PETROTECNIA

Revista del **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** | ISSN 0031-6598 - AÑO LXIII - 4 | **2023**

8º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas

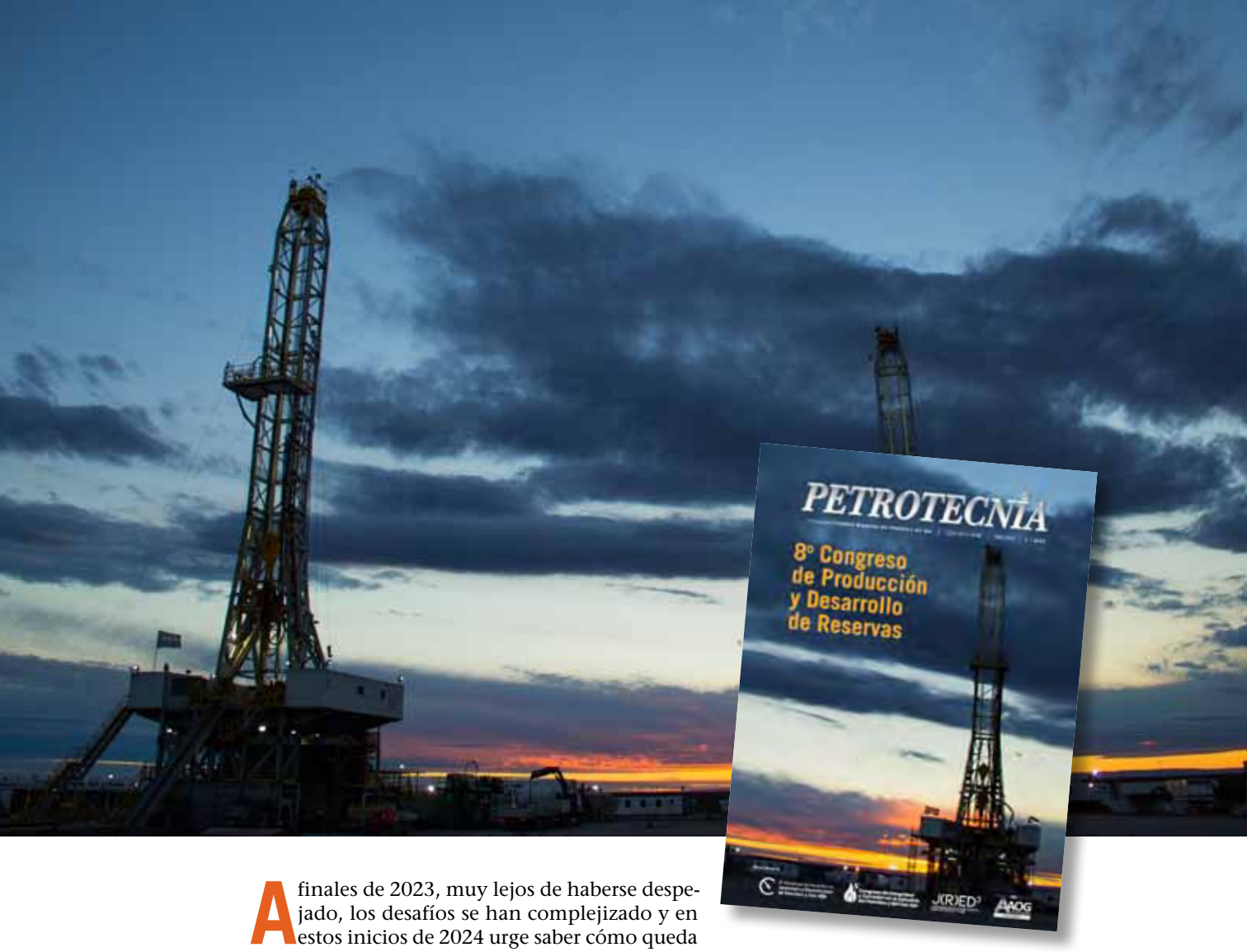
Media sponsor de:

3° Workshop de Medición en Upstream y Downstream de Petróleo y Gas IAPG

5° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas IAPG

J(R)ED3 JORNADAS REVOLUCIÓN DIGITAL PARA PETRÓLEO Y GAS

IAPG AAOG ARGENTINA OIL&GAS PATAGONIA



A finales de 2023, muy lejos de haberse despejado, los desafíos se han complejizado y en estos inicios de 2024 urge saber cómo queda el panorama jurídico alrededor de la industria de la energía, para poder avanzar con pasos firmes y responsables.

El sector no se detiene en lo absoluto. Como dijimos en el número anterior, hoy hacemos hincapié en la producción de nuestros recursos de gas y petróleo, mientras estamos atentos y actuamos en el marco de las discusiones sobre el cambio climático.

El gas natural será fundamental en el mundo para mejorar el acceso a la energía y contribuir a la baja de las emisiones (reemplazo del carbón). Focalizar en la rentabilidad.

Por nuestra parte, seguiremos avanzando hacia el desarrollo *offshore*, el despliegue no convencional y haciendo todo lo posible en la recuperación del convencional. Hay muchas opciones.

En esta vorágine, desde el Instituto nos preparamos con mucha expectativa para celebrar la próxima AOG Patagonia, un éxito de venta de espacios desde hace meses, lo cual significa que hay un alto interés por asistir al encuentro de técnicos, empresas, *clusters*, prensa y demás profesionales del sector. Unos 11.500, si nos atenemos a los visitantes de la última edición.

Allí celebraremos simultáneamente las 3° Jornadas de Revolución Digital para Petróleo y Gas.

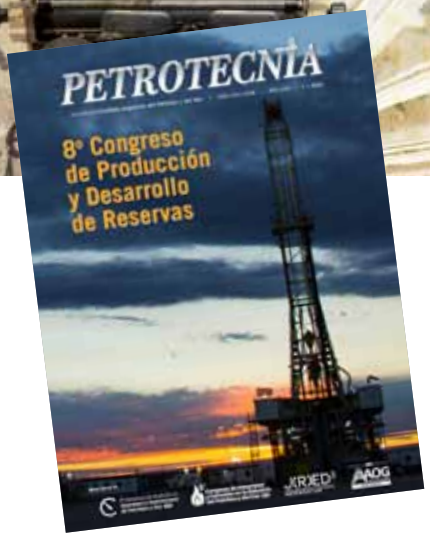
También serán meses en que desgranaremos temas de vital importancia, como las mediciones en el 3° Workshop de Medición en Upstream y Downstream de Petróleo y Gas; y la Integridad en el 5° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas, además de otras jornadas a lo largo del 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!

Ernesto A. López Anadón

Sumario



8º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas

Estadísticas

07 **Los números del petróleo y del gas**

Tema de tapa

08 **Exitoso 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG**
Por Ing. Jorge Buciak (Presidente Comité Organizador del 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG)
Un resumen del mayor evento de E&P que el IAPG realiza cada tres años.

12 **Reducción del 60% en tiempos de armado de equipos BES con sistema Viga BES**
Por Andrés Essayag (YPF); Fernando Fernández (YPF) y Alejandro Fravega (BH).
Coautores: Constantino Bitopoulos (YPF), Hugo Ambram (YPF), Eduardo Márquez (BH), Adrián Aguirre (BH), Pablo Coria (BH) y Victor Devincenti (BH).
En este artículo se explica en detalle cómo la incorporación de tecnología permite hacer una operación más segura y eficiente.

24 **Estrategia de desarrollo del yacimiento El Cerrito Norte, Cuenca Austral, Argentina**
Por Raúl Gutiérrez, Denise Gabin, Federico Fernández, Martín Mallea, Mauricio Rosato y Martín Cevallos (CGC)
Se presenta el plan de delineación y desarrollo que trazó CGC para definir los límites y recursos del yacimiento, con el fin de poder diseñar y optimizar las instalaciones de producción del campo y su conexión a la red de producción del bloque.

34 **EOR en no convencionales. Pruebas de laboratorio, diseño y modelado de un proceso de inyección de gas en Vaca Muerta**
Por Sebastián Grasso, Fernando Tuero (VYP Consultores S.A.), Marcelo Crotti (INLAB S.A.), Sebastián Olmos, Matías Hoffmann, Lucas Pons (Tecpetrol S.A.), George Grinestaff y Chris Barden (Shale IOR LLC)
En este artículo se explora la factibilidad de aplicar técnicas de Enhanced Oil Recovery en Vaca Muerta.

52 **¿Qué sigue en la cuenca del golfo San Jorge después de la inyección de polímeros?: desarrollo local de surfactante para un piloto en una zona madura de terciaria**
Por Mayra D. Goldman, Solana Rosales, Claudio A. Croce (Grupo CAPSA-Capex); Mario G. Re (SURCELL S.A.) y Marcelo A. Crotti (INLAB SA).
Este informe presenta el desarrollo de tecnologías que permitieron extender la vida de los yacimientos en áreas maduras de forma económica.

62 **La sostenibilidad en el diseño del esquema de producción NOC con satélites**
Por Marco Bergel y María Florencia Cibau (YPF)
En esta investigación se indaga sobre el modelo de captación y tratamiento de la producción de YPF en Vaca Muerta con satélites y las mejoras de sostenibilidad implementadas.

72 **Evaluación de *frac-hits* y su impacto en Loma Campana, cuenca Neuquina, Argentina**
Por Mariana Mamaní, Amalia Rosemblat y María Fernanda Álvarez Castillo (YPF S.A.)
Este estudio se realizó para identificar las variables

del *frac-hit* que influyen en la productividad de los pozos progenitores e hijos en Vaca Muerta, y para analizar los flujos de trabajo y evaluaciones de la Interacción Impulsada por Fractura (FDI, por sus siglas en inglés) observada en el desarrollo del proyecto Loma Campana.

82 **Iniciativas de las operadoras para impulsar el desarrollo del sector No Convencional**
Por Redacción de Petrotecnia
En la Mesa Plenaria del 8° Congreso de Producción, los responsables del NOC de las principales operadoras presentaron las estrategias implementadas por sus respectivas compañías en los yacimientos que gestionan, así como las perspectivas a futuro.

Nota técnica

88 **Operación con ensuciamiento en torre atmosférica: inestabilidad e inundación**
Por Ana Laura Zuttión y Maximiliano Barchiesi (Pan American Energy)
Desafíos y soluciones en la operación de la Torre de Destilación Atmosférica de la Refinería Campana (T-1) durante la pandemia. Descubre cómo un equipo multidisciplinario abordó la inestabilidad del sistema de tope, prolongando la vida útil de la unidad con soluciones innovadoras.

94 **Calefacción eficiente: ¿bombas de calor o sistemas tradicionales de calefacción?**
Por R. Zavalía Lagos (Fundación Pro Vivienda Social), I. Bove (Udelar), J. Fiora (INTI), P. Romero (INTI) y S. Gil (UNSAM)
Este informe describe los resultados de un estudio sobre el consumo energético en 390 hogares del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) con diversos métodos de acondicionamiento térmico y distintas condiciones socioeconómicas.

Actividades

106 **Congresos y Jornadas**
Los que fueron. Los que vendrán.

Novedades

108 **Novedades de la industria**

112 **Novedades del IAPG**
Cursos

114 **Novedades desde Houston**

Petrotecnia es el órgano de difusión del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel./fax: (54-11) 5277 IAPG (4274)
prensa@iapg.org.ar / www.petrotecnia.com.ar

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

Staff

Director: *Ernesto A. López Anadón*

Editor general: *Martín L. Kaindl*
Editora: *Guisela Masarik, prensa@petrotecnia.com.ar*
Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones: *Mirta Gómez y Romina Schommer*
Departamento Comercial: *Daniela Calzetti y Graciela Nubile*
publicidad@petrotecnia.com.ar
Estadísticas: *Roberto López – Mayra Pollano*

Comisión de Publicaciones
Presidente: *Eduardo Fernández*
Miembros: *Jorge Albano, Silvia Barredo, Jorge M. Buciak, Rubén Caligari, Carlos Casares, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Guisela Masarik, Vicente Serra Marchese, Gabino Velasco*

Diseño, diagramación y producción gráfica integral
Cruz Arcieri & Asoc. www.cruzarcieri.com.ar

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

Año LXIII Nº 4 - 2023
ISSN 0031-6598

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 Nº 041529 - ISSN 0031-6598.
© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.
Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnia*.

