones con el onshore, se construye un modelo prospectivo para el offshore. Sin embargo, seguía existiendo un paradigma que era encontrar pozos con producciones excepcionales. El proyecto no cerraría económicamente con solo encontrar volúmenes como los promedio de las acumuladas de tierra. La pregunta del millón era si existían "sweet spots", con pozos que produjeran los caudales requeridos y llegaran a acumular en un tiempo corto lo suficiente para cumplir con el pozo tipo diseñado en función de la economicidad del



Pozos con pasarelas en Caleta Córdova.

proyecto.

Se trabajó analizando las acumuladas de los pozos, identificando una gran cantidad de sondeos con grandes volúmenes acumulados. Se identificaron las características petrolíficas y su posición estructural, lo que ayudó a definir posibles posiciones para evaluar las estructuras con potencial en el offshore del flanco Norte.

Fueron seleccionadas cuatro estructuras que pasaron a conformar el proyecto Aurora (en honor a una queridísima asistente técnica de la gerencia de Exploración de Comodoro Rivadavia, la señora Aurora Cortez). El proyecto llevó a perforar cuatro pozos, uno por estructura, que se denominaron Aurora x-1, Elizabeth x-1, Silvia x-1 y Alicia x-1, en homenaje a cuatro invaluableles e incansables mujeres, asistentes del equipo de Exploración de YPF Argentina.

Se continuó nutriendo el proyecto con nuevos estudios geológicos y también simulaciones dinámicas de reservorio buscando reducir los riesgos. Comenzó también una conceptualización de la ingeniería del proyecto que incluía desde la exploración hasta el full desarrollo.

Pero además el proyecto debía cumplir con el factor más importante que era, que la evaluación económica tuviera una rentabilidad positiva.

Finalmente se consideró que el

proyecto contaba con madurez y cumplía con la economicidad como para que la inversión fuera aprobada por parte de la alta dirección.

Se logró la aprobación del proyecto y comienzan dos tareas muy distintas, pero ambas muy importantes, una la búsqueda de un socio para conformar una UTE y disminuir exposición financiera y la otra realizar la búsqueda y contratación de todos los servicios que permitieran la perforación de los cuatro pozos offshore.

La primera de las tareas se cumplió, conformando una UTE con Petrolbras Argentina para la exploración de CGSJM-1.

Como ya se mencionó la actividad en el offshore en Argentina era mínima, donde solo Total Austral tenía una operación activa de perforación y de tendido de instalaciones, ocupando lo poco que existía en el país para llevar adelante la misma. Era necesario conformar un equipo multidisciplinario encargado de identificar, dar especificaciones, buscar a nivel internacional y contratar todo lo necesario. Esto fue desde el Jack up, una boya para registrar datos meteoceánicos, helicópteros, remolcadores, unidades de mudlogging de offshore y Unidad de perfilaje offshore y herramientas de perfilaje en alquiler para el offshore, cabezales de pozo, casing, trépanos, productos para el lodo, contratar una compañía para realizar re-



Jack-up transportada desde Brownsville (Texas) hasta el Mar Argentino en el Buque Talisman

gistros de fondo marino con tomas de muestras para el asentamiento del Jack up, también hubo que construir un almacén y montar una oficina en el puerto para toda la logística, además de una extensa lista de elementos muy larga de detallar para poder realizar las perforaciones y terminación de los pozos.

Pero no solo se requerían materiales y equipos, sino también permisos ambientales, de la provincia, de la comunidad de la ciudad de Comodoro Rivadavia, de las compañías pesqueras que desarrollan su actividad en el Golfo San Jorge, de la Prefectura Naval Argentina, de Fuerza Aérea, del Aeropuerto y de los sindicatos entre los que estaban Petroleros y el SOMU (Sindicato de Obreros Marítimos Unidos).

Sin entrar en todos los detalles que alargarían demasiado esta sección, podemos decir que se contrató un Jack Up a la compañía Diamond Offshore de USA que se encontraba en construcción en un astillero de Brownsville-Texas sobre el Golfo de México y que debería estar lista y transportada para perforar el primer pozo antes de fin del año 2008 y así poder cumplir con los plazos comprometidos del bloque CGSJM-. Además, se compró una boya para mediciones meteocéánicas que hubo que colocar en un lugar representativo de Golfo San Jorge, se trajeron dos helicópteros y dos remolcadores de USA, los casings, algunos provenientes del exterior, la unidad de mudlogging de

Brasil y la de perfilajes con sus herramientas también de Brasil, el Packer de Alemania, etc, etc y etc.

El rompecabezas fue infinito, pero se fue armando. Es importante aclarar que para poder viabilizar económicamente el proyecto, éste se compartió con otro proyecto de la UTE YPF-Sipetrol Argentina. Sipetrol perforaría dos pozos del proyecto Helix en el bloque E1, en el offshore de cuenca Austral a la altura de la boca del estrecho de Magallanes. La contratación fue conjunta y hubo que alinear los intereses-tiempos de cada operadora y compatibilizar las normativas de contratación de ambas, que fue una tarea no menor.

Finalmente llego el momento de esperar la llegada de la Jack Up, cuando nos estábamos aproximando a la fecha de salida de astillero de la Ocean Scepter comenzaba la temporada de huracanes en el gofo de México y había uno que se dirigía en dirección al Sudoeste de Texas, directo a Brownsville. Que más nos podría faltar...

Como podrán ver se realizó muchísimo trabajo para poder materializar el proyecto, teníamos los programas, materiales, equipos y toda la logística para perforar y evaluar a pozo abierto el potencial de cada uno de los pozos, pero seguía existiendo la gran incógnita. Una evaluación convencional con la metodología en uso en el offshore, con los resultados del mudlogging, del perfilaje con medidas de presión y toma de fluidos determinaría un net pay, pero

esto no nos aseguraba la productividad requerida para el pozo.

La clave de la productividad

A lo largo de todo el proyecto, la productividad del pozo era fundamental y teníamos que hacer algo más para asegurarla para pasar a la delineación y luego al desarrollo con más datos, no teniendo que asumir el riesgo de no lograr la productividad cuando ya fuera tarde.

Esta pregunta solo se podría responder realizando ensayos de formación, como antaño con el olvidado DST, práctica que actualmente en el offshore por seguridad e integridad de la plataforma y sus personas se encuentra absolutamente prohibido.

Normalmente, en las operaciones de offshore, luego de un descubrimiento se abandona el pozo y se perforan otros sondeos, para evaluar adecuadamente la economicidad del proyecto, o bien se hacen ensayos de larga duración para evaluar el comportamiento del reservorio. Por razones de costo, estas alternativas no eran viables.

Cómo se podría resolver la mayor de las incógnitas, en una cuenca como el Golfo San Jorge donde. Como muchos saben, los reservorios son subpresionados y con petróleo subsaturado, de modo que casi siempre es necesario pistonear para evaluar su capacidad de producción.

Tomar la decisión de pasar a la etapa de delineación y comenzar a trabajar en la ingeniería para el desarrollo del descubrimiento implicaría inversiones muy grandes (compras de equipos, materiales y comenzar a realizar construcciones), antes de tener resuelto el tema de la productividad. Seguíamos buscando la alternativa de lograr un resultado indiscutible, por sí o por no, para la evaluación del proyecto, una vez perforado el pozo.

Para resolver este tema se trabajó con múltiples alternativas, analizando las debilidades y fortalezas de cada una y su posibilidad real de ejecución. Finalmente, el equipo concluyó que una vez que identificado en uno o más pozos el net pay mínimo requerido, consistente con la posible presencia de un Sweet Spot, se realizaría la terminación a pozo entubado. Pero aun así, alivianar la

columna y dejarlo fluir por su propia energía, tampoco daría información concreta acerca del potencial de producción. La solución a la que se llegó fue particular. Se tomó la decisión de realizar un ensayo de producción, como si el pozo ya estuviera en desarrollo. Se conformó un equipo multidisciplinario entre Exploración, ingeniería de Reservorios y Producción para diseñar una instalación de producción a bajar al pozo consistente en bomba electro sumergible (ESP).

Con el ensayo se definirán los parámetros críticos que respaldarían el pasaje a la fase Piloto, certificando el net pay, caracterizando los IPR de las zonas testeadas y los parámetros de reservorio en el entorno del pozo, se estimaría una producción acumulada para la zona testada y el potencial final del pozo que fuera compatible con las acumuladas promedio requeridas para la economía del proyecto.

El programa fue aprobado internamente y también por Petrobras Argentina nuestro socio, que acompañó con la decisión. Creo interesante comentar que realizar una evaluación de este tipo era sin duda algo totalmente inédito para el offshore de Argentina y probablemente también a nivel mundial para un pozo exploratorio.

Así que comenzaba una nueva tarea conseguir y contratar todos los elementos que requería el programa de terminación para armar este diseño, además coordinar con la compañía dueña de Jack up para que su plataforma que hasta ese momento no

había perforado ningún pozo y que estaba destinada solo a perforar realizara esta terminación fuera de su rutina y de lo común. Esto se podría llevar a realizar en el primer pozo a perforar, el pozo Aurora x-1.

Se bajaría por lo tanto una instalación de producción consistente en Sistema Electrosumergible (ESP) "Centrilift", compuesta por un variador de frecuencia VSD + transformador elevador, una bomba resistente a la abrasión con motor de 154 HP, un sensor de fondo (temperatura y presión de entrada a la bomba). Se fijaría un packer con pasaje eléctrico, además de montar una BOP especial que permitiría el control del pozo en superficie, permitiendo el pasaje del cable de energía de la bomba. La bomba tendría una capacidad entre 80 - 310 m³/d.

Finalmente, para la fecha prevista llegó la plataforma al golfo San Jorge, a la zona de caleta Paula, después de haber soportado el huracán transportado por el Talisman un "Dry Tow" donde venía cargada. Se alistó y se posicionó el Jack up en una profundidad de 90 m de agua. Comenzaría la perforación del pozo YPF.CGSJM1.Au.x-1 (Aurora).