Premio Apta-Rizzuto

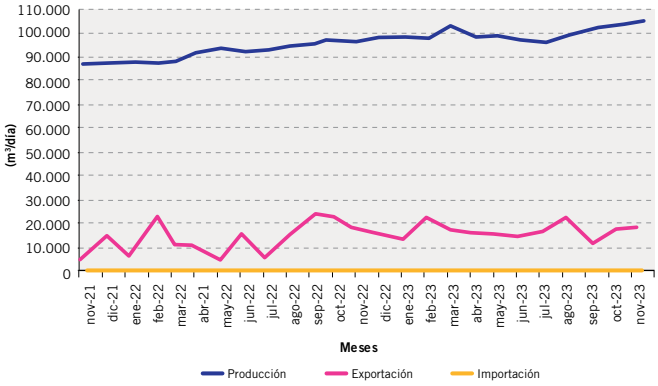
- 1º Premio a la mejor revista de instituciones 2006, 2014
- 1º Premio a la mejor nota técnica-CONICET 2011, 2012, 2015, 2018
- 1º Premio a la mejor nota científica 2010, 2011
- 1º Premio al mejor aviso publicitario 2010, 2011
- 1º Premio a la mejor nota técnica-INTI 2018, 2010, 2008, 2007
- 1º Premio 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

Comisión Directiva 2021-2023

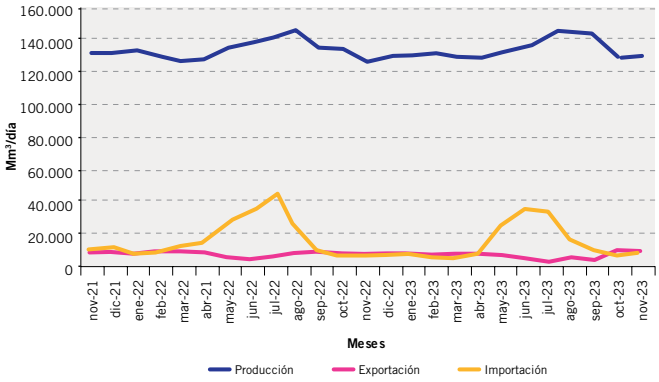
Cargo	Empresa	Titular
Presidente	SOCIO PERSONAL	Ernesto López Anadón
Vicepresidente	YPF S.A.	Gonzalo Martín López Nardone
Vicepresidente *Upstream*	SHELL ARGENTINA	Verónica Staniscia
Vicepresidente *Downstream* Petróleo	RAIZEN	Teofilo Lacroze
Vicepresidente *Downstream* Gas	TGS	Oscar José Sardi
Vicepresidente de Perforación y Terminación de Pozos	BAKER HUGES	Carlos Alberto Henning
Vicepresidente de Sevicios de pozos	PECOM SERVICIOS PETROLEROS	Jorge Javier Gremes Cordero
Vicepresidente Fabricación de Equipos y Materiales	TENARIS -SIDERCA	Diego Ariel Schabes
Secretario	PAN AMERICAN ENERGY	Rodolfo Eduardo Berisso
Pro-Secretario	EXXON ARGENTINA	Matías Domingo Szapiro
Tesorero	TOTAL AUSTRAL S.A.	Dra. Maria Gabriela Roselló Warren
Pro-Tesorero	CHEVRON	Ricardo Lorenzo Seeber
Vocal Titular	TECPETROL	Pablo Carlos Ledesma
	TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE (TGN)	Iván Hansen
	NATURGY (Gas Natural Fenosa)	Martín Norberto Yáñez
	PAMPA ENERGÍA	María Inés Sainz
	WINTERSHALL	María Julia Rita Martinez Novello
	PLUSPETROL	Germán Macchi
	METROGAS	Alejandro Héctor Fernández
	CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.	Mauricio Cordiviola
	CAPSA/CAPEX	Jorge Miguel Buciak
	CGC	Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
	AXION ENERGY (PAE)	Daniel Alberto Santamarina
	HALLIBURTON	Anibal Fernando Rearte
	WEATHERFORD	Diego Martínez
	SCHULUMBERGER	Luis Corti
	SPARK ENERGY SOLUTIONS	Margarita Perla Esterman
	PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA	Marcelo Ernesto Irusta
	RAFAEL ALBANESI S.A.	Jorge Hilario Schneider
	LITORAL GAS	Dante Alejandro Dell´Elce
	ENAP SIPETROL	Walter Fernández
	GEOPARK ARGENTINA	Juan Martín Crespo
Revisor de cuentas titular	SOCIO PERSONAL	Nino Domingo Antonio Barone
	CESVI ARGENTINA S.A.	Gustavo Eduardo Brambati
	AGGREKO ARGENTINA S.A.	Jorge Pablo Tomsin
Revisor de cuentas suplente	SOCIA PERSONAL	Muriel Liliana Miller
	SOCIO PERSONAL	Oscar Héctor Mancilla

LOS NÚMEROS DEL **PETRÓLEO Y DEL GAS**

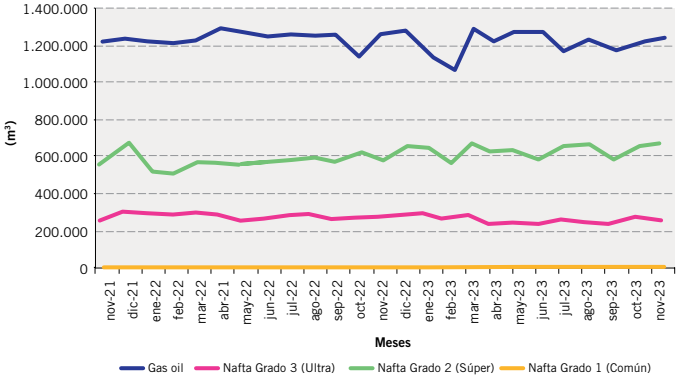
Producción de petróleo *versus* importación y exportación



Producción de gas natural *versus* importación y exportación

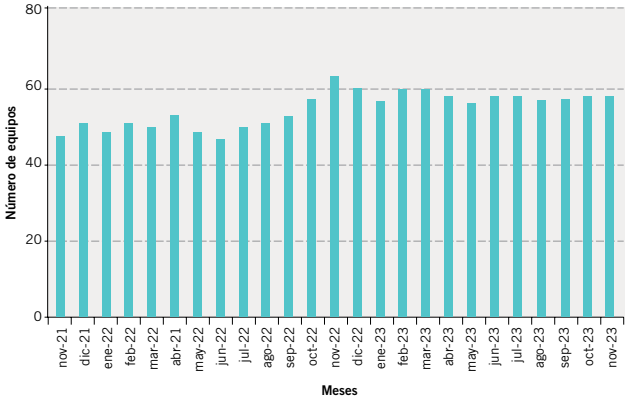


Ventas de los principales productos

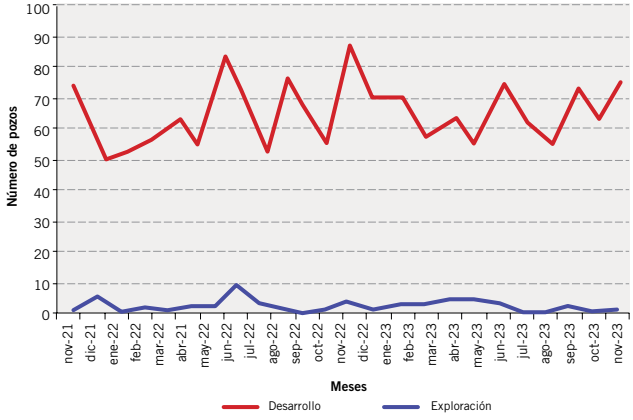


Precio del petróleo de referencia WTI

Cantidad de equipos en perforación



Pozos perforados



Exitoso 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG

Por *Ing. Jorge Buciak* (Presidente Comité Organizador del 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG)

Un resumen del mayor evento de E&P que el IAPG realiza cada tres años.

Luego de tres intensos días de horas continuas de actividad donde se expusieron más de 150 trabajos y asistieron más de 500 personas en el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, realizado del 7 al 9 de noviembre último, hemos recorrido prácticamente todos los temas que hoy importan al sector.

Desde *offshore* a yacimientos maduros, pasando por el no convencional de Vaca Muerta, la reducción de la huella de carbono, la visión de los líderes sindicales. Además asistieron los gobernadores electos de tres de las principales provincias productoras, que por primera vez se reunieron en un debate de esta naturaleza. Entre muchas otras actividades, ya que el evento tuvo múltiples focos, podemos mencionar:

- El **desafío de desarrollar yacimientos no convencionales**. Esto requiere de una continua actualización, acelerar la curva de aprendizaje e impactar así en los costos. En el congreso nos concentramos en la completación de pozos no convencionales (a través de un workshop que ya va por su tercera edición), en los planes de los CEO, en cómo dar valor a los activos a través de las reservas, los sistemas extractivos e instalaciones de producción apropiados.
- Cómo **continuar con los yacimientos convencionales-maduros** que hoy compiten con la perspectiva de Vaca Muerta, que tracciona las inversiones, lo cual obliga a las operadoras a compartir las mejores prácticas con la finalidad de bajar costos;

así como a las autoridades provinciales y nacionales a estar atentas y generar medidas que lo permitan. En el congreso se trató cómo incrementar los factores de recuperación en los yacimientos maduros y prologar la vida útil, .a través de las 7° Jornadas de Recuperación Mejorada-EOR, así como las mesas redondas de discusión de las principales operadoras y los expertos internacionales.

- Encontrarnos con quienes serán nuestro reemplazo: conocer a la nueva generación de profesionales, presentes en el 5° Premio IAPG para Jóvenes Profesionales de la Industria de los Hidrocarburos, que ya irrumpen con nuevos paradigmas.
- El desarrollo de infraestructura y las oportunidades en el gas como vector de la transición energética, en las 2° Jornada de Alternativas y Oportunidades para el Aprovechamiento del Gas de Vaca Muerta, analizando cómo acelerar la demanda interna y la exportación.
- Profundizar en la sustentabilidad, los requisitos que imponen los organismos financieros para otorgar financiamiento; y otros tópicos de interés en el 1° Concurso de Eficiencia Energética y Reducción de la Huella de Carbono/Hídrica, enfocado en optimización de procesos, eficiencia extractiva, instalaciones de superficie, optimización del uso de recursos hídricos y gestión de los reservorios.

El sector energético es uno de los principales pilares económicos de nuestro país, y tenemos las reservas, las operadoras y compañías de servicios, y el personal calificado e idóneo. En todo momento, a lo largo de estos días, se buscó que el debate y la transferencia de conocimientos fueran los puntos destacados.

Los organizadores del 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas estamos satisfechos sabiendo que cada uno de los asistentes se pudo llevar una idea de las que desplegamos en estos tres días y pudo aplicarla en su organización. Si es así, vamos a poder cumplir con el lema del Congreso: “Invertir, producir, exportar”.

Para más información acerca del congreso ingresar a www.facebook.com/IAPGinfo/photos_albums

Seguinos en nuestras redes

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar

Por *Andrés Essayag* (YPF), *Fernando Fernández* (YPF) y *Alejandro Fravega* (BH).
Coautores: *Constantino Bitopoulos* (YPF), *Hugo Ambram* (YPF), *Eduardo Márquez* (BH), *Adrián Aguirre* (BH), *Pablo Coria* (BH) y *Victor Devincenti* (BH).

Reducción del 60% en tiempos de armado de equipos BES con sistema Viga BES

Este trabajo fue seleccionado en 1º lugar como el Mejor Trabajo Técnico-Premio "Lic. Eduardo Barreiro" del 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, *realizado en noviembre de 2023 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.*

En este artículo se explica en detalle cómo la incorporación de tecnología permite hacer una operación más segura y eficiente.

Este proyecto busca una alternativa más segura y eficiente para la instalación de una ESP. Para ello se sostiene en cuatro pilares, de los cuales el más importante es Seguridad al Personal *Field Service*, con esta tecnología minimizamos la interacción del personal de campo con el equipamiento y logramos una reducción en los indicadores de incidentes. De forma paralela, mejoramos la "confiabilidad en el armado de equipo BES", al ensamblarlos en ambientes controlados para evitar situaciones que puedan disminuir su vida útil. Finalmente, mejoramos la "eficiencia en el uso de equipos de torre", los tiempos de ahorro por intervención logran una reducción de las "pérdidas de OIL". En resumen, podemos describir este trabajo como una incorporación de tecnología que hace una operación más segura y eficiente (Figura 1).

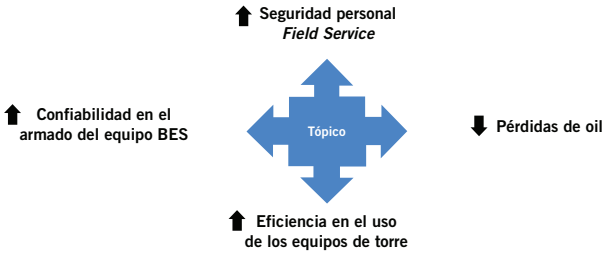


Figura 1.

Línea de tiempo

Para mostrar cómo ocurrieron los diferentes hitos en el transcurso de un poco más de tres años, podemos mencionar que hasta 2020 las operaciones con ESP demandaban un tiempo de armado entre 6 h y 12 h, por este motivo comenzamos a analizar la conveniencia de realizar las operaciones ESP con Vigas. Durante enero y parte de febrero de 2021 mantuvimos reuniones para determinar recursos, alcances, características de los rigs, etc., luego surgieron consideraciones de seguridad que teníamos que respetar y que serán mencionadas más adelante. En el primer trimestre de 2021 se realizaron los protocolos de ensayo en los negocios Norte y Sur con resultados más que alentadores. Mientras las operaciones continuaban realizándose con esta tecnología se hicieron negociaciones comerciales con el fin de masificar su uso, algo que en los primeros meses de 2022 el negocio Norte pudo concretar, y en 2023, el negocio Sur hizo lo suyo. Actualmente se han instalado 182 equipos con viga (Figura 2).

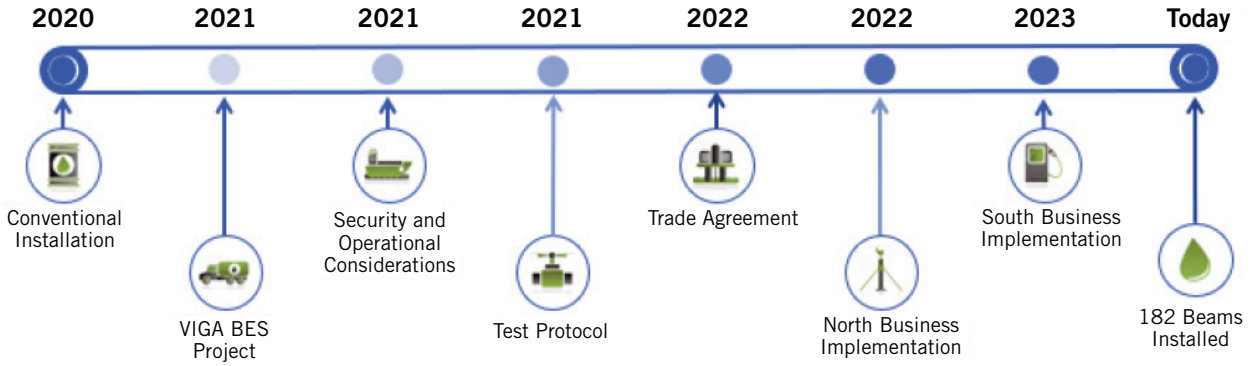


Figura 2.

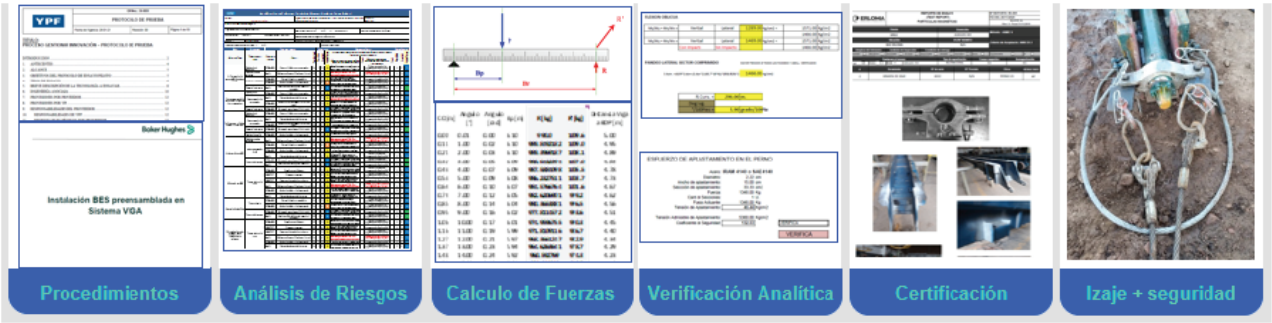
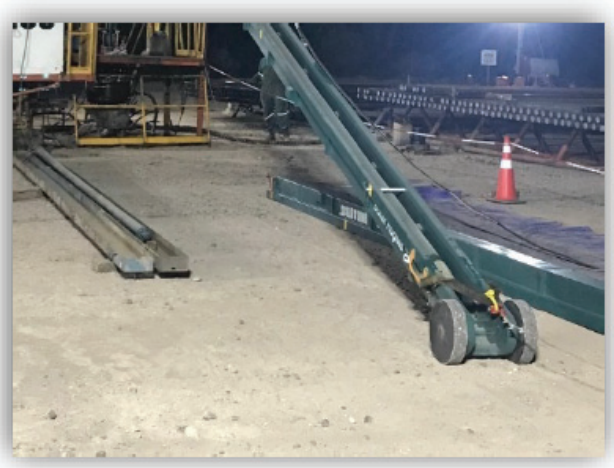


Figura 3.

Consideraciones operativas y de seguridad

Antes que cualquier intervención necesitábamos determinar si la operación era segura, para ello recurrimos al personal de seguridad y resultaron las siguientes consideraciones básicas:

- **Confección de instructivo de campo**. Se define el paso a paso del proceso y se elabora un documento que permite al operador instalar equipos ESP con vigas.
- **IPCR**. Este requerimiento es propio de los estándares de YPF y como se desprende de la sigla, el documento sirve para la Identificación de Peligros y Control de Riesgos.
- **Cálculo de esfuerzos en cable de malacate de equipo (guinche)**. Se realizó un cálculo para determinar si el peso (peor condición) de la viga será soportada por la capacidad de elevación del malacate del equipo.
- **Validación analítica**. Se determina la capacidad de sujeción del perno que soporta todo el peso del equipo (esfuerzos de corte/flexión) y se adicionan cálculos de la viga (tensión admisible, deformaciones, flexión oblicua y pandeo lateral).
- **Inspecciones no destructivas.** Se inspeccionaron todos los elementos que forman la viga con el afán de verificar homogeneidad y continuidad del material analizado:
  - Inspección visual (VT)
  - Líquidos penetrantes (PT)
  - Partículas magnéticas (MT)
  - Electromagnetismo (ET)
- **Izaje y eslinga de seguridad**. Además de la grampa que vincula viga y ESP (con todos sus accesorios), se agregó una eslinga de seguridad como barrera extra ante imprevistos (Figura 3).
- **Retenida con malacate**. En las figuras 4 y 5 se



Figuras 4 y 5.

Figuras 6 y 7.

muestra cómo se retiene la viga a través del guinche instalado en el camión spooler y la estructura de la viga para poder vincular el cable de acero. El objetivo de este accionar es evitar la exposición del operador a esfuerzo bruscos como podría ocurrir con el método de instalación convencional (figuras 4 y 5).

- **Modificación de ruedas**. Se observa un rediseño de las ruedas para lograr un mejor desplazamiento de las vigas en terrenos irregulares. Inicialmente usábamos ruedas macizas metálicas, actualmente estamos migrando a ruedas de goma todoterreno (figuras 6 y 7).
- **Layout de equipos en locación**. En la figura 8 se muestra el área recomendaba para situar las vigas en la locación respecto a la ubicación del equipo de torre, con esa ubicación se evita cualquier riesgo de interferencia con la torre y siempre se mantiene la visibilidad del maquinista.
- **Coordinación y posición de las personas**. El operador ESP coordina con el maquinista y operador de malacate, por ello tiene que estar ubicado de forma que tenga visión directa de toda la maniobra y nunca debajo de la carga suspendida. Durante la maniobra de izaje de la viga ninguna persona debe estar en el piso de trabajo del equipo de torre (figuras 9 y 10).

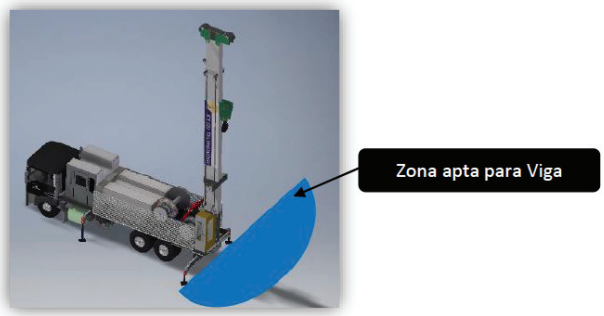


Figura 8.

A continuación realizamos una breve introducción del funcionamiento de los sistemas ESP: el bombeo ESP

Figuras 9 y 10.

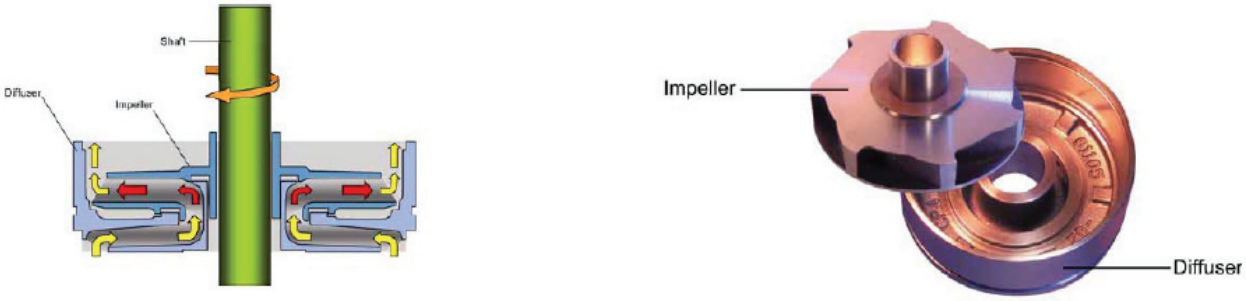


Figura 11.

consta de secciones de bombas centrífugas multietapas que pueden ser configuradas específicamente para adecuarse a las características de producción y de pozo de una aplicación dada. Debajo se puede observar la etapa característica de una bomba centrifuga, la cual es constituida por el conjunto impulsor/difusor (Figura 11).

También podemos observar un cuerpo de bomba con todo sus componentes y tren de etapas.

A la derecha se observa la curva tornado, característica de este tipo de bombas, donde se representa la altura de elevación en función del caudal para las diferentes frecuencias de operación (Figura 12).

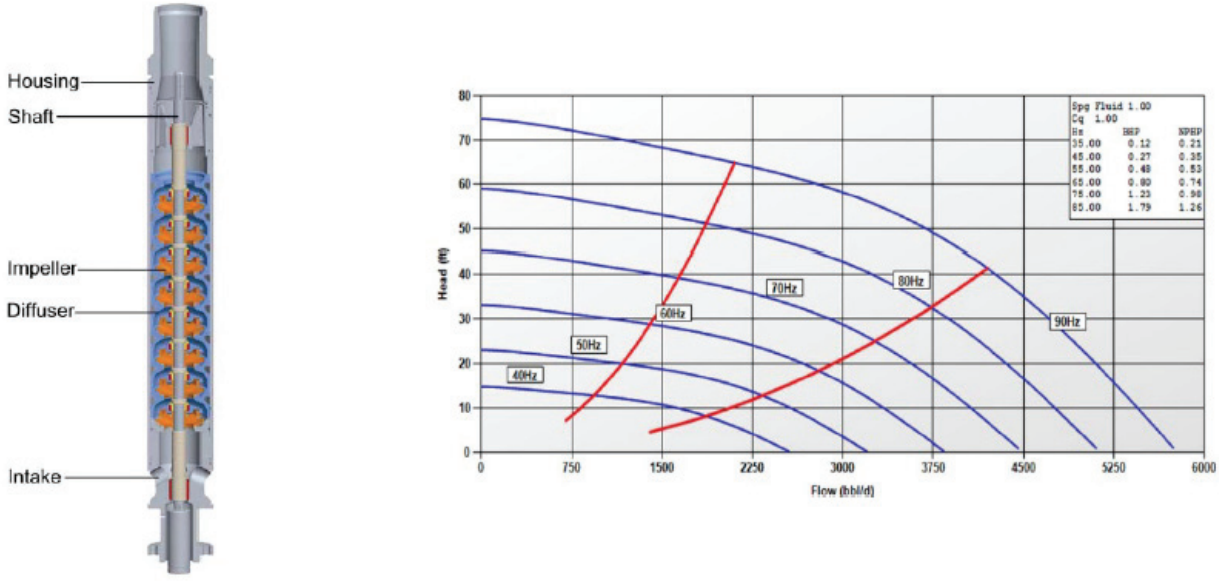


Figura 12.