La perforación se desarrolló según el programa, sin mayores inconvenientes operativos. Se perforó y entubo la cañería guía cubriendo gran parte de Terciario. Se retomó la perforación ya en la fase objetivo, se atravesó lo que restaba del Terciario y la parte superior de la formación Yacimiento El Trebol (K) sin manifestaciones de hidrocarburos. Comenzaba

un cierto nerviosismo. Justamente cuando se estaba atravesando estos niveles sin evidencias tuvimos la visita en la plataforma del Director de Exploración de YPF Argentina con su par el Director de Exploración de Petrobras Brasil (nuestro socio), recorrieron el equipo y como buenos geólogos pasaron por la unidad de mudlogging donde no tuvieron oportunidad de ver evidencias petróleo en el cutting de los niveles arenosos atravesados hasta ese momento. De más está decir que bajaron del Jack up desilusionados y también un poco preocupados. Ni bien llegan a tierra recibo una llamada de nuestro Director preguntándome sobre la ausencia de evidencias, mi respuesta fue que todavía no habíamos atravesado un nivel arcilloso que oficia de sello regional y que debajo de este tendríamos que comenzar a tener manifestaciones. Todos sabemos cómo es esto, la experiencia decía eso, pero como las predicciones en la naturaleza no son absolutas podía no pasar. El pozo seguía perforando y se cumple que al atravesar el nivel arcilloso comienzan a observarse niveles arenosos con rastros y hasta impregnaciones de petróleo fresco. Inmediatamente de conocer esto lo llamo a nuestro Director que estaba en Comodoro y le comento que ya teníamos presencia de arenas con petróleo. Nunca lo supe, pero creo que ambos directores se deben de haber sentido un poco menos preocupados, así como yo me sentí al cumplirse lo previsto por pronóstico.

La perforación continua sin mayores contratiempos, el clima se por-



Perforando en la locación del pozo Elizabet x-1 (izquierda) y Aurora x-1 (derecha)

tó bien y no complico la operación de los barcos de apoyo y tampoco los vuelos de los helicópteros. Se perforó toda la columna prevista, la parte inferior de la Formación Yacimiento El Trébol, las Formaciones Comodoro Rivadavia y Mina El Carmen con buenos contenidos de arenas, interesantes espesores y en su mayoría con rastros a impregnaciones de petróleo fresco con cromatografía completas.

Finalmente se alcanza la profundidad de 2201 mbmr y se da por cumplida la perforación, se prepara el pozo para perfilar. Se realizó un perfilaje muy completo con Inducción-SP-Sónico-Densidad-GR, imagen sónicas y resistivas, Resonancia Nuclear Magnética NMR, Medidas de Presión con toma de fluidos, sónico de onda completa, testigos laterales rotados y de impacto, CBL-VDL de la guía y VSP.

Del análisis de la información obtenida se verificaba net pay y por lo tanto había que entubarlo para realizar la terminación siguiendo el programa de bajar una instalación de producción con la bomba electrosumergible (ESP).

Se entuba con casing de 9 5/8" con fondo en 2201mbmr, cemento y espera frágüe, operación normal. Registra perfiles de control de cemento, resultando buen cemento y se punzan las zonas seleccionadas para ensayar.

Había muchas expectativas, obviamente por el lado de los resultados a obtener del ensayo sino también por el resultado de la operación en sí misma, que no era una tarea sencilla. Había que considerar que los operarios del Jack up de Diamond eran perforadores y no tenían experiencia en bajada de instalaciones de producción. La instalación además de la bomba contaba con un packer con conexiones eléctricas y con el tubing se bajaba un cable de potencia para suministrar energía a la bomba. El cable había que suncharlo a la sarta a medida que se bajaba y si se lo mordía en la maniobra podríamos cortarlo perdiendo la continuidad eléctrica teniendo que sacar todo y volver a empezar de cero.

Finalmente, la operación de bajada de la instalación finalizó, se fijó el packer, se probó la continuidad eléctrica de superficie con la bomba y su funcionamiento, todo salió perfecto

ya estábamos listos para comenzar a ensayar. Teníamos capacidad de almacenajes de fluidos en plataforma y también en los remolcadores.

Llega el momento tan esperado, se abre el pozo, comienza a funcionar la ESP y el pozo comienza a aportar primero el vertido y luego ya fluido de formación. Se van realizando y cumpliendo con las cinco distintas etapas previstas del programa de cambios de frecuencia de la bomba y los caudales se fueron incrementando, por encima del máximo de la bomba, llegando a 450 m3/d. Se colmaron todas las capacidades de almacenaje de fluidos en la plataforma y en los remolcadores, se da por tanto por cumplida la evaluación y finaliza el ensayo.

El ensayo con la ESP fue un éxito operativo, la información obtenida permitió cumplir con la evaluación del pozo y se determinó que se estaba en presencia de condiciones de reservorio excepcionales. Hubiéramos estado con un Sweet Spot, por tener muy buenas permeabilidades y altas productividad, pero desafortunadamente no se obtuvo la saturación de hidrocarburo necesario para tenerlo.

Independiente de los resultados obtenidos se cumplió con lo programado para el proyecto Aurora, perforar los cuatro pozos y lograr una evaluación que no dejó dudas en los resultados obtenidos. Esto fue posible al pensar en una solución si atarnos a las prácticas corrientes, buscando alternativas fuera de lo convencional, o sea pensamos fuera de la caja. Esto se logró gracias a un equipo de trabajo multidisciplinario dedicado, con alto seniority y gran experiencia en cada una de las disciplinas involucradas, llegamos así al resultado buscado.

Este fue el relato de la última operación offshore del Golfo San Jorge hasta la fecha, que termina una vez más con un resultado que nos recuerda sobre la baja chance de éxito a lo que nos enfrentamos en la exploración petrolera. Pero fue un éxito de un equipo que empezando de cero concreto la meta buscada en forma indiscutible.

Esperemos que en un tiempo lo muy lejano, jóvenes Geólogos con nuevas ideas permitan encarar nuevamente proyectos offshore en el Golfo que permitan lograr el tan esperado descubrimiento.

Perforación del pozo Malvinas x-1 - El primer pozo de aguas profundas en el Mar Argentino

Gustavo Campitelli

En el año 2006 me contacta YPF por mi experiencia en operaciones offshore. Tenían la intención de armar un equipo para ejecutar dos proyectos offshore someros con plataformas de tipo Jack-up y 2 en aguas profundas con un buque perforador o "drillship". ¡La tentación fue irresistible ya que se juntaban la posibilidad de trabajar para "YPF" dándome la posibilidad de devolver a mi país todo lo que me brindó al realizar mis estudios en una universidad pública, liderando diversos proyectos offshore y uno de ellos en Malvinas!!!! No lo dudé.

Cuando entro a YPF en febrero de 2007 pido que me presenten el equipo de trabajo offshore y mi jefe, Don Guillermo Cardinali, me dice somos vos y yo... Tuvimos que planificar y ejecutar todo desde cero...

Retos y desafíos en una operación nunca realizada antes

El pozo exploratorio Malvinas x-1 era uno de los proyectos más australes del mundo, en una locación remota en clima hostil, muy alejado de zonas con operaciones offshore de relevancia. YPF no había realizado proyectos offshore en los últimos 25 años con excepción del Proyecto Aurora en aguas someras (4 pozos con Jack-up en el 2008-2009). Faltaaban recursos y gente experimentada, por lo cual el desafío era mayúsculo.

En primer lugar, era necesario armar un equipo multidisciplinario, especializado en el Offshore, integrado por geólogos geofísicos y petrofísicos, ingenieros de perforación, un grupo de medio HSE, un equipo dedicado a las relaciones Institucionales, otro responsable de la logística con ingenieros, marinos y aviadores, otro, específico de Compras y Contratos, certificadores, abogados y cost controllers, etc. etc.

Había poca información sobre las condiciones marinas en el área a perforar. Durante 1 año fue necesario registrar datos de vientos, olas, co-



El buque perforador Stena Drill Max

rrientes, mareas y temperatura con una boya meteorológica.

En paralelo comenzó a elaborarse el Plan de gestión de Medio Ambiente y Seguridad, con un detallado estudio tendiente a minimizar todo el impacto que podría causar la perforación, al tiempo de prevenir cualquier emergencia médica. Además del buque perforador, la operación requería la presencia de 3 barcos de apoyo y la disponibilidad de 3 helicópteros que podrían cubrir la distancia de 640 km entre ida y vuelta que separaba el pozo de Río Grande, la base más próxima.

El reto logístico no fue menor. Se establecieron bases en Comodoro Rivadavia y en Río Grande. Las condiciones ambientales requerían un buque perforador de características particulares y se contrató un equipo de última generación, el Stena Drillmax con dos torres de perforación en cubierta que permitían un avance más rápido hacia el objetivo y con una capacidad operativa en aguas de más de 3000 m de profundidad.

La posible presencia de Hidratos de Gas y de gas somero impactaron fuertemente en el diseño del pozo y la logística ya que para evitar riesgos se decidió, mover la ubicación del pozo y perforar un pozo piloto de 8,5" y luego las secciones de 42" y 17,5" con un killmud utilizando el método pump and dump. Era necesario construir una planta de lodo en el puerto de Comodoro Rivadavia, transportar el lodo a los barcos de apoyo y luego al equipo asegurando el abastecimiento de 4600 barriles. La planta de lodo constaba de 16 tanques de almacenamiento dos piletas preparadoras, 6 piletas de agua y un ducto de despacho hacia la em-

barcación. La baritina necesaria para densificar ese lodo debió ser transportada en camiones desde Bolivia.

Otro reto eran las comunicaciones. Toda la operación fue perfilada en tiempo real mediante LWD y MWD, incluyendo tomas y análisis de muestras de fluido

Para maximizar la formación técnica, se diagramó una rotación de todos los geólogos operativos, proyectistas, petrofísicos y reservoristas de Exploración.

Cuando todo estaba planificado para comenzar, surgieron varias complicaciones. Los retrasos sucesivos llevaron que se tuviera que perforar durante la peor ventana meteorológica del año, complicando sobre todo la logística de los helicópteros. Por otro lado, protestas sociales impidieron el reabastecimiento de combustible del buque perforador. Otro imprevisto fue la actividad del Cordon volcánico del Caule, próximo a Puyehue en el límite de la provincia de Neuquén con la República de Chile. La presencia de cenizas en la atmósfera impactó fuertemente en

las operaciones aéreas.

A pesar de todos estos retos, la operación se ejecutó sin inconvenientes ni incidentes en tiempo récord, siendo una magnífica experiencia tanto para YPF, la industria y para todo el personal involucrado.

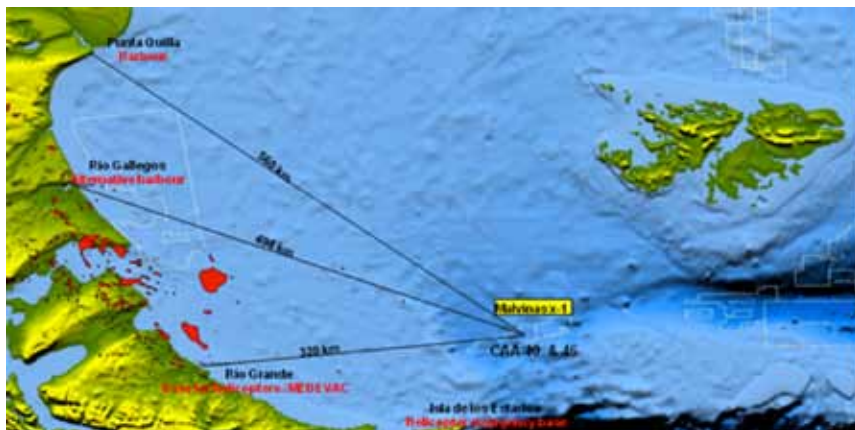
Resultados y conclusiones

El pozo Malvinas x-1 fue perforado en los bloques CAA-40/46, en la parte sur de la cuenca Malvinas, en la plataforma continental del Mar Argentino y a 320km al este de la ciudad de Río Grande. Se perforó en una profundidad de agua de 490 metros y la profundidad final fue de 2000 mbnm. YPF fue el operador con una participación del 33,5%. Los socios eran Panamerican Energy con 33,5% y Petrobras Argentina con un 33%

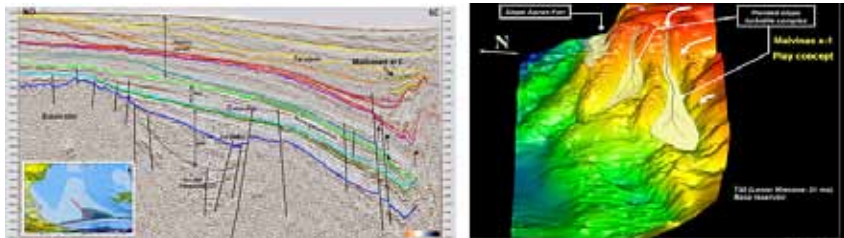
El pozo tuvo como objetivos investigar una serie de depósitos turbidíticos de edad Terciaria, desarrolladas en el talud en un ambiente de frente orogénico a una profundidad de 1544/1797 metros mbnm. Los estudios preveían la presencia de reservorios arenosos saturados con fluido (petróleo o gas).

Si bien se habían perforado 18 pozos exploratorios en la cuenca (YPF 1, ESSO 13, Oxy 2 y Total 2; 14 de ellos entre 1979 y 1982, y 4 en los '90 siendo el último, Geminis x-1 en el 2004) los mismos, con excepción del Géminis x-1, tenían un contexto geológico y objetivo diferentes relacionados con las arenas de la Fm Spinghill.

El pozo Malvinas x-1 pudo comprobar el modelo geológico, pero



Ubicación del pozo en el sur de la cuenca de Malvinas



Sección NW-SE mostrando la ubicación del pozo (izquierda) y esquema tridimensional del play a investigar

con un reservorio de mala calidad petrofísica compuesto por areniscas bioclásticas glauconíticas finas con matriz arcillosa. Las mismas presentaron muy buenas porosidades, pero muy malas permeabilidades y saturadas en agua, sin rastros de hidrocarburo, por lo que el pozo fue calificado como “Estéril”.

Es destacable mencionar que el proyecto y su análisis de riesgo estuvieron fuertemente condicionados por las evidencias de hidrocarburos interpretadas en la sísmica 2D y 3D que indicaban la existencia de un sistema petrolero activo. Las primeras interpretaciones que asocian anomalías sísmicas a la presencia de hidrocarburos en la zona datan de 1998 y fueron las que indujeron la adquisición de sísmica 2D y 3D en los años posteriores. Los estudios de Shallow Hazards indicaban la posible presencia de gas en varios niveles cercanos al fondo marino.

De hecho, la ubicación y el diseño del pozo fueron ajustados en función de este análisis buscando minimizar estos riesgos. Sin embargo, al iniciar las operaciones se perforó un pozo piloto de bajo diámetro sin observarse ningún riesgo relativo a la presencia de intervalos con gas.

Las anomalías mencionadas fueron un producto derivado de la In-

versión Simultánea, proceso que se realizó con calibración escasa de pozos y muy lejanos.

Por otro lado los parámetros elásticos han tenido un impacto altísimo en las predicciones realizadas. El pozo Malvinas x-1 encontró condiciones anómalas en la columna perforada. Las densidades resultaron ser más bajas que lo esperado. Comparando esta con otras cuencas offshore, por ejemplo la cuenca de Campos en Brasil donde la media para columnas sedimentarias semejantes es del orden de 2,05 g/cc, resultando en ~ 20% más alta, por lo que la relación V_p/V_s resultó ser más alta que lo esperado. Una alta relación V_p/V_s , mayor a ~2,25 origina en los crossplots de AVO (intercept vs gradient) una rotación en sentido antihorario del background. Esta rotación dificultó la interpretación y aumentó la incertidumbre en la predicción de hidrocarburos. Los objetivos del pozo habían sido catalogados como anomalías clase IV, que es la más afectada por la rotación producida por la alta relación V_p/V_s .

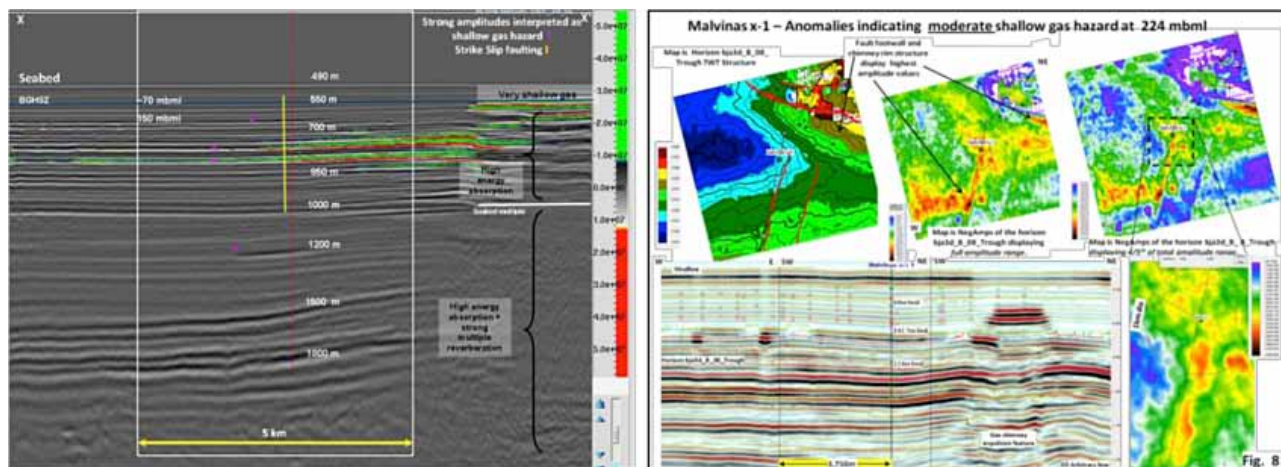
Aunque el pozo Malvinas x-1 no comprobó presencia de acumulaciones de hidrocarburos, la operación fue epopéyica y se ejecutó casi a la perfección sin incidentes y la experiencia fue inolvidable.

El desafío exploratorio del offshore de Guyana, antecedentes de los megadescubrimientos

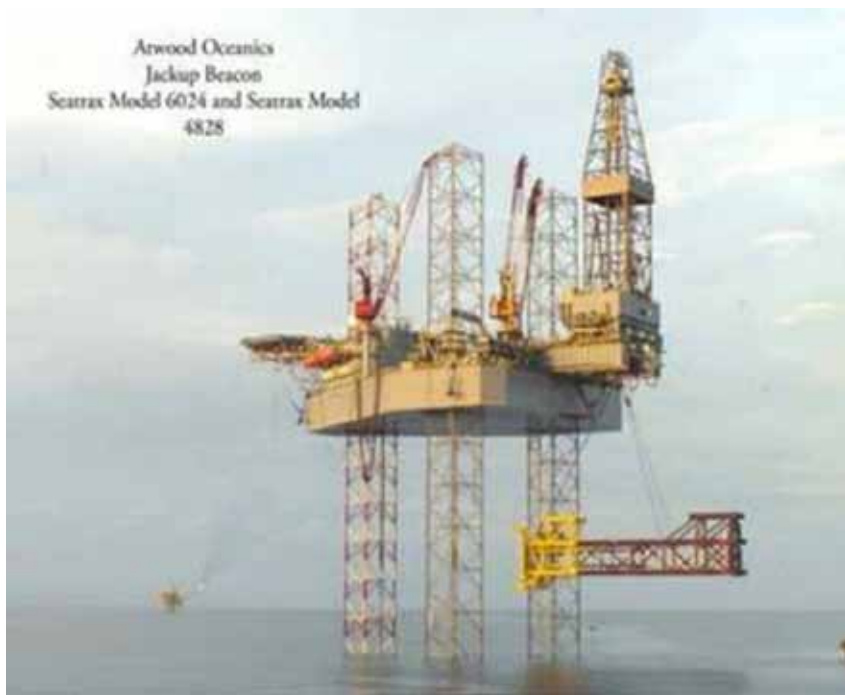
Fernanda Raggio y Gustavo Campitelli

Actualmente el offshore de Guyana y Surinam son consideradas regiones claves por los descubrimientos gigantes realizados en la última década. En su expansión internacional, YPF estuvo directamente involucrada en la exploración del Offshore de Guyana. En 1997 Maxus, como parte de YPF, firma el contrato de exploración en el bloque Georgetown (Guyana offshore), en ámbito de aguas someras (profundidades menores a 200 m). Era en su momento una apuesta de alto riesgo, con algunos descubrimientos no económicos en la costa, pero considerado de frontera exploratoria. Disputas territoriales entre los estados de Guyana y Surinam retrasaron las operaciones. En 2007 se firmó un nuevo contrato exploratorio conformado por un consorcio de compañías formado por YPF, Repsol, Tullow y CGX, donde el operador era Repsol. En la primera etapa se registraron cerca de 1800 km² cuadrados de sísmica 3D para cubrir el área más prospectiva del bloque.