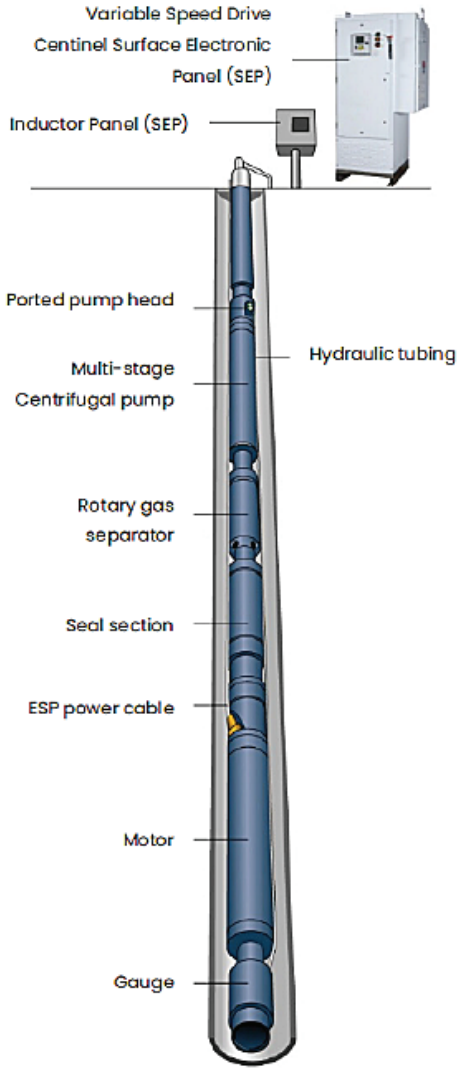


Figura 13.

Por último, en la figura 13 podemos observar el conjunto completo de una bomba electrosumergible con todos sus componentes.

- **Sensor de fondo:** su función es medir las variables de fondo, como temperatura, presión, vibraciones.
- **Motor trifásico**: su función es transformar la potencia eléctrica en mecánica para hacer girar la bomba.
- **Protector o sello**: principalmente compensa expansión/contracción del aceite por calentamiento/enfriamiento y es la protección del motor de los fluidos del pozo.
- *Intake*/Admisión o separador de gas
- **Bomba centrífuga**: se presentan en cuerpos multietapas, su cantidad y modelo depende de la aplicación y/o diseño.
- **Cable de potencia**: transporta la energía eléctrica desde la superficie para alimentar al motor en fondo.
- **Equipos de superficie**: transformadores, tablero/variador de velocidad, caja de venteo, etc.

Contexto ESP

En el nivel mundial, la distribución de ALS es como se muestra en la figura 14, donde la ESP ocupa el segundo lugar con el 31% después del bombeo mecánico con el 46%.

En el caso de la Argentina, la distribución de los ALS indica que las ESP mantienen el segundo lugar con 17% después del bombeo mecánico.

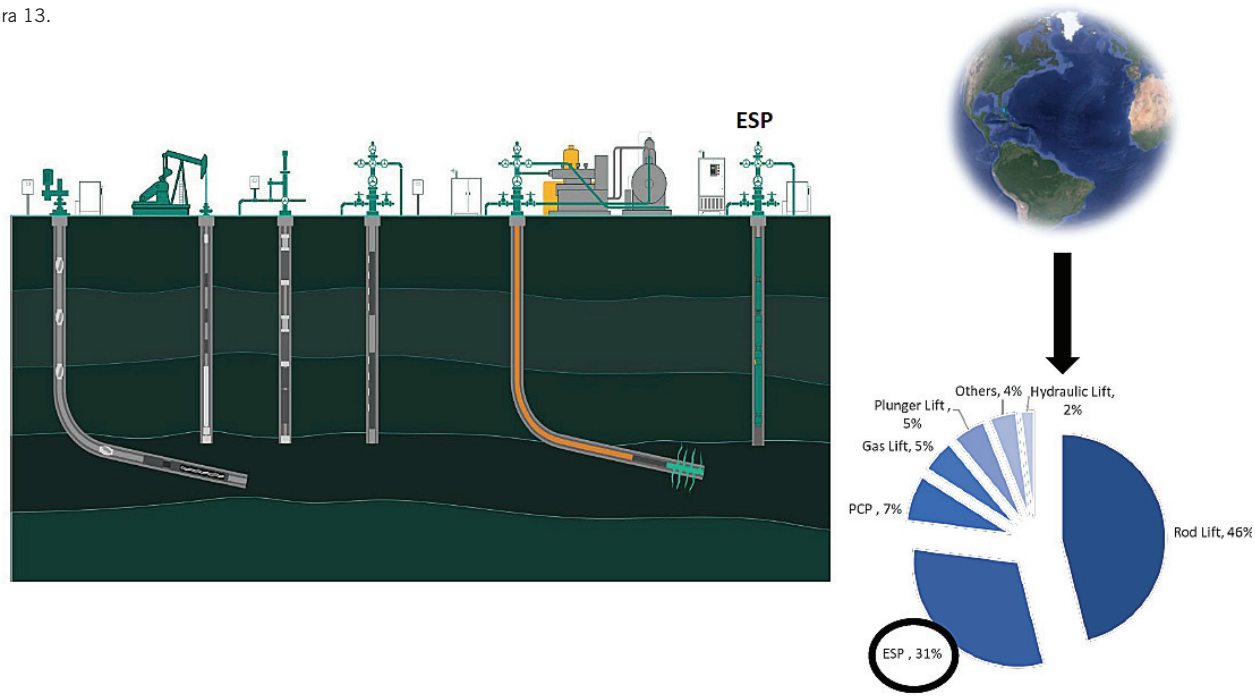


Figura 14.

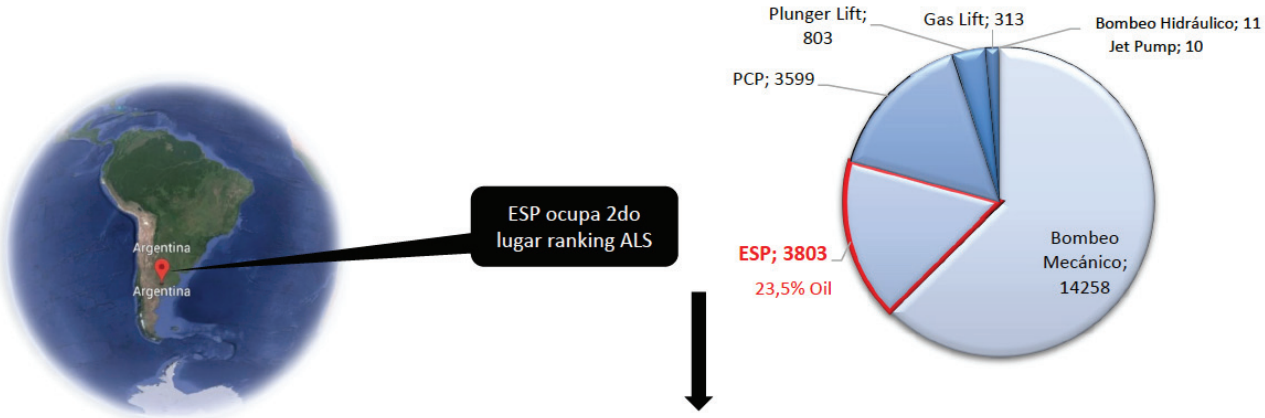


Figura 15.

DTM del rig. Luego la extracción de los tubings + la ESP, enrollando cable, a continuación, el proceso de desarme de la ESP en boca de pozo, le sigue el proceso de armado de la ESP, posteriormente la bajada de ESP + TBG + cable, y finalmente desmontaje del rig.

Nos enfocaremos en el proceso de armado de la ESP. El método convencional consiste en:

- Descarga desde un camión de los componentes de la ESP en locación.
- Chequeo de los componentes previo a la instalación.
- Etapa de izaje, acoplamiento mecánico y eléctrico, bridado de todos los componentes.
- Llenado con aceite sensor, motor y sello.
- Izaje y acople de intake/separador de gas.
- Izaje y acople de bombas.
- Enchufado del cable.

Se remarcan las etapas vulnerables a las condiciones climáticas adversas (lluvia, viento).

Este método requiere acoplar de 6 a 13 componentes con (de 6 a 12 h de armado). Se remarca en que etapas del proceso, aplica la tecnología Viga BES.

Propuesta tecnología Viga BES:

Todo el proceso ahora se reduce/simplifica a las siguientes etapas:

- Descarga de equipos
- Izaje de la viga motriz
- Izaje y acople de la viga productora
- Enchufe de cable

Con esta tecnología el proceso de instalación se reduce al izaje y acople de dos o tres vigas.

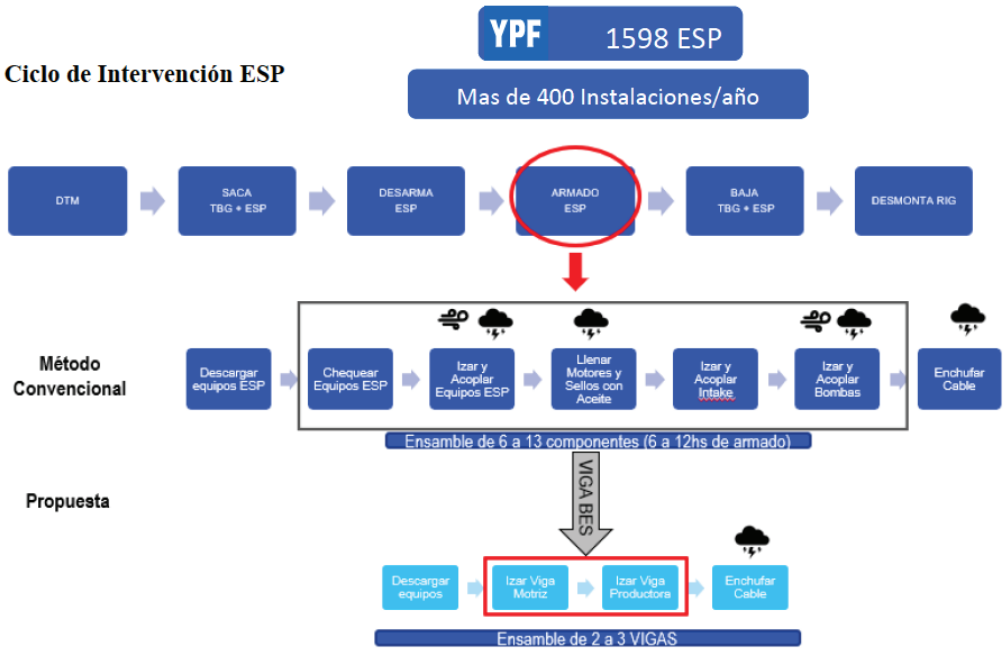


Figura 16.

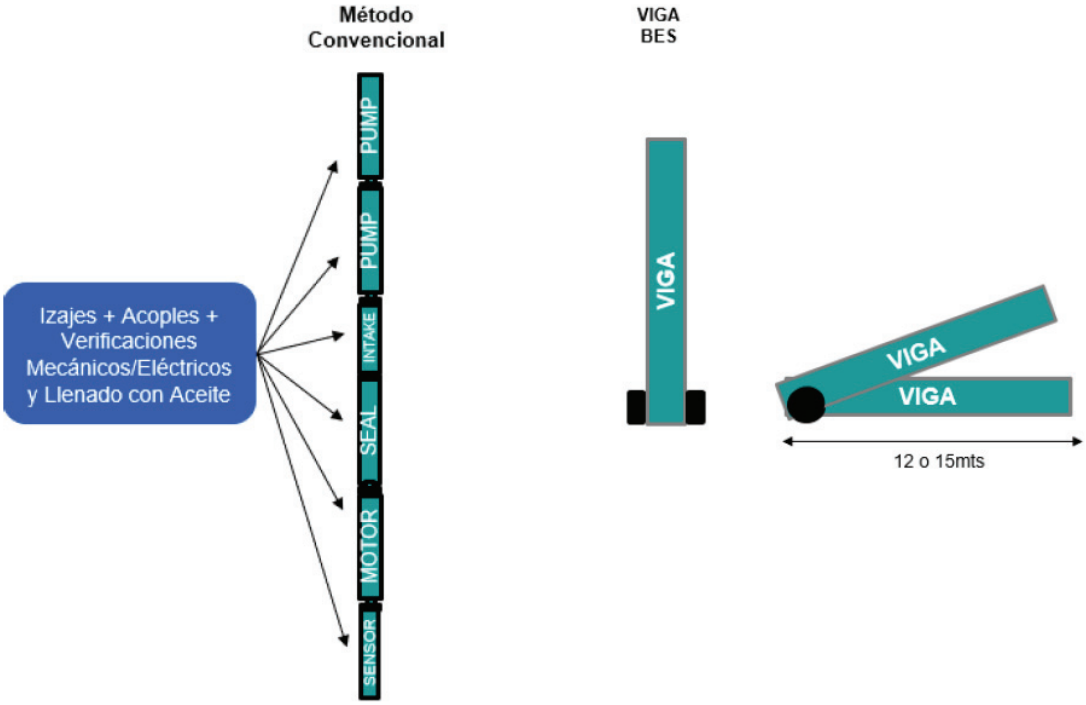


Figura 17 a y b.

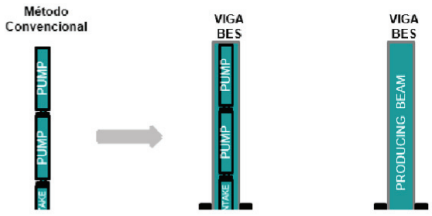


Figura 18.

Comparativa de métodos

A continuación, realizaremos una comparación entre los dos métodos de instalación de una ESP.

En la figura 17a se describe el método convencional.

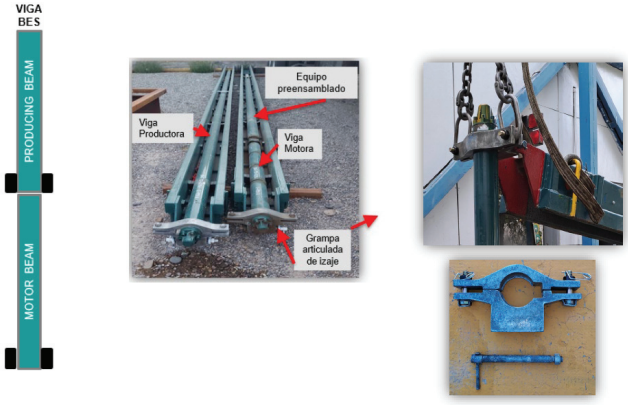


Figura 19.

Izajes + verificaciones y acoples mecánicos y eléctricos y llenado con aceite, componente a componente.

En la figura 17b se observa el método con Viga BES, que básicamente consiste en una bandeja metálica de acero rígida para contener el equipo ESP en su interior, de una longitud entre 12 m y 15 m y con un tren rodante en su extremo trasero y una grampa articulada de izaje en su extremo delantero.

En la figura 18 se muestra la disposición de los componentes de una ESP con el método convencional y

Figuras 20 y 21.

Figura 22.

como estos componentes son dispuestos en las vigas, donde según la configuración de la aplicación puede ser que la ESP entre en una viga única o que sea dispuesta en dos vigas, dando origen a lo que denominamos viga motriz (sensor, motor y sellos) y viga productora (intake/separador de gas y bombas), en algunas aplicaciones se puede instalar un cuerpo de bomba fuera de la viga.

Sistema Viga BES

En la figura 19 se aprecia a la izquierda el esquema de Viga Motriz y Productora y a la derecha estas mismas Vigas, pero en una foto real dispuestas en una locación listas para ser instaladas. Se aprecian las 2 Vigas (Motriz y Productora), los Equipos ESP preensamblados en su interior y la grampa articulada. Dicha grampa es una modificación de la grampa tradicional para izaje de una ESP, con un perno que permite que la grampa además de su función de izaje del equipo ESP, haga la vinculación a la viga.

Preensamblaje de vigas en planta

En las figuras 20 y 21 se puede apreciar el proceso de preensamble de los equipos ESP en las vigas en la planta. Este preensamblaje consiste en izajes + verificaciones y acoples mecánicos y eléctricos y llenado con aceite de todos los componentes de la ESP, luego estos montados sobre las vigas.

Es importante destacar que el preensamble en planta se realiza en forma vertical como se realiza en los pozos. Al realizarse en planta, es uno de los principales beneficios, ya que todo este proceso se produce en un ambiente controlado que asegura la calidad en origen.

Logística de vigas

Aquí se representa la etapa de logística de las vigas (planta-pozo), que es el traslado y la descarga de las vigas motrices y productoras desde la planta a las locaciones de los pozos, así quedan listas para ser instaladas (Figura 22).

Figura 23. **De izquierda a derecha a, b y c**

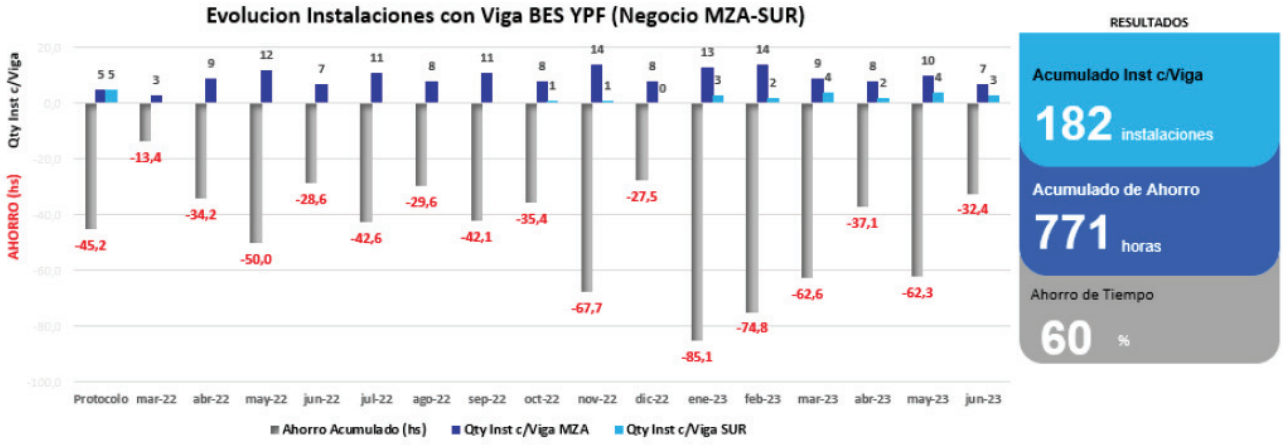


Figura 24.

Operación con vigas en pozo

Por último, se encuentra la etapa de instalación de las vigas en pozo.

En la figura 23a se aprecian las dos vigas con equipos ESP preensamblados dispuestas en forma radial hacia la boca del pozo, listas para ser instaladas.

En las figuras 23b y c se aprecia el izaje de las vigas como nuevo proceso de instalación.

Implementación y resultados

El proceso se inició con un protocolo de prueba de la tecnología de 5 pozos en el negocio Norte (Mendoza) y 5 pozos en el negocio Sur (Chubut/Santa Cruz).

En esta instancia se verificaron ahorros de hasta un 60% sobre el tiempo de armado de la ESP, además se capturaron varios aprendizajes y puntos a pulir para una potencial masificación.

Luego se avanzó con el proceso de implementación masiva, comenzando por el negocio MZA (marzo de 2022) y luego se acoplo el negocio SUR (Chubut y Santa Cruz) a finales de 2022. Podemos decir que en el negocio MZA la implementación este full y en el negocio SUR aún está en proceso.

En la figura 24 se puede visualizar la evolución de cantidad de instalaciones con vigas y el ahorro de tiempo.

En resumen, hasta la fecha llevamos más de 182 instalaciones concretadas con viga, capturando un ahorro acumulado de más de 771 h sobre el tiempo de instalación de la ESP, que representan un 60% del ahorro de tiempo.

Próximos pasos

Los próximos pasos de este proyecto se puede visualizar en la figura 25 y son los siguientes:

- Cuenca cuyana, negocio Norte, ya tiene implementación full.
- Cuenca GSJ, negocio Sur, está con implementación en progreso, con expectativas de implementación full para finales de 2023.
- Cuenca Neuquina, negocio Oeste, aún está en período de evaluación.

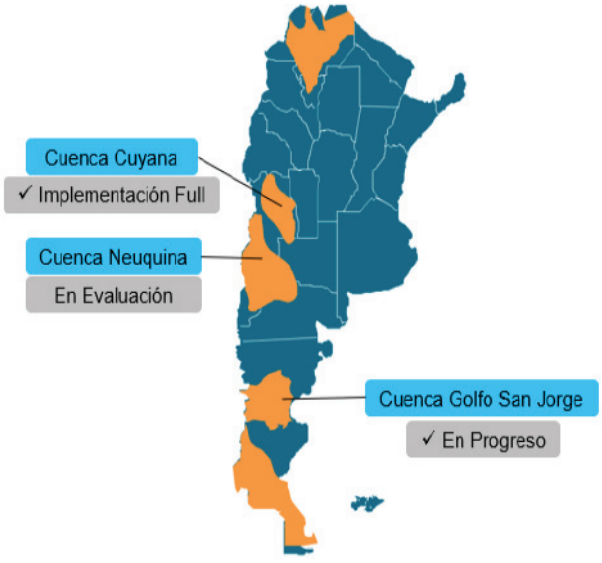


Figura 25.

Beneficios
Mayor seguridad del personal Field Service.
Uso más eficiente del equipo de torre y reducción de pérdidas del oil.
Minimizar las fallas de Field Service y horas NPT.

Consideraciones
Aplicar consideraciones de seguridad y operativas.
Dimensionar y *layout* de locaciones adecuados.
Personal de Field Service y Facilities en planta para preensamble de vigas.

Conclusiones
Es una tecnología disruptiva para las instalaciones de ESP en campos petroleros, la misma ha demostrado ser masificable y se han verificado ahorros muy valiosos no sólo económicos sino de seguridad para el personal.

Figura 26.

Conclusión

En la figura 26 se resumen los principales beneficios, las consideraciones y la conclusión sobre la aplicación de la tecnología Viga BES.

Andrés Essayag. Ingeniero electromecánico, UTN Mendoza, Argentina. Posgrado en Especialización de Producción de Oil&Gas, ITBA. Especialista ESP Upstream YPF.

Fernando Iván Fernández. Ingeniero electrónico, Universidad de Mendoza, Argentina. Gerente de Ingeniería de Producción y Servicios al Pozo negocio Mendoza YPF.

Alejandro Fravega. Ingeniero electrónico, Universidad de Mendoza, Argentina. MBA, Universidad Torcuato di Tella, Argentina. Gerente Desarrollo negocio ESP No Convencional.

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

En el Marco de

AAOG ARGENTINA OIL&GAS PATAGONIA

J(R)ED³

JORNADAS REVOLUCIÓN DIGITAL PARA PETRÓLEO Y GAS

23-24 OCT 2024, NEUQUÉN

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS
Maipú 639 (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel: (54 11) 5277 IAPG (4274) - www.iapg.org.ar

Shale en ARGENTINA www.shaleenargentina.org.ar

OFFSHORE EN ARGENTINA offshoreenargentina.com.ar

Estrategia de desarrollo del yacimiento El Cerrito Norte, Cuenca Austral, Argentina

Por *Raúl Gutiérrez, Denise Gabin, Federico Fernández, Martín Mallea, Mauricio Rosato y Martín Cevallos* (CGC)

Se presenta el plan de delineación y desarrollo que trazó CGC para definir los límites y recursos del yacimiento, con el fin de poder diseñar y optimizar las instalaciones de producción del campo y su conexión a la red de producción del bloque.