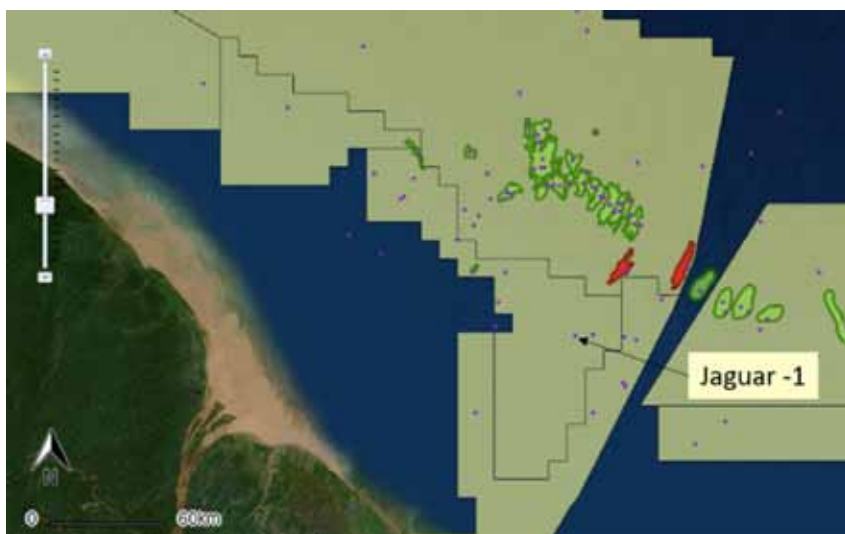
El objetivo principal del proyecto Jaguar, consistió en investigar un clásico play de aguas profundas caracterizada por un sistema de abanicos turbidíticos de pie de talud del Cretácico superior (Santoniano inferior-Turoniano). La trampa es del tipo combinada (estratigráfica por la naturaleza del tipo de ambien-



Sección sísmica con anomalías en la locación del pozo. Mapas mostrando la distribución del riesgo de gas somero (shallow gas hazard) por debajo del fondo del mar.



La Jack up Atwood Oceanics utilizada para perforar el pozo Jaguar x-1



Ubicación del pozo Jaguar y los campos gigantes descubiertos en los años siguientes.

te deposicional) con un cierre en cuatro direcciones.

La perforación del play formaba parte del compromiso del bloque y la operación comenzó el 7 de febrero del 2012 con una profundidad final programada cercana a los 6000 m. El pozo estuvo ubicado en aguas someras (63 m), pero las fuertes corrientes litorales requirieron condiciones especiales para su emplazamiento. El pozo era considerado de frontera exploratoria ya que se estimaban perforar cerca de 3300 m de sección sin investigar y los antecedentes de sondeos vecinos indicaban condiciones de presión y temperatura elevadas.

El pozo Jaguar-1 fue realizada

desde la Jack-up Atwood Beacon. Los perfilajes realizados en tiempo real (LWD) indicaban saturación de hidrocarburo en los niveles objetivo, pero, aún con las precauciones del caso, surgieron problemas vinculados a valores extremos de presión y temperatura, siendo la presión de formación cercana a los 19 ppg (15515 psi) y una temperatura de 172° C dejando sin posibilidad operativa. Finalmente, el 8 de julio del 2012, se decide el abandono del pozo en 4881 m, a 700 m por encima del objetivo principal. El concepto exploratorio fue probado parcialmente con muestras de MDT. Los análisis de fluidos de las muestras de arenas recuperadas correspondientes a las turbidíticas del Cretácico tardío presentaban petróleo liviano. Dato muy alentador para proseguir con la exploración del play en la región.

En el 2015, Exxon Mobil perfora en el bloque Stabroek, adyacente hacia norte al bloque de Georgetown (investigado por el sondeo Jaguar-1), el pozo Liza-1, con objetivo en el sistema turbidítico del cretácico superior. Descubre uno de los campos más grandes del offshore hasta la fecha. Luego de Liza, Exxon Mobil descubre 17 campos más en el mismo bloque resultando en un mega descubrimiento gigante, desarrollado en tiempo récord.



Equipo técnico Offshore y directivos de YPF – Año 2011. De izquierda a derecha Gustavo Campitelli, Carlos Collo, Ricardo Gerster, Fernanda Raggio, Guillermo Cardinali, soporte de Schlumberger y Nestor Bolatti.

Vaca Muerta: el valor real de los negocios dependerá de la calidad de las decisiones

Por *Federico Esseive* (Tandem)



En el año 2024, en Vaca Muerta, se tomaron decisiones que involucraron inversiones por más de 9.000 millones de dólares. Y, cada año, se proyecta más. La cifra crece con cada proyecto de procesamiento y exportación que avanza, con cada área en la que se extiende y acelera el desarrollo, con cada infraestructura nueva necesaria, etc. La oportunidad es grande, pero hacer buenos negocios no es “obvio”. Hay muchas decisiones complejas por tomar y mucha incertidumbre. Es por eso, que los proyectos que mejores resultados de negocio tendrán, serán aquellos que tengan altos estándares de calidad en sus procesos de decisión.

Vaca Muerta es una de las mayores reservas de gas y petróleo no convencional del mundo. Tiene los recursos. Tiene la escala. Tiene la posibilidad de convertirse en un activo estratégico no sólo para las empresas, sino para Argentina. Pero también tiene condiciones que exigen algo más que entusiasmo y recursos. Tiene repagos de inversión largos, volatilidad global, incertidumbre macroeconómica, política, comercial, de subsuelo y técnica.

El negocio no está garantizado por el recurso. Oportunidades grandes, Inversiones grandes e Incertidumbres requieren de Decisiones

“grandes” (o maduras).

El desafío implica una gran variedad de decisiones concatenadas: tipo de contratos comerciales, selección de zonas por características de subsuelo, esquemas de desarrollo (landings, spacing, longitudes, pozos por pad, etc.), esquemas de provisión de servicios clave, gestión de arena, infraestructura de evacuación y procesamiento, planificación de actividades, etc. Todas ellas afectadas por múltiples incertidumbres y que en conjunto deben dar un buen negocio. Entendiendo que una buena decisión además de ser rentable hoy, debe ser resiliente y mantener rentabilidad cuando el contexto cambie, los escenarios de precios no aseguran los márgenes y los que lo hagan ineficientemente se quedarán afuera o tendrán pérdida. El desafío es decidir con madurez. Ya veremos qué significa.

El mapa de jugadores está cambiando. Con el retiro progresivo de muchas empresas internacionales, son cada vez más las compañías locales las que están asumiendo proyectos de enorme escala, mucho mayor a las dimensiones de negocios que venían gestionando. La pregunta oportuna es: ¿las empresas tienen hoy instaladas capacidades de decisión para estas decisiones “grandes”? (en estructura, cultura, procesos, competencias, herramientas, etc.)

El valor en juego. El riesgo de una mala decisión y la diferencia entre una “suficientemente buena” y una “mejor”

Según estudios de la IPA (Independent Project Analysis) una organización exclusivamente dedicada a la investigación y benchmarks de proyectos de inversión a gran escala:

- el 45% de los proyectos superan los costos máximos considerados. Por tomar un ejemplo teórico, si un proyecto de Vaca Muerta estima un Capex entre 800 y 1.000 millones de USD, con casi un 50% de probabilidad serán más que esos 1.000 millones, y cada dólar “extra” implicará me-

nor rentabilidad.

- El 80% (!) de los proyectos tiene demoras en sus plazos de ejecución prometidos, y los retrasos en promedio andan en un rango entre el 20% y 50%. Si, por ejemplo, un proyecto promete llegar a producir 24 MM m3/d en 20 meses y después se retrasa 7 meses (un 35%) ¿Cuánto vale eso en millones de dólares para el negocio?

El resultado: Decisiones inmaduras, resultados pobres, rentabilidad disminuida. No es lo mismo equivocarse cuando el riesgo es chico, que cuando hay 9.000 millones en juego. En Vaca Muerta, los errores también tienen otra escala.

Lamentablemente, no hay estadística que se haya registrado de lo que se “deja sobre la mesa” en este tipo de proyectos. Entonces un proyecto rentable supone que fue una buena decisión, pero muchas veces podría haber sido una mejor decisión con muchos millones de USD para el accionista. Existen muchos casos. Por ejemplo, se consideran muchas veces curvas de pozos tipo conservadoras (y sin visualizar sus upsides) y se definen instalaciones, capacidades y tipos de planta, medios de evacuación y otros elementos, que luego quedan cortos. Esto implica gas o petróleo que se produce más tarde o que se incurre en sobrecostos enormes para poder extraerlo y procesarlo, cualquiera de ellas son muchos menos millones de USD de retorno.

El nuevo mapa de decisiones: de lo incremental a lo transformacional

Los desarrollos en operaciones de campos maduros requerirían definir campañas incrementales de pozos en secuencia entre año y año, intervenciones a pozos viejos, pequeñas ampliaciones de capacidad de procesamiento muy anticipadas. Todas decisiones que obviamente tienen su complejidad, pero que no era probable que impliquen un cambio drástico en la performance del negocio.

Además, era un negocio “conocido” por muchos de los operadores.

Con Vaca Muerta muchas empresas operadoras están aún transitando un cambio de juego abismal en lo que refiere a decisiones y en una de curva de aprendizaje todavía ascendente. Hoy las decisiones que están sobre la mesa definen apuestas estratégicas que movilizan miles de millones de dólares, comprometen horizontes de 10, 15 o 20 años, y se juegan en condiciones de mercado – aún más- inciertas. Esta complejidad involucra:

Decisiones de portafolio y comerciales. Elegir dónde invertir considerando la visión de precios y mercados futuros, marcos regulatorios, restricciones de capital, cambios políticos, etc. ¿Cómo defino mi portafolio de negocios para que sea resiliente a muchos de esos escenarios inciertos? ¿Cuánto en gas y cuánto en petróleo? ¿Entrar o no a LNG, en qué ventana? ¿Participar en proyectos de Midstream o depender de infraestructura de terceros? ¿Apostar más por gas seco o rico, o en qué proporciones? ¿Cerrar contratos firmes o apostar al mercado spot? ¿Exportar o volcarse al mercado interno?

Decisiones técnicas de desarrollo. ¿Cuál es el caudal máximo al que apuntar? ¿Cuántos landings? ¿Qué plan de delineación? ¿Con qué spacing? ¿Longitud de los drains? ¿Cuántos pozos por PAD? ¿Qué contratos para sets de fractura, de rigs? ¿Cómo vamos a gestionar la arena? ¿Cuál será la capacidad y diseño de las plantas? ¿Y la presión y estrategia de compresión? ¿Qué sistema de evacuación para gas y líquidos? Y podríamos seguir con muchas decisiones más. El entramado de decisiones es amplio y complejo, cada una de estas decisiones podría provocar un buen o un mal negocio y también cómo se piensan sus interrelaciones y dependencias.

Para clarificar más aún el nivel de complejidad actual vale agregar un par de aspectos. Los grandes negocios, implican sustentabilidad del buen negocio en plazos muy largos. Los contratos de LNG pueden demandar entre 20 y 30 años de provisión de gas. Claramente, las variables

macro ahí son muy inciertas (políticas, precios, etc.). También están creciendo hoy las incertidumbres de subsuelo y de desarrollo, si bien hay algo de conocimiento adquirido de las zonas ya desarrolladas, para estos plazos requerirá salir de las zonas “core” de los bloques para ir a los márgenes de ellos, donde conocemos menos del subsuelo y lo que nos puede arrojar es bien distinto en cuanto a caudales y composición de los fluidos. Lo ya aprendido no se podrá extrapolar tan linealmente a las nuevas zonas a desarrollar, o sería peligroso hacerlo. Y el mercado internacional para que el LNG funcione demandará que seamos muy competitivos en costos versus otros lugares de provisión posibles, así que asegurar márgenes dependerá de una carrera muy exigente por eficiencia en costos de esas operaciones.

Muestras suficientes del aumento de la escala en la dimensión y complejidad de los negocios y por ende de la necesidad de contar con procesos de decisión maduros que aseguren el mayor valor y eviten riesgos grandes. En este contexto, decidir bien no es un lujo. Es una necesidad.

Los desafíos principales de las decisiones en Vaca Muerta

En Vaca Muerta, hay decisiones que parecen buenas; hasta que no lo son. Negocios que, en papel, tienen todo para funcionar, pero al ejecutarse no devuelven lo esperado. ¿Qué pasa en ese recorrido entre la planificación y la realidad? ¿Dónde se pierde el valor que parecía tan claro en los análisis?

En nuestra experiencia acompañando a empresas que hacen negocios y operan en Vaca Muerta identificamos algunos factores clave que hacen que las decisiones erosionen valor de los negocios. Vamos a identificar y describir los que creemos más relevantes.

Del timonazo a la hoja de ruta

Puesto en contraste y perspectiva, muchas empresas locales tienden a

operar en una lógica más oportunística y reactiva a los cambios de contexto que en otras latitudes o tipos de empresas (mayor globales). La volatilidad histórica del país requiere estar atento a ver “para donde va la cosa” y a reaccionar con rapidez para cambiar rumbos cuando sea necesario.

La dinámica interna, tiene a los accionistas muy involucrados definiendo estos cambios de rumbo que les piden a sus equipos de gestión y técnicos. Y los equipos técnicos respondiendo a lo que les piden en el momento. Usualmente con mucha agilidad, pero no necesariamente con perspectiva y análisis profundo para madurar bien las decisiones y sus incertidumbres.

El punto en el contexto de Vaca Muerta es que las decisiones requieren mayor estabilidad en el largo plazo y como graficamos antes son mucho más complejas. Requieren mayores tiempos de anticipación y maduración para ser efectivas. Las decisiones a timonazos no dan espacio a análisis maduros.

Claro, las empresas tienen temor a perder agilidad y reacción, y también cierta aversión a procesos rígidos y governance de la decisión distribuido, como sucede en las grandes empresas; a quienes ven como muy lentas. La solución no pasa por contraponer estos opuestos y considerar que la opción es binaria. Hay espacio para gradientes o grises. Y el riesgo de seguir a los timonazos es grande.

Pero cuando esas decisiones no están enmarcadas en una planificación más amplia —una hoja de ruta que dé dirección al negocio—, el esfuerzo técnico, por más riguroso que sea, termina limitado. Porque lo que se decide hoy, bajo presión, puede no tener nada que ver con lo que el accionista querrá ejecutar en seis meses.

Entonces, ¿qué se puede hacer? Una forma concreta de empezar es establecer criterios estratégicos que orienten en qué sí vale la pena invertir tiempo y recursos, y en qué no. Sin que eso les quite libertad a los accionistas, pero sí que ayude a ordenar por dónde va el juego y que los equipos técnicos se involucren más en ese pensamiento. Lo que requiere es un movimiento de los equipos de

gestión, una actitud proactiva para poner en agenda algunas preguntas que les brinden ciertos lineamientos. Dejar de esperar “la próxima directiva”, y empezar a anticipar escenarios. Entender que algo que hoy no parece negocio, puede convertirse en uno en muy poco tiempo si cambian una o dos condiciones clave. Y que llegar preparado —con opciones pensadas, modeladas, contrastadas— permite decidir más rápido y mejor cuando el momento llega.

Eso requiere construir lo que llamamos una agenda de decisiones proactiva: una herramienta que ordene qué temas hay que madurar ahora, cuáles hay que tener en vigilancia y cuáles vale la pena dejar en pausa. Porque en un entorno como este, la diferencia no está en tener más certeza, sino en tener más preparación. Este proceso de diálogo que describimos no es un proceso super estructurado y burocrático de planificación, pero sí ayuda a alinear y dar espacio a análisis de los negocios que valen la pena con mayor anticipación.

Las certezas ilusorias que destruyen valor

Los accionistas y máximos ejecutivos piden números con certezas y simpleza para decidir. Los equipos técnicos quieren hacer promesas que luzcan bien, pero no tan bien como para que después los persigan por no conseguir metas demasiado ambiciosas. También su “ego” técnico los impulsa a decir con firmeza certezas. Los contratistas prometen plazos y costos seductores “gana contratos” pero imposibles de lograr. De todas estas cuestiones están cargadas las estimaciones para los proyectos de inversión. Sesgos optimistas, de sobre-confianza, colchoneos, egos y otros más. Todos dentro de una mirada determinística, con determinaciones demasiado precisas de lo que sucederá.

Mientras, en el “mundo real” de los proyectos en Vaca Muerta... todo es incertidumbre, compleja y con mucho impacto. Desde el punto de vista técnico persisten interrogantes sobre el comportamiento del reservorio en zonas menos exploradas, la

efectividad real de nuevas tecnologías, la arena y la disponibilidad de servicios. En lo económico, factores como inflación, tipo de cambio, cadenas globales de suministro y acceso y condiciones de financiamiento cambiantes. En el plano comercial, los precios de gas y petróleo, marcos fiscales y decisiones de nuestros socios son poco controlables. Organizacionalmente, la gestión del talento y la logística operativa continúan representando desafíos importantes. En lo político y social, los gobiernos, sindicatos y comunidades pueden afectar sustancialmente la evolución del proyecto. Y esta lista está gentilmente acotada.

El procesador ve sólo certezas y lo que hay que procesar es pura incertidumbre. Los resultados son pobres, por los desvíos que pueden mostrar o por los negocios que no muestran porque no logran capturar. Nuevamente, ¿qué tiene de particular esta situación en Vaca Muerta? Que el impacto en estas dimensiones es enorme.

La causa de los desvíos rara vez es una ejecución defectuosa; en cambio, suele provenir de decisiones iniciales que no reconocieron plenamente las incertidumbres críticas capaces de definir el valor final del negocio. No se trata de incompetencia, sino de una tendencia cultural a la sobreconfianza: subestimamos la complejidad de lo desconocido y sobreestimamos nuestra capacidad para prever el futuro.

Analizar esas incertidumbres, sus correlaciones y sus posibles impactos no implica evadir la definición de metas y targets, pero lo hace habiendo entendido el espectro de posibilidades, lo cual hace que cualquiera de los targets definidos esté menos “a riesgo” que en el modelo determinístico. Adicionalmente, el camino de ver las incertidumbres forzó a ver alternativas de diseño del proyecto que mejoran su valor en la “jugada inicial” (el plan que se aprueba) y, al mismo tiempo, haber madurado otras alternativas de diseño que nos dan una flexibilidad más ágil y alineada ante posibles cambios del contexto. Ya no se ven como timonazos, se cambia más rápido y a menor costo.

Una decisión madura no es la que siempre acierta, sino aquella que entiende cuánto puede equivocarse sin romperse. La decisión que ha testeado su resiliencia conoce los impactos negativos que puede absorber y reconoce claramente de qué variables depende realmente su éxito.

El laberinto de la opción única

En el ritmo acelerado del día a día, avanzar suele ser más valorado que detenerse a repensar. Por eso, en muchos equipos, las decisiones clave giran en torno a una única opción elegida casi por inercia: lo que parece lógico, lo conocido o lo que intuitivamente parece correcto. Esa opción rápidamente se transforma en «la alternativa» y se ejecuta sin haberla puesto a competir y sin validar si realmente era la mejor decisión posible.

Cuando no se desarrollan alternativas genuinas, no se está decidiendo, se está confirmando una suposición previa. Este fenómeno es habitual y comprensible. Los equipos sienten la presión por avanzar y demostrar progreso a los stakeholders. El análisis se orienta entonces a justificar la opción elegida en lugar de preguntarse si existía otra manera mejor de abordar el proyecto.

Tempranamente hay un consenso intuitivo y nos dejamos de hacer preguntas que podrían potencialmente agregar mucho valor. ¿Es ese el mejor orden para desarrollar las zonas del bloque? ¿Nos conviene adelantar delineaciones para tomar mejor información antes de desarrollar full? ¿Podemos elegir zonas para probar distintos esquemas de spacing, longitudes de drains antes de jugarnos por una opción a fondo? ¿La modalidad de fractura ya la definimos o debemos tomar más información? ¿Qué diseños de planta visualizamos para que nos den flexibilidad a distintos escenarios de composición de líquidos?

Cuando está “el caso” planteado, hacerse estas preguntas resulta tedioso, algunos lo sienten como perder tiempo y otros como que discute su expertise. Cada pregunta no realizada es posible pérdida de valor del proyecto. Si participas de esos proce-

sos de definiciones, ¿viste alguna vez que por no discutir y poner sobre la mesa opciones se perdió valor?