Este trabajo fue seleccionado en 2º lugar como el Mejor Trabajo Técnico-Premio "Lic. Eduardo Barreiro" en el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, *realizado en noviembre de 2023 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.*

El área de estudio se encuentra ubicada en el sector oeste de la provincia de Santa Cruz a unos 200 km al noroeste de la ciudad de Río Gallegos (Figura 1). El Bloque Campo Indio Este-El Cerrito (Distrito I) posee un área de 649 km² y cuenta con cinco campos productivos: El Campamento, El Cerrito, El Cerrito Norte, El Cerrito Oeste y El Puma.

El Yacimiento El Cerrito Norte fue descubierto por CGC (Compañía General de Combustibles) en abril de 2021. Este descubrimiento forma parte de la estrategia que la compañía viene realizando en el sector oeste de la cuenca, con la exploración y el desarrollo de reservorios *tight* y convencionales en las formaciones Magallanes inferior y Anita.

El miembro inferior de la formación Magallanes corresponde a una denominación informal de subsuelo, limitado a la base por la discordancia regional D3 (Intra-Maastrichtiana) y en su techo por la base de la zona carbonosa de la formación Río Turbio. Esta unidad se divide informalmente en cuatro ciclos que contienen los reservorios, numerados de techo a base como M0, M1, M2 y M3 (Cagnolatti y Miller, 2002; Jait *et al.*, 2018).

El ciclo de interés desarrollado en este trabajo corresponde a M3, productor en los yacimientos Puesto Peter, María Inés (Cagnolatti y Miller, 2002), El Cerrito Oeste y El Puma (Jait *et al.*, 2018), conformando al primer cuerpo de arenas depositados sobre la discordancia D3 (Figura 2). Paleoambientalmente este intervalo es interpretado como depósitos marinos someros (Cagnolatti y Miller, 1999; Ponce y Carmona, 2020), representando parte del relleno de antepaís de la Cuenca Austral (Saccavino *et al.*, 2005; Mpodozis *et al.*, 2011).

El pozo exploratorio CGC.SCA.ECN.x-1 (2021) comprobó la presencia de reservorio y de gas asociado a una anomalía de amplitud sísmica y respuesta de AVO Clase III con un ensayo de 81.840 m³/d de gas posfractura sin presencia de agua libre y una presión estática estimada de 120 kg/cm². Este descubrimiento representó un gran desafio para CGC por la ágil planificación en la delineación y desarrollo del yacimiento en paralelo con la definición de las instalaciones de superficie. Actualmente, el campo cuenta con diez pozos perforados: uno de exploración, tres de avanzada y seis de desarrollo.

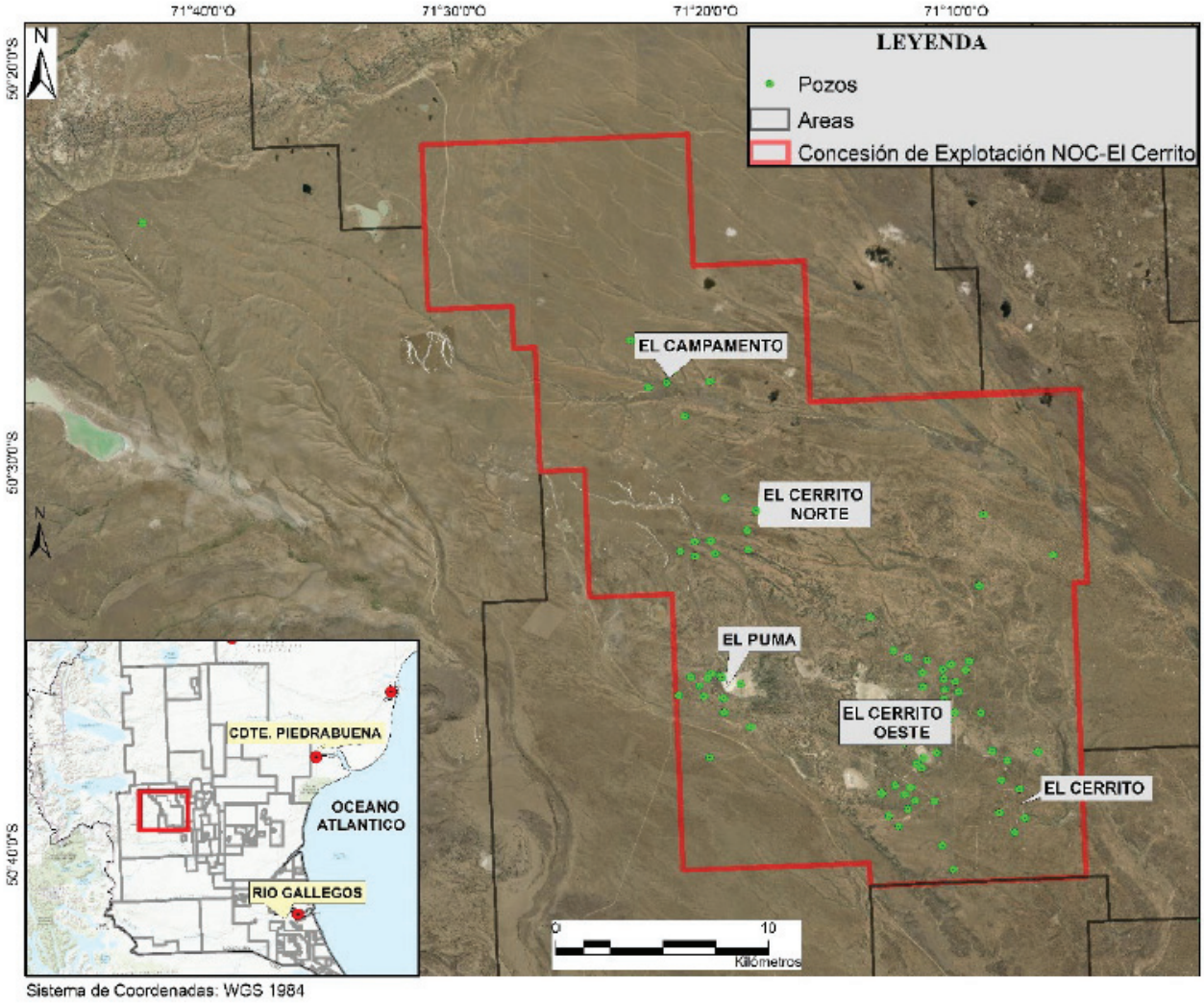


Figura 1. **Mapa con la ubicación del área de estudio.**

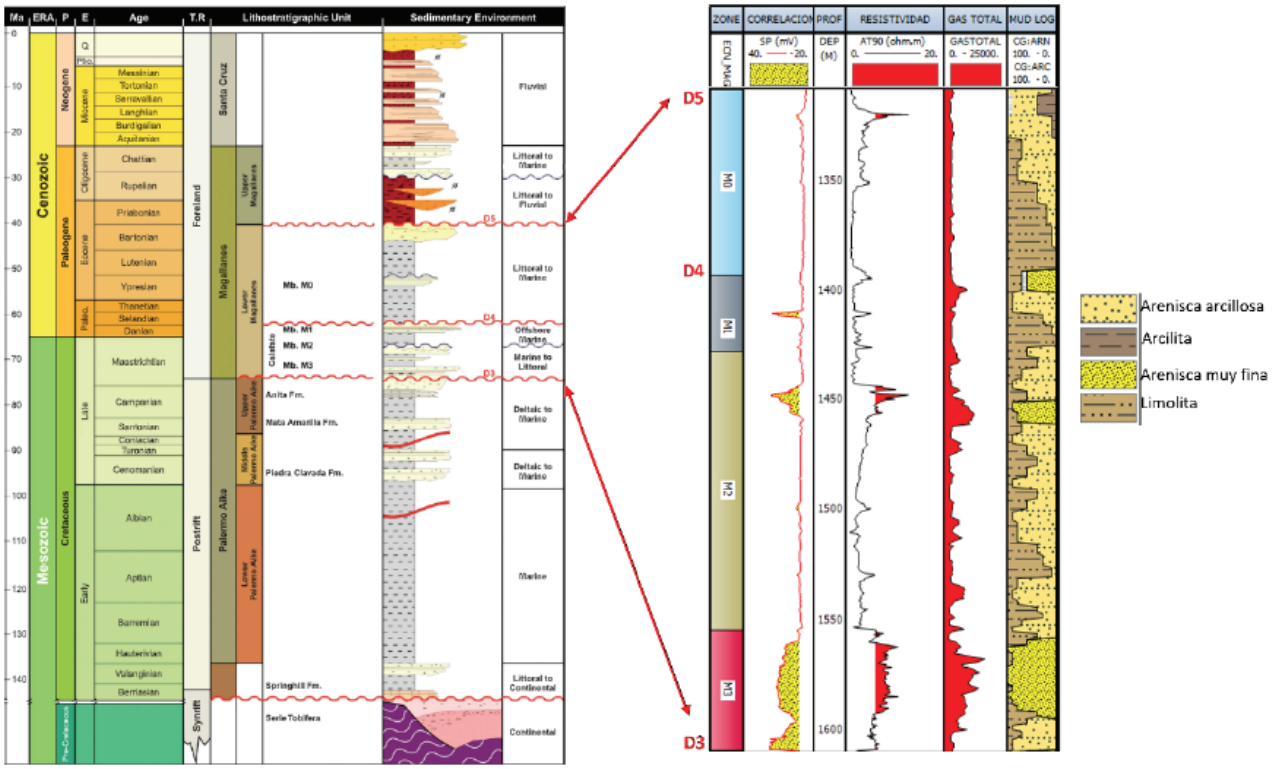
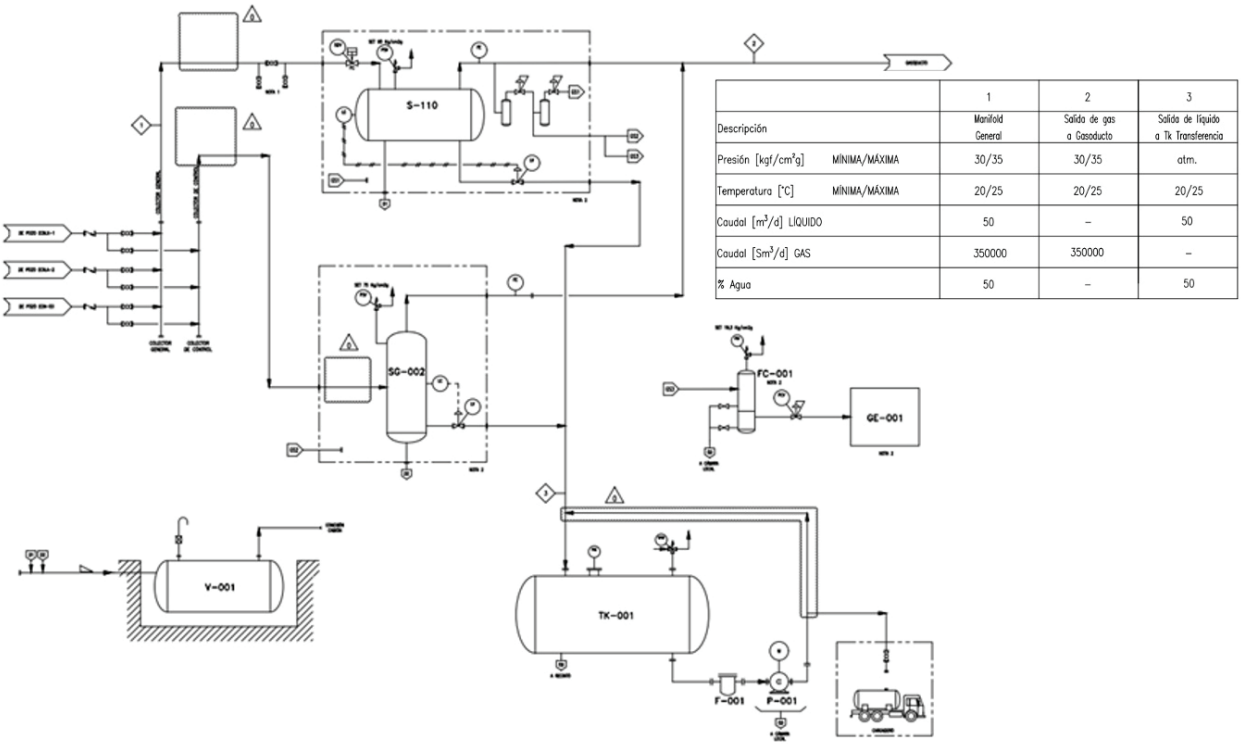


Figura 2. **Columna estratigráfica representativa para el área de estudio. Modificado de Buatois et al., 2011. La imagen de la derecha corresponde al perfil eléctrico tipo en la zona del yacimiento El Cerrito Norte.**

La volumetría actual estima un GOIS de 90 BCF y recursos de 140 BCF. El pozo tipo presenta un EUR de 2.58 BCF con un Qgi= 80.000 m³/d. El plan de desarrollo para el resto del año incluye la perforación de ocho pozos de desarrollo y dos de delineación.

En términos de productividad, podemos dividir la acumulación en un sector Oeste donde el reservorio presenta características tipo *tight* y un sector Este donde se encontraron niveles con mejores condiciones petrofísicas que los caracterizan como reservorio tipo convencio-



	1	2	3
Descripción	Manifold General	Salida de gas a Gasoducto	Salida de líquido a Tk Transferencia
Presión [kgf/cm²g] MÍNIMA/MÁXIMA	30/35	30/35	atm.
Temperatura [°C] MÍNIMA/MÁXIMA	20/25	20/25	20/25
Caudal [m³/d] LÍQUIDO	50	–	50
Caudal [Sm³/d] GAS	350000	350000	–
% Agua	50	–	50

Figura 3. **Diagrama de flujo correspondiente a la batería actual.**

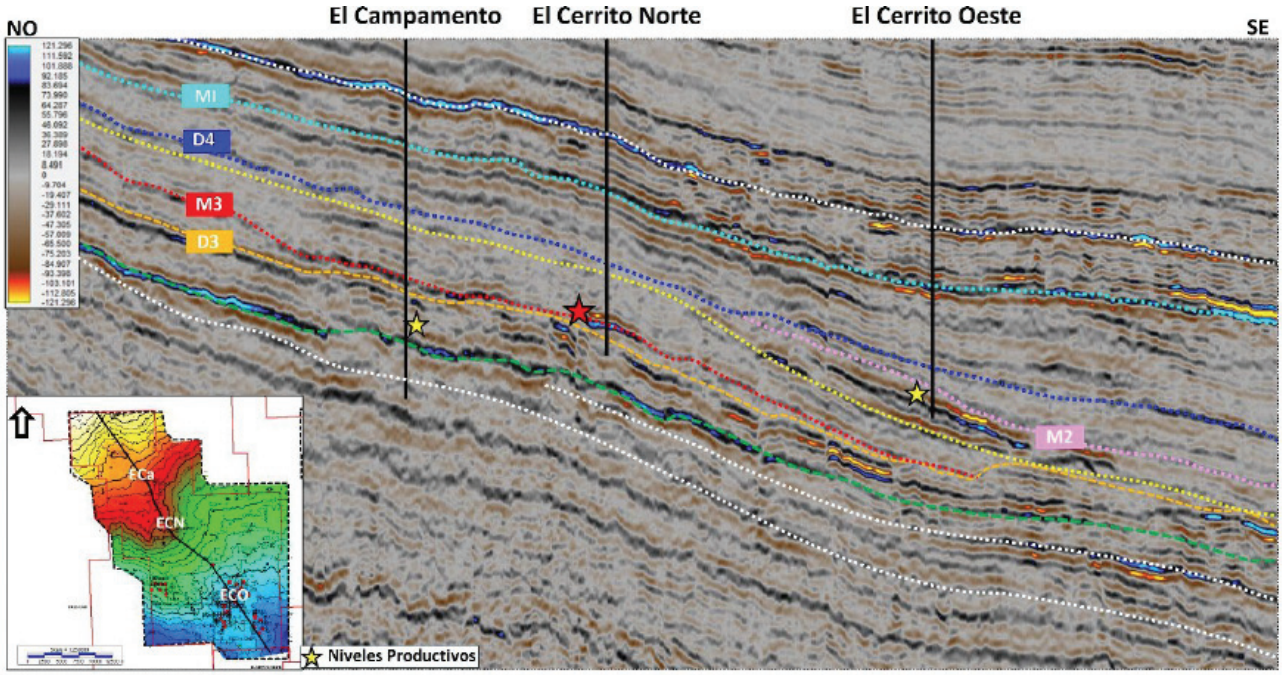


Figura 4. **Sección sísmica regional NO-SE paralelo al sentido general de aporte hacia la cuenca. La estrella roja corresponde al intervalo productivo M3 en el yacimiento El Cerrito Norte.**

nal. En otros campos de la cuenca ya han sido probadas variaciones en la calidad del reservorio, como el yacimiento Campo Indio.

Al día de la fecha el campo cuenta con una batería de separación primaria con capacidad para un millón de metros cúbicos día que junto con un gasoducto permite

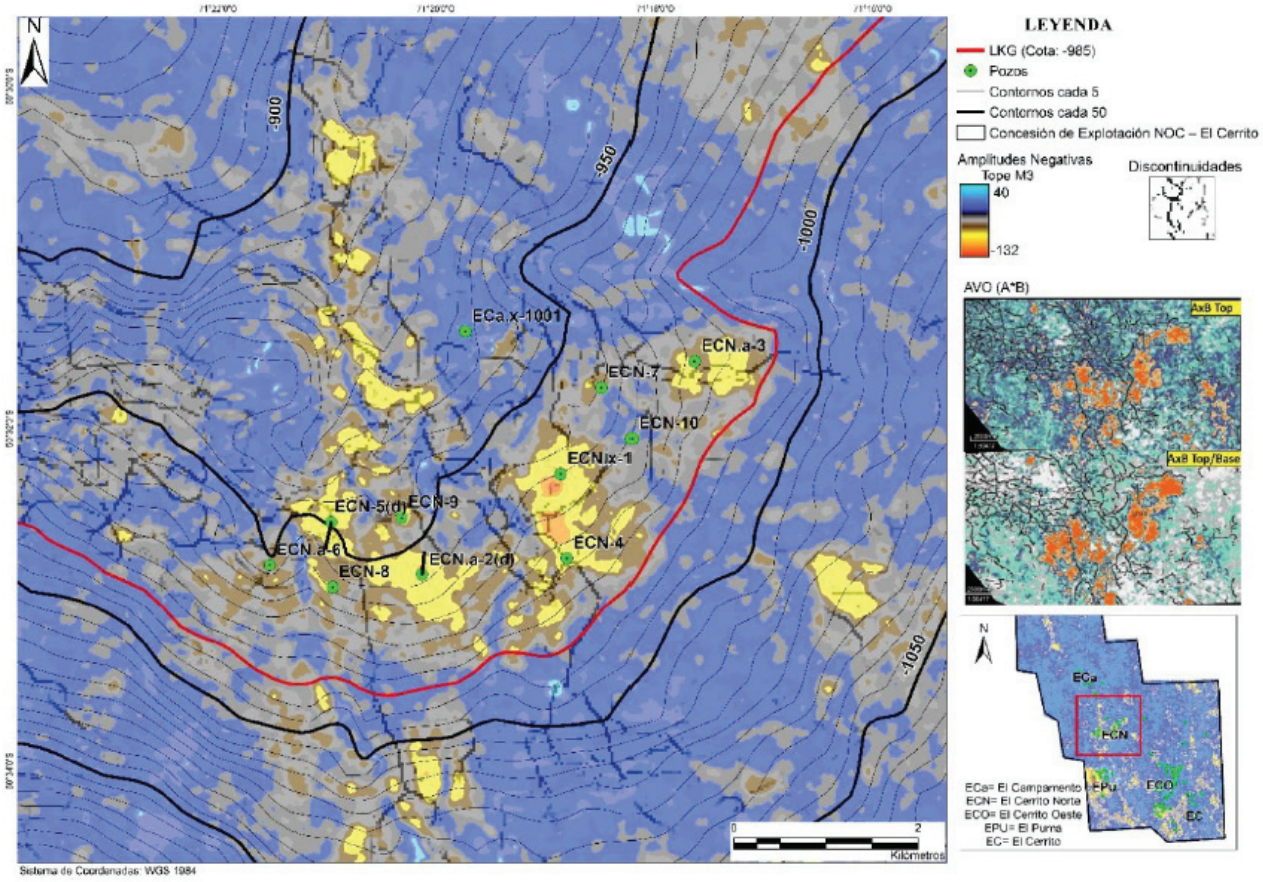


Figura 5. **Izquierda: mapa de amplitudes negativas identificadas al techo de la secuencia M3. Derecha: efecto AVO (A*B), de extensión similar al mapa de amplitud.**

captar la producción en alta presión y llegar a la planta de El Cerrito para ser puesto en especificación (Figura 3). Además, se espera que para el primer trimestre de 2024, la instalación de una planta de tratamiento con deshidratación y compresión que permitirá mejorar la captación con capacidad para dos millones de metros cúbicos día.

Este esquema de desarrollo llevó a tomar decisiones de manera ágil, entender las características del reservorio y su productividad al mismo tiempo en que se perforaban los pozos de delineación y avanzada.

Caracterización geofísica

La interpretación sísmica en detalle del intervalo correspondiente a la Formación Magallanes Inferior permitió definir un marco sismoestratigráfico compuesto por geometrías progradacionales de muy bajo ángulo (Figura 4), en el cual se identificaron anomalías de amplitud sísmica con respuesta de AVO Clase III, que se correlacionan con la presencia de niveles gasíferos y geometrías estratigráficas en las que puedan contener reservorios. Estos elementos, junto con el contexto geológico, han llevado en los últimos años al descubrimiento de varios campos en la cuenca (Jait *et al*., 2018, Aimar *et al*., 2018) y han influenciado fuertemente en las estrategias de delineación y desarrollo de estos.

En la zona de El Cerrito Norte se identifica una anomalía de amplitud símica y atributos AVO (A*B) (Figura 5), la cual posee conformancia estructural *downdip* siguiendo los contornos de la nariz estructural y una serie de fallas de bajo rechazo y traza. Estas observaciones dieron lugar a la definición del prospecto exploratorio CGC.SCA.ECN.x-1, su posterior perforación y descubrimiento, junto con el plan de delimitación y desarrollo.

Reservorio productivo M3: características de la roca

Cagnolatti y Miller (2002), Saccavino *et al*. (2005), Ponce *et al*., (2017), Aimar *et al*. y Jait *et al*., (2018) realizaron descripciones detalladas sobre los niveles reservorios en la formación Magallanes Inferior. Para complementar la caracterización de la roca reservorio en el yacimiento el Cerrito Norte se extrajo una corona de 36,62 m en el pozo ECN-4 (1 km al sur del descubridor) abarcando la parte basal del nivel suprayacente M2 (8,6 m) y los primero 28,02 m del reservorio M3. Se realizaron estudios sedimentológicos, petrográficos, diagenéticos, mineralógicos (difracción de rayos X, DRX), de microscopía electrónica (MEB), granulométrico, petrofísico e icnológicos.

El reservorio productivo (1560-1575 mbbp) está compuesto por areniscas finas a muy finas estratificadas y bioturbadas y areniscas arcillosas bioturbadas de aspecto masivo. Presentan valores de porosidad en condiciones estándar entre 22,40% y 29,50% y permeabilidad al gas entre 0,36 mD y 4,39 mD. La porosidad es principalmente intergranular compuesta por meso y microporos.