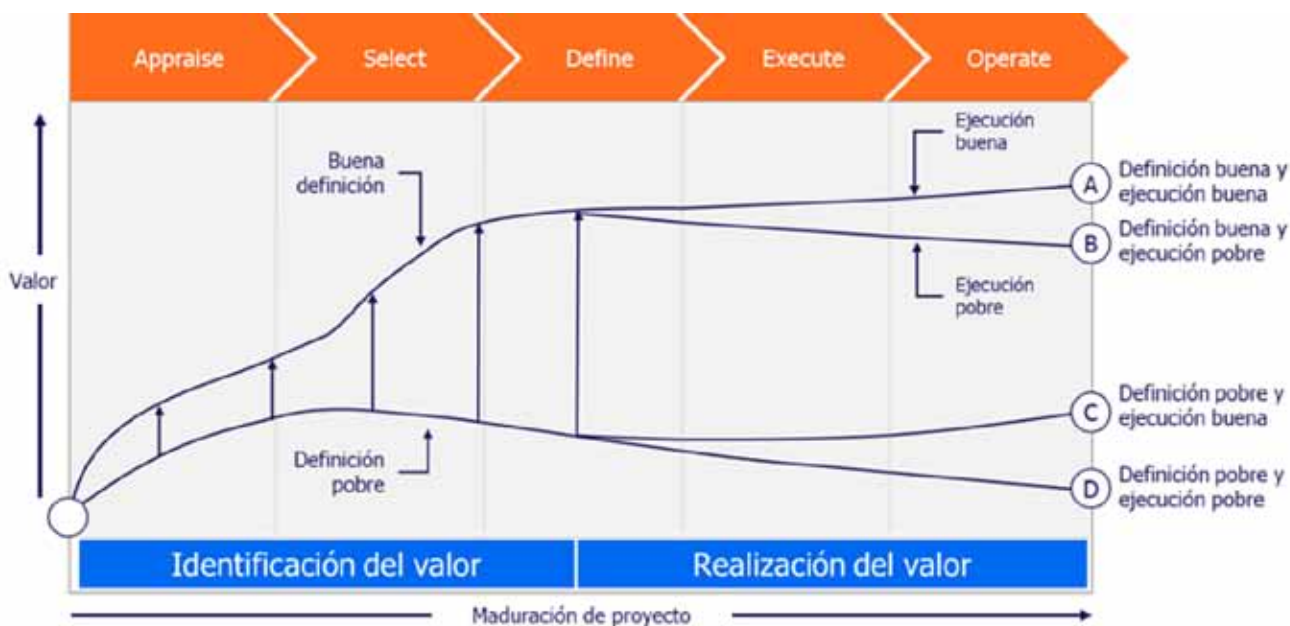
Con frecuencia, un enfoque diferente podría haber aumentado significativamente el valor presente neto (VAN) del proyecto. Mejoras modestas, como un 5% en el VAN, pueden traducirse en millones de dólares. Sin embargo, cuando no se exploran alternativas con rigor, ese potencial queda inaccesible. Es en estos casos cuando resulta indispensable que el equipo salga de su zona de confort para dedicar más tiempo a la exploración de otras opciones estratégicas y creativas.

Decisiones en silos

Uno de los mayores desafíos en proyectos complejos como los de Vaca Muerta no está en la falta de conocimiento técnico, sino en cómo ese conocimiento se articula entre las áreas para tomar una decisión integral y no una suma de decisiones particulares. Cada disciplina maneja sus propias métricas, tiempos, prioridades y cuando no se construye una mirada verdaderamente integrada, lo que debería sumar valor termina fragmentándolo.

Drilling quiere perforar rápido, porque su objetivo es reducir el costo por pozo. Pero si prioriza la velocidad sin coordinar con Completación, puede comprometer la mecánica del pozo y afectar productividad. Completación, por su parte, puede elegir una arena más económica, sin saber que esa elección va a impactar en la calidad de la fractura. El equipo de Reservorios está enfocado en certificar reservas, lo que puede llevarlo a empujar casos que maximizan el volumen, pero no el valor económico. Y Facilities, mientras tanto, puede sobredimensionar una planta por tomar márgenes individuales en cada etapa. Sin ver que, en conjunto, eso eleva el CAPEX más de lo necesario y genera un diseño subóptimo frente a escenarios de incertidumbre.

Ninguna de esas decisiones es “mala” en sí misma. Lo que falla es la coordinación entre ellas. Cada área hace lo que cree que tiene que hacer, pero la suma de las partes termina dando menor.



En muchos equipos de desarrollo, esta falta de alineamiento genera fricciones y reprocesos. Pero el impacto real se ve cuando uno toma perspectiva y analiza el resultado global: el proyecto no termina siendo lo eficiente ni lo rentable que podría haber sido.

La falta de integralidad también aparece cuando se dejan fuera disciplinas que deberían estar desde el inicio. ¿Qué pasa si se define un desarrollo sin consultar al área comercial y después se encuentra que no hay mercado o que el contrato no acompaña el ritmo del desarrollo? ¿Qué pasa si Supply no está al tanto de los tiempos clave y de los ítems críticos del proyecto y sus riesgos? ¿O si HSE o Relaciones con Comunidades se suman tarde, cuando ya hay decisiones tomadas que después implican reconfigurar todo?

Cuando se diseñan alternativas sin considerar la complejidad real del entorno, las decisiones pueden parecer óptimas en papel, pero no se sostienen en el terreno. Y lo que es peor: pueden generar tensiones que no se ven en el Excel, pero que terminan impactando en los plazos, en los costos, o en la capacidad de implementación.

Para resolver esto es necesario construir una lógica de trabajo don-

de el todo prime por sobre las partes. Donde los trade-offs entre áreas se hagan visibles. Donde se puedan tener conversaciones incómodas cuyo resultado sea fortalecer al proyecto. Donde se ponga al frente una figura que mire de forma global, que conecte especialidades, que entienda la estrategia completa y no solo el segmento que le toca.

Ese es el rol del líder de proyecto con mirada integradora. No como jefe de nadie, sino como articulador del valor. Porque en proyectos grandes, la calidad de la coordinación pesa tanto como la calidad técnica. Entonces, si el contexto cambia — como suele pasar —, ese rol es también el que permite ajustar de forma ordenada, sin que cada área intente salvar lo suyo perdiendo de vista el conjunto.

Cerrar la brecha: decidir mejor es posible y necesario

Lo que muestran los proyectos de Vaca Muerta, una y otra vez, es que decidir bien no es cuestión de tener mejores datos o más recursos. Es cuestión de tener mejores procesos. Existen metodologías probadas que permiten alinear visiones, anticipar

incertidumbres, generar alternativas reales y articular a las distintas disciplinas desde una lógica integrada. Esos procesos no solo ordenan la conversación: maduran las decisiones. Y en esa maduración, está el diferencial.

Pasar de decidir por urgencia a decidir por diseño, implica invertir más tiempo en las fases tempranas del proyecto: más análisis, más conversación, más cuestionamiento, en el momento oportuno. Implica invertir antes en vez de pagar el costo en etapas de ejecución con idas y vueltas, rediseños, ajustes y fricciones evitables. Como muestra el gráfico, una buena definición no garantiza el éxito, pero una definición pobre casi siempre garantiza problemas.

¿El resultado? Proyectos más rentables, menos expuestos al riesgo, con mayor cumplimiento de plazos y presupuestos, y un portafolio mejor balanceado. No es una promesa vacía: es lo que muestran los datos. Mejorar la calidad de la decisión puede traducirse en un incremento del VAN del 8 al 12%, una aceleración de tiempos de hasta 35%, y una mejora en cumplimiento de presupuesto cercana al 40%. Eso es mucho más que eficiencia: es valor tangible para el negocio.



7° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

28 - 30 OCT 2025 | Universidad Católica Argentina, Buenos Aires

"DESAFÍOS E INNOVACIÓN
EN EL PRESENTE Y EL FUTURO
DE LA REFINACIÓN"

+INFO: REFINACION.IAPG.ORG.AR



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

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



Congresos y jornadas

Te adelantamos los eventos ya confirmados para el año 2025. Además, seguimos ofreciendo cursos *online* para que puedas tomar en cualquier momento del año.

CURSOS

Gestión de Integridad de Ductos

Instructores: *Eduardo Carzoglio, Sergio Río*
Del 1 al 4 de julio

El Fraude en la Industria del Oil&Gas desde la Perspectiva de la Seguridad Empresarial y Auditoría Interna

Instructores: *Roberto Campo, Lucas de la Rosa*
Del 1 al 4 de julio

Introducción a la Ingeniería de Reservorios. Streaming

Instructor: *Marcelo Chimienti*
Del 14 al 18 de julio

Protección contra Descargas Eléctricas y Puesta a Tierra

Instructor: *Daniel Brudnick*
Del 17 al 18 de julio

Diseño y Construcción de Sistemas de Distribución de Gas

Instructores: *Gustavo Califano, Patricia Carcagno*
Del 05 al 06 de agosto

Manejo de Crisis en la Industria de la Energía

Instructor: *Eduardo Fernández*
Del 07 al 08 de agosto

Integridad de Ductos: Gestión de Riesgos Naturales

Instructores: *Martín Carnicero, Manuel Ponce*
Del 11 al 12 de agosto

Integridad de Ductos: Prevención de Daños por Terceros

Instructores: *Juan Kindsvater, Jorge Palumbo, Marcos Gerardo Palacios, Sergio Ricardo Martín*
Del 13 al 14 de agosto

Introducción a la Gestión de la Diversidad en la Industria del Oli&Gas

Instructora: *Celina Gioja*
Del 13 al 14 de agosto

Introducción a la Industria del Petróleo

Instructores: *Luis Stinco, Alberto Liendo, Fernando Tuero, Pablo Subotovsky, Rubén Caligári*
Del 18 al 22 de agosto

VACA MUERTA: Análisis de Reservorios Shale y Desafíos de Subsuelo para su Desarrollo

Instructores: *Agostina Martínez, Manuel Fantin*
Del 18 al 21 de agosto

Exploración, Extracción y Transformación de Datos en Python para O&G Streaming

Instructor: *Martín Gruber*
Del 25 de agosto al 5 de septiembre -3 clases lu-mi-vi

INMERSIÓN A VACA MUERTA: Claves para Entender su Relevancia Global

Instructor: *Manuel Fantin*
Del 26 al 27 de agosto

Contratación y Documentación de Ingeniería de Proyectos y Obras

Instructor: *Daniel Brudnick*
Del 28 al 29 de agosto

Revestimiento de Cañerías

Instructores: *Eduardo Carzoglio, Andrea Moneta*
Del 2 al 5 de septiembre

Métodos de Levantamiento Artificial

Instructor: *Pablo Subotovsky*
Del 8 al 12 de septiembre

Estaciones de Medición y Regulación de Gas Natural

Instructor: *Daniel Brudnick*
Del 15 al 16 de septiembre

Gestión de Proyectos Complejos de Oil y Gas

Instructor: *Fabián Akselrad*
Del 17 al 19 de septiembre

Procesamiento de Gas Natural

Instructores: *Carlos Casares, Eduardo Carrone*
Del 17 al 19 de septiembre

Recuperación Secundaria Streaming

Instructor: *Marcelo Chimienti*
Del 22 al 26 de septiembre

Negociaciones Efectivas Aplicadas al O&G

Instructores: *Martín Ponce, Nicolás Polverini*
Del 25 al 26 de septiembre

Protección Anticorrosiva 1

Instructores: *Sergio Río, Carlos Delosso, Germán Mancuso, Daiselys Griffith*
Del 30 de septiembre al 03 de octubre

Introducción al BIG DATA y ANALYTICS en la Industria del Petróleo y del Gas

Instructor: *Estanislao Irigoyen*
Del 01 al 02 de octubre

Operación y Mantenimiento de los Sistemas de Distribución de Gas

Instructores: *Gustavo Califano, Patricia Carcagno*
Del 07 al 08 de octubre

Mediciones de Hidrocarburos

Instructor: *Daniel Brudnick*
Del 09 al 10 de octubre

Introducción a la Industria del Gas

Instructores: *Carlos Casares, Rubén Caligari, Beatriz Fernández, Patricia Carcagno, Eduardo Fernández*
Del 14 al 17 de octubre

Operación y Limpieza de Ductos

Instructor: *Sergio Río, Franco Borghetti*
Del 14 al 17 de octubre

Machine Learning Aplicado a O&G Streaming

Instructor: *Martín Gruber*
Del 27 de octubre al 3 de noviembre - 3 clases lu-mi-vi

Evaluación de Proyectos

Instructor: *Fernando Arilla*
Del 29 al 31 de octubre

Taller de Bombeo Mecánico

Instructor: *Pablo Subotovsky*
Del 29 al 31 de octubre

AMPP - Cathodic Protection Tester (CP1)

Instructores: *Héctor Albaya, Norberto Pesce*
Del 03 al 07 de noviembre

AMPP - Cathodic Protection Technician (CP2)

Instructores: *Héctor Albaya, Norberto Pesce*
Del 10 al 14 de noviembre

Clasificación de Áreas

Instructor: *Daniel Brudnick*
Del 18 al 19 de noviembre

Integridad de Activos Aplicado a los Sistemas de Distribución de Gas

Instructores: *Gustavo Califano, Patricia Carcagno*
Del 25 al 26 de noviembre

Procesamiento de Crudo

Instructores: *Carlos Casares, Eduardo Carrone*
Del 27 al 28 de noviembre

Taller de Análisis Nodal

Instructor: *Pablo Subotovsky*
Del 2 al 5 de diciembre

CURSOS ONLINE

Curso Básico: La industria de E&P de Petróleo y Gas Natural

Instructor: *Rubén Caligari*

Herramientas de Proyecto: WBS - Administración de alcance

Instructores: *Nicolás Polverini y Fabián Akselrad*

CONGRESOS

5to Congreso Latinoamericano de Perforación y Terminación

Del 28 al 30 de octubre
Universidad Católica Argentina - Ciudad de Buenos Aires

7mo Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

Del 9 al 11 de septiembre
En La Rural, Predio Ferial de Buenos Aires

Argentina Oil & Gas

Del 8 al 11 de septiembre
En La Rural, Predio Ferial de Buenos Aires

5º Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación e Intervención de Pozos

9 al 11 de septiembre de 2025

7º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

28 al 30 de octubre de 2025

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

The Carbon Sink firma convenio con The Well Done Foundation para acelerar la reducción de metano a través de créditos de carbono

La alianza permitirá a las empresas latinoamericanas compensar su huella de carbono a través de créditos generados por el sellado de pozos de petróleo y gas abandonados.



The Carbon Sink, consultora especializada en la gestión corporativa de carbono, anunció una alianza estratégica con la organización estadounidense The Well Done Foundation, con el objetivo de ofrecer a clientes latinoamericanos la posibilidad de compensar su huella de carbono con créditos certificados generados a partir del sellado de pozos de petróleo y gas abandonados.

Cuando un pozo de petróleo deja de ser rentable, y la empresa operadora entra en quiebra o desaparece, en muchos casos es simplemente abandonado. Así surgen los pozos huérfanos: estructuras que ya no están operativas y que no fueron selladas adecuadamente. Se estima que existen millones de estos pozos en el mundo, y el problema es que emiten metano, un gas de efecto invernadero 80 veces más potente que el CO₂ en un plazo de 20 años. Estas emisiones silenciosas y persistentes representan una de las fuentes más subestimadas del calentamiento global.

Para hacer frente a este desafío, la Well Done Foundation —una organización sin fines de lucro con sede

en Estados Unidos— desarrolló un modelo pionero de captura de carbono, centrado en identificar, monitorear y sellar pozos huérfanos, deteniendo de forma permanente las emisiones y restaurando los suelos afectados. Cada pozo cerrado puede evitar la emisión de hasta 4.000 toneladas de CO₂ equivalente por año, un impacto comparable al de plantar 400.000 árboles y cuidarlos durante dos décadas.

“Los créditos de orphan wells son de los pocos proyectos en el mercado voluntario de carbono que se enfocan en la eliminación de metano. Esta alianza nos permite ofrecer una solución innovadora a nuestros clientes, en particular a la pujante industria del oil and gas, para compensar su huella de carbono, a través de créditos certificados, con un impacto ambiental tangible y un respaldo técnico e institucional de primer nivel” señaló Sebastián Fragni, Fundador y Director Ejecutivo de The Carbon Sink. Estos créditos están registrados en la plataforma Carbon Path y son auditados por terceros independientes, lo que garantiza trazabilidad, adicionalidad, permanencia y total transparencia. “En un primer momento, , comercializaremos créditos de carbono generados por el sellado de pozos huérfanos ubicados en Estados Unidos, pero es nuestro plan traer este innovador modelo de reducción de emisiones de metano a la Argentina y al resto de Latinoamérica”, agrega Fragni.

“La alianza con The Carbon Sink marca un antes y un después para nuestra organización”, afirmó Curtis Shuck, fundador y presidente de The Well Done Foundation. “Nuestra misión es sellar todos los pozos huérfanos del mundo que representen una amenaza para las comunidades, y esta colaboración nos brinda un nuevo y poderoso camino para acelerar ese objetivo. Juntos, podemos impulsar una acción climática significativa”.

Emerson mejora la escalabilidad, la flexibilidad, el rango y la eficiencia de la infraestructura de red inalámbrica

Las nuevas capacidades de la cartera dual WirelessHART maximizan la conectividad y ofrecen el doble de capacidad de los modelos anteriores con un rango inalámbrico mejorado

Emerson, líder mundial en tecnología industrial, ha anunciado hoy las actualizaciones de sus gateways inalámbricos 1410S, junto con un nuevo diseño de la antena inteligente 781S. Estas mejoras permiten una instalación y un funcionamiento más eficientes, mini-



mizan la infraestructura de red necesaria y mantienen la confiabilidad.

El adaptador de antena remota permite a los usuarios lograr una intensidad de la señal sin igual, con compatibilidad de antena remota de alta ganancia, lo que reduce significativamente el número de saltos y repetidores necesarios incluso para las redes WirelessHART® más exigentes. La 781S solicitada con una opción de antena remota de alta ganancia incluye todo lo necesario para instalar una red WirelessHART mejorada o actualizar una red WirelessHART existente. Por último, el adaptador de antena remota permite rutas de actualización sencillas desde sistemas de antena remota obsoletos hasta la tecnología más moderna de los gateways inalámbricos 1410S de Emerson y los dispositivos de antena inteligente 781S.

La combinación del aumento en la capacidad del dispositivo con las capacidades de rango extendido significa que plantas completas, independientemente de su tamaño o diseño, se pueden supervisar y gestionar de manera efectiva con dispositivos WirelessHART. La cobertura de la planta ahora se puede lograr con una infraestructura de gateway significativamente menor, lo que lleva a implementaciones WirelessHART más eficientes y rentables. Al asegurar que incluso las áreas más remotas u obstruidas de una planta puedan ser cubiertas por la red de malla, estas mejoras facilitan la monitorización continua y la conectividad en tiempo real, al mismo tiempo que utilizan las ventajas de WirelessHART, como las tasas de actualización rápidas y la larga duración de la batería.

Actualice los sistemas obsoletos al 1410S y a la

781S para aprovechar estas nuevas mejoras utilizando el sencillo proceso de copia de seguridad y restauración. Esto garantiza una migración continua de los ajustes del sistema, incluidas las conexiones de red y host que proporciona la mejor infraestructura WirelessHART disponible en la actualidad.

“Estas mejoras son una respuesta a las demandas del mercado de obtener cada vez más datos y escalabilidad a partir de redes inalámbricas industriales”, dijo Jimmy Ji, gerente de productos de conectividad de instrumentos para la unidad de soluciones de medición de Emerson. “Trabajan juntos para reducir en gran medida los costos de la infraestructura de red WirelessHART y para impulsar la visión de Boundless Automation de Emerson de una computación inteligente en el campo y el Edge.

Las mejoras del firmware en el gateway inalámbrico 1410S de Emerson aumentan su capacidad, al permitir hasta 500 dispositivos por red con una antena inteligente 781S, en comparación con el límite anterior de 200. Con la integración de la tecnología dual WirelessHART, un solo gateway 1410S ahora puede conectarse con hasta 1 000 dispositivos, lo que amplía significativamente sus capacidades de conectividad. Los gateways 1410S existentes pueden aprovechar estas mejoras al actualizar el firmware más reciente y adquirir la actualización de red de alta capacidad.

La actualización del diseño de la antena inteligente 781S cuenta con un bloque de terminales integrado y nuevas opciones de adaptador de antena remota, lo que proporciona personalizaciones de cable flexibles para satisfacer las necesidades de la aplicación y un desempeño de antena mejorado. El nuevo bloque de terminales integrado de la 781S permite una fácil instalación al utilizar el tipo y la longitud del cable que requiere la instalación. Estas actualizaciones muestran que los diseños de productos de Emerson cubren las necesidades cambiantes del mercado de soluciones inalámbricas industriales.

Con foco en la transición energética, Scania participó de la cumbre de estaciones de servicio

La compañía integró uno de los paneles del evento organizado por Surtidores, del que participaron diversos referentes del ecosistema del transporte, la energía y los combustibles.

Buenos Aires, Argentina, mayo de 2025. Scania participó de la Cumbre de Estaciones de Servicio, a través



de la exposición en el panel “El nuevo paradigma energético: el futuro de los combustibles”. El evento, organizado por el medio de comunicación Surtidores, contó en sus conversatorios con autoridades gubernamentales, directivos de compañías petroleras, expertos en energía y proveedores de tecnología.

Lucas Woinilowicz, Gerente de Transporte sustentable de Scania Argentina, explicó que “la matriz energética argentina está compuesta mayoritariamente por gas natural —alrededor del 65%—, lo cual posiciona a este recurso como el punto de partida natural hacia la descarbonización del sector. En este mismo sentido, el GNC es la puerta de entrada al uso de biometano como combustible para el transporte pesado, es aún más eficiente y garantiza un 90% de reducción de emisiones de CO₂”.

En su propósito de liderar el cambio hacia un sistema de transporte sustentable, la compañía continúa promoviendo el uso de combustibles alternativos al diésel, con el objetivo de potenciar el cuidado del medio ambiente a la vez que se optimizan los costos operativos de los transportistas. En este camino, Scania ya confirmó que continúa desarrollando proyectos con diversos actores estratégicos, incluida la petrolera nacional YPF, que le permitirán contar antes de fin de año con una flota de camiones propulsados a biometano.

Durante el conversatorio, Enargas confirmó que estima que habrá 450 estaciones de carga para transporte de pesados y pasajeros (de alto caudal) en 2026, lo cual reafirma la importancia del trabajo conjunto entre todos los actores del ecosistema del transporte. “En Scania consideramos que el biometano es la alternativa más eficiente para reducir la huella de carbono en el corto y mediano plazo en Argentina y, para que esta solución sea viable, primero es necesario consolidar una base sólida de vehículos que utilicen gas natural, lo cual permitirá escalar la infraestructura y facilitar la transición hacia energías aún más limpias” agregó Woinilowicz.

Rosen Group publica su primer reporte de sostenibilidad

El Grupo ROSEN se enorgullece de anunciar la publicación de su primer Informe de Sostenibilidad correspondiente al ejercicio fiscal 2024. Este hito refuerza el compromiso continuo de la compañía con la protección de las personas, las comunidades y el medio ambiente, al tiempo que impulsa la innovación y las prácticas empresariales responsables en todas sus operaciones globales.

«La publicación de nuestro primer Informe de Sostenibilidad del Grupo ROSEN marca un hito especial en nuestro camino en materia de ESG. La sostenibilidad ha sido la base de nuestro negocio principal desde la fundación de la empresa, garantizando la integridad de los activos industriales y, por ende, fomentando un futuro sostenible para las personas y la naturaleza», destaca Erik Cornelissen, Director Ejecutivo.

Durante más de cuatro décadas, ROSEN ha invertido en investigación aplicada, desarrollo tecnológico y soluciones avanzadas de inspección e integridad. Estos esfuerzos respaldan la seguridad y la durabilidad de infraestructuras críticas, ayudando a prevenir daños ambientales y fortaleciendo la resiliencia de sistemas esenciales para la vida moderna.

En 2023, la compañía lanzó una iniciativa global para implementar una estrategia integral de Sostenibilidad Corporativa. A través de programas específicos que promueven la responsabilidad ética, social y ambiental, ROSEN está fortaleciendo la creación de valor a largo plazo. El objetivo de la empresa es integrar los principios de sostenibilidad en todas las áreas del negocio, respaldados por planes accionables y medidas concretas.

Roland Kampe, Director Legal y de Cumplimiento, afirma: «En un mundo en constante cambio, la sostenibilidad es un factor de crecimiento relevante para el éxito futuro de la empresa. Hemos hecho de ESG una prio-



alidad estratégica, apoyados por un equipo dedicado que impulsa su implementación en toda la organización».

El informe de sostenibilidad detalla los principales avances logrados, destacando los esfuerzos de la empresa por incorporar los principios ESG en sus operaciones. Aunque se publica de forma voluntaria, el informe se alinea con las Normas Europeas de Información sobre Sostenibilidad (ESRS), establecidas por la Directiva sobre Información Corporativa en Materia de Sostenibilidad (CSRD) de la Unión Europea. Este informe se centra en dos filiales del Grupo ROSEN, y se prevé publicar el primer informe de sostenibilidad a nivel de grupo el próximo año.

El informe pone énfasis en el enfoque de la empresa en materia de gobernanza, responsabilidad social y gestión ambiental, todos ellos alineados con sus valores fundamentales y objetivos estratégicos. El Grupo ROSEN reconoce que el panorama ESG está en constante evolución y se compromete a adaptarse a los nuevos desafíos y oportunidades a medida que surgen.

Esta publicación reafirma la ambición del Grupo ROSEN de integrar aún más los principios ESG en sus estrategias empresariales y fomentar una cultura de responsabilidad e innovación, todo ello en pos de su propósito: Asegurar un futuro sostenible – impulsado por la tecnología.

59% de las empresas de Recursos Naturales ya está implementando agentes de IA

Los ecosistemas de agentes de inteligencia artificial están evolucionando a gran velocidad y por eso su adopción por parte de las empresas hoy es urgente. Las compañías de Recursos Naturales reconocen esa urgencia y, de acuerdo con un nuevo estudio de Accenture, 59% de los ejecutivos de la industria sostiene que sus organizaciones ya invirtieron en el desarrollo de una arquitectura agéntica.

A pesar de que en ese sentido las empresas de Recursos Naturales se encuentran avanzadas, en la adopción a escala de la IA Gen los resultados no son igual de positivos. De esa forma, en el estudio, solo 38% de los ejecutivos de la industria sostuvo que su organización ya estaba escalando el uso de IA Generativa.

Sebastián Feldberg, líder de Industry X en Accenture, destacó que “es muy importante que la industria de Recursos Naturales avance con mayor rapidez en la adopción de IA Gen a escala, ya que esta tecnología les permite a las empresas mejorar la eficiencia, seguridad y la toma de decisiones estratégicas. Por ejemplo, en



la minería, gracias al análisis masivo de datos históricos, mapas satelitales, sensores geofísicos y muestras del terreno, la IA generativa puede identificar patrones y proponer nuevas zonas con potencial mineralógico, mejorando la tasa de éxito en campañas de exploración.”

La inteligencia artificial generativa tiene también un importante potencial para amplificar el talento humano. Para ello, es necesario reconfigurar la fuerza laboral y preparar a los empleados para un mundo impulsado por la IA generativa. Los agentes de IA están transformando cómo trabaja el talento humano en conjunto con la tecnología.

Sin embargo, de acuerdo con el estudio de Accenture, la industria de Recursos Naturales se encuentra atrasada en este aspecto y solo 39% de los ejecutivos consultados del sector dijo que cuenta hoy con un roadmap de cómo la IA gen cambiará su fuerza laboral.

Feldberg afirma que “es fundamental que la industria avance en este aspecto, porque el valor real de la inteligencia artificial generativa puede capturarse solo cuando las compañías reconfiguran los procesos y formas de trabajar para que las nuevas capacidades multi-agente potencien las habilidades entre los empleados.”

Otro aspecto en el que la industria está al debe es en la gestión de riesgos. En el informe, solo 37% de los consultados dijo que su organización cuenta actualmente con principios de IA responsable y con una gobernanza capaz de gestionar riesgos a través del ciclo de la IA Generativa.

El líder de Industry X de Accenture concluyó que “la industria de recursos naturales tiene un rol fundamental que cumplir en el impulso de una IA responsable por diseño. Por eso es clave tanto un trabajo interno como externo. Debe existir una colaboración continua con el ecosistema. Comprometerse con legisladores, líderes de la industria e instituciones públicas para desarrollar marcos compartidos y establecer mejores prácticas. La colaboración fomenta la innovación y la responsabilidad, amplificando el progreso.”

NOVEDADES DEL IAPG



EITI Argentina presentó su cuarto informe de transparencia

El documento ofrece datos clave para fortalecer la confianza y el diálogo entre empresas, Estado y sociedad civil. Un avance esencial hacia una industria más abierta y sostenible.



EITI Argentina (Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas) es una iniciativa internacional para mejorar la transparencia y la rendición de cuentas de las industrias extractivas a través de la publicación, verificación completa y divulgación de información sobre asuntos clave en la gestión de los recursos hidrocarburos y mineros. Argentina forma parte de EITI desde 2019, junto a más de 50 países y hoy presenta su cuarto informe de gestión. La totalidad de las empresas mineras que exportan que han sido convocadas ha reportado su información para la confección del informe.

Este programa es llevado adelante por un grupo multipartípe, con representantes del Estado, de la sociedad civil y de las empresas. En el encuentro, estos debatieron acerca de los beneficios y desafíos de la implementación y sobre continuidad de la iniciativa en el país.

EITI presentó en Arminera su cuarto informe de transparencia sobre la industria minera y de oil&gas. El

encuentro contó con la presencia del secretario de Minería de la Nación, Luis Lucero, quien destacó la importancia de la participación del sector en esta iniciativa.

Por parte de los estados provinciales tomó la palabra Pablo Bergese, Coordinador de Sustentabilidad Minera de la Secretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Jujuy, por parte de la Sociedad Civil: Marcelo Sticco, de la Universidad Católica Argentina y por parte de la industria, Gabriel Gaggiolo Responsable de Asuntos Jurídicos y Legales de Minera Don Nicolas.



NOVEDADES DESDE HOUSTON



Convocatoria abierta: Beca Claudio Manzollillo para estudios en energía

La sección Houston del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) lanza una nueva edición de la Beca Claudio Manzollillo, una iniciativa que busca acompañar a estudiantes y profesionales argentinos en su desarrollo académico y profesional en el sector energético.

Dirigida a quienes desean continuar sus estudios de posgrado en universidades de Estados Unidos, la beca está orientada a carreras vinculadas a la industria energética, como Ingeniería en Petróleo, Geociencias, Energías Renovables, Ingeniería Química, Mecánica, Ambiental, entre otras áreas afines.

Además de su apoyo económico, esta beca ofrece la posibilidad de ampliar el horizonte profesional de quienes se desempeñan en el sector, brindando acceso a nuevas redes académicas y laborales en el ámbito energético global.

Con beneficios ampliados en esta edición, la beca Claudio Manzollillo se consolida como una valiosa herramienta para quienes sueñan con continuar formándose y contribuir con su talento al desarrollo del sector.

Fecha límite para postularse: 9 de julio de 2025

Los requisitos y detalles para aplicar se encuentran disponibles en el sitio oficial de IAPG Houston.

Desde IAPG Houston, esperamos con entusiasmo recibir nuevas postulaciones y seguir acompañando a la próxima generación de profesionales de la energía.