Petrográficamente corresponden a arenitas líticas por su abundancia en líticos alterados (Figura 6). Mineralógicamente está compuesto por 38-57% de cuarzo, 19-45% de feldespato potásico y entre 11-18% de arcillas. En la figura 7 sobre porosidad *versus* permeabilidad (en condiciones estándar) se resalta una buena correlación general de todas las muestras. El análisis granulométrico realiza-

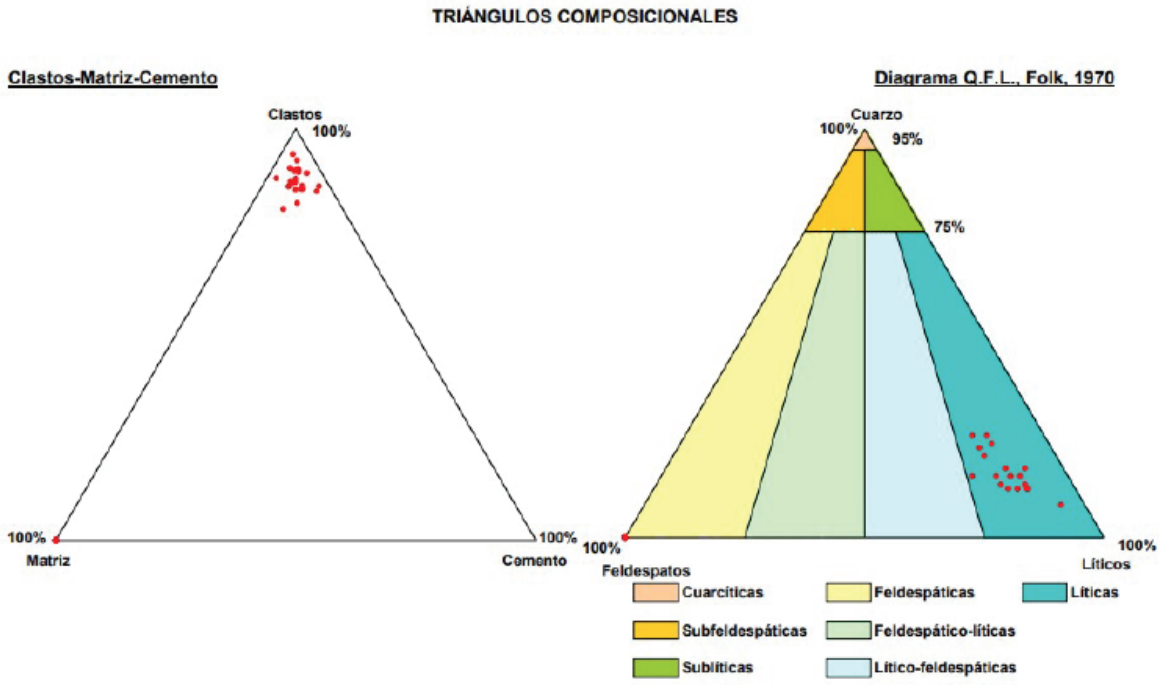


Figura 6. **Triángulos composicionales sobre las muestras analizadas.**

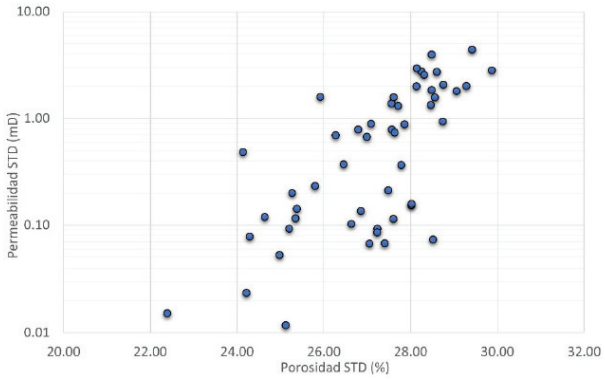


Figura 7. **Permeabilidad *versus* porosidad con buena correlación.**

do en 24 muestras (secciones delgadas) pudo comprobar el deterioro en los valores de permeabilidad por el factor granulométrico para un mismo valor de porosidad.

Los valores altos de densidad efectiva medidos en las muestras analizadas serían producto de la participación de clorita, clorita/esmectita y de abundante a muy abundante magnetita con un valor promedio de 2,86 g/cm^3.

En el análisis mineralógico por DRX se observa que la proporción de minerales de arcillas varía entre el 11% y 18%. Domina la clorita de muy buena a regular cristalinidad e interestratificados clorita-esmectita de mala cristalinidad. En general illita-esmectita, illita y caolinita están subordinadas.

Estudios icnológicos realizados sobre la corona describen paleoambientes de *shoreface* inferior a *offshore* superior acumulados en una costa dominada por oleaje, donde el subambiente más recurrente son los depósitos de *shoreface* inferior. En esos depósitos el contenido icnológico muestra distribución homogénea de icnofacies de *Cruziana* proximal, gran diversidad y abundancia de trazas fósiles (*Scolicia, Siphonichnus, Gyrolithes*) indicativos de condiciones marinas normales (Ponce y Carmona, 2023).

Interpretación de perfiles eléctricos

El análisis cualitativo de los perfiles eléctricos permite identificar el intervalo productivo por una deflexión del SP, cruce de las curvas de neutrón-densidad, resistividades superiores a los 8 ohm.m, complementado con la curva de gas total registrada durante la perforación (Figura 8).Por otra parte, la curva impedancia acústica calculada a través de las curvas del perfil sónico y densidad en cada uno de los pozos perforados demostró una variación en sentido vertical y lateral, y variaciones en las propiedades del nivel reservorio (Figuras 8 y 9).

Otro indicador de fluido utilizado son las relaciones de las curvas VP/VS y Módulo de Poisson obtenidas en el registro del sónico dipolar. El tiempo de tránsito de la onda *shear* disminuye mientras que el tiempo de tránsito de la onda compresional aumenta cuando las zonas saturadas de agua se encuentran cargadas con gas (Hammada, 2004).

A partir del análisis petrofísico ajustado con los datos obtenidos de la corona se obtienen valores promedios de porosidad efectiva en el orden del 25% al 29% y una saturación de agua (SW) de la zona productiva por debajo del 35% (Figura 8). Al día de la fecha, no se evidencia

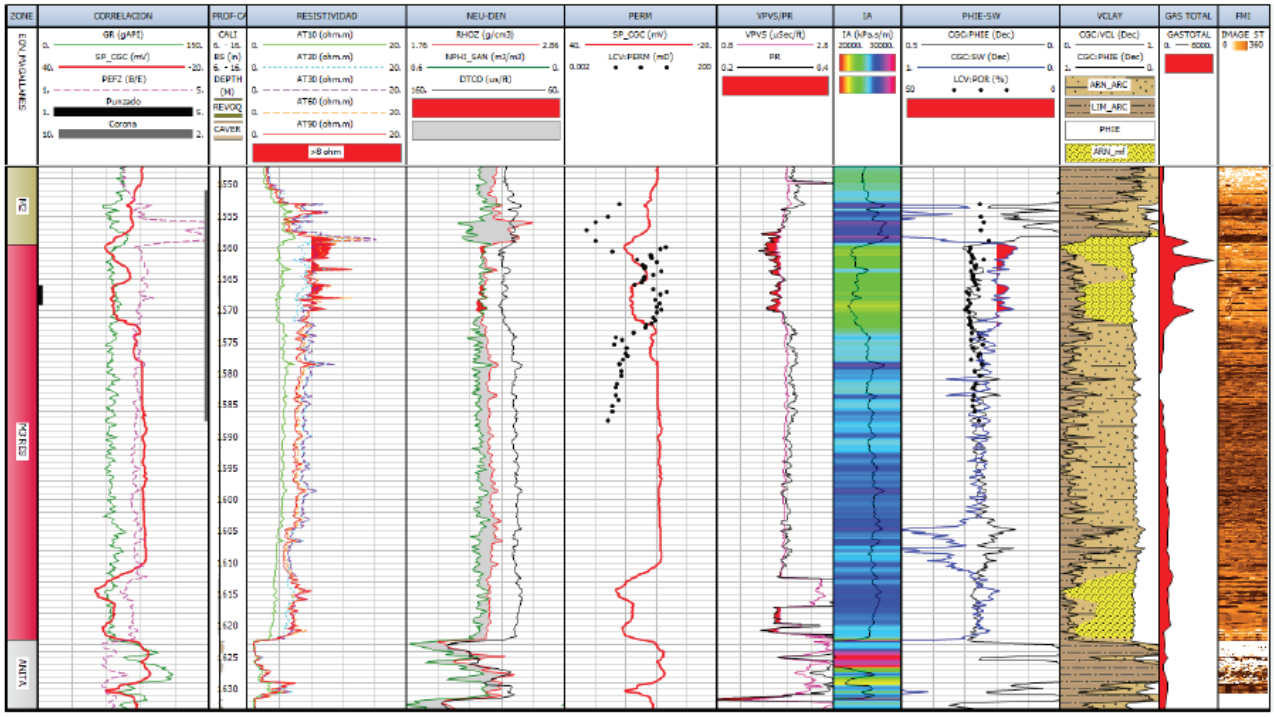


Figura 8. **Análisis petrofísico pozo ECN-4.**

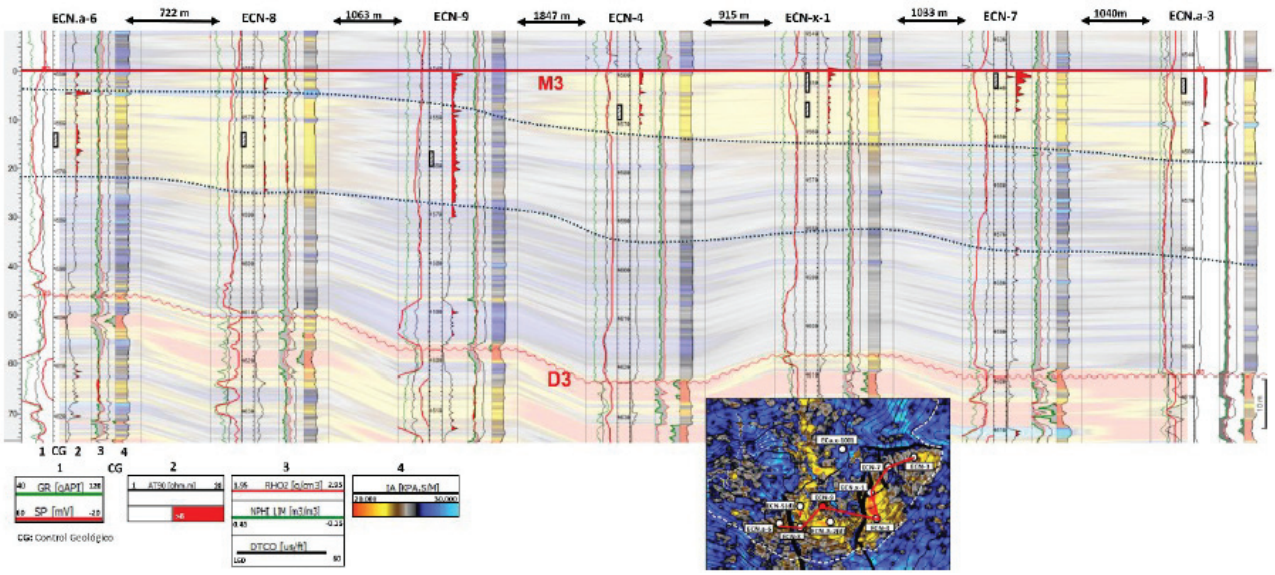


Figura 9. **Correlación de pozos en sentido O-E horizontalizada al techo del intervalo M3. Las líneas punteadas representan líneas tiempo interpretadas, que marcan la variación lateral del reservorio. En rasgos generales, el intervalo productivo se corresponde con bajos valores de impedancia acústica (gama de colores amarillo).**

producción de agua de formación para el intervalo M3, por lo tanto se considera que la SW estimada corresponde a agua irreductible como se ha visto en otros campos *tight* de la cuenca.

El espesor total promedio del intervalo M3 es de 60 m, y los espesores útiles obtenidos a partir de la evaluación petrofísica muestran un incremento hacia el sector oeste con valores ente 15 m y 20 m coincidente con la zona *tight*, mientras que hacia el sector convencional del lado este los valores varían entre los 8 m y 12 m. Tanto en el sector norte como en el sur, fuera del campo productivo existen zonas prospectivas coincidentes con anomalías sísmicas de amplitud que permitirán continuar delineando el campo (Figura 10).

Terminación

Las diferencias en la calidad de la roca reservorio condicionaron el diseño de terminación según la zona, por ejemplo en el sector Oeste (no convencional) fue necesaria una estimulación hidráulica con volúmenes inyecta-

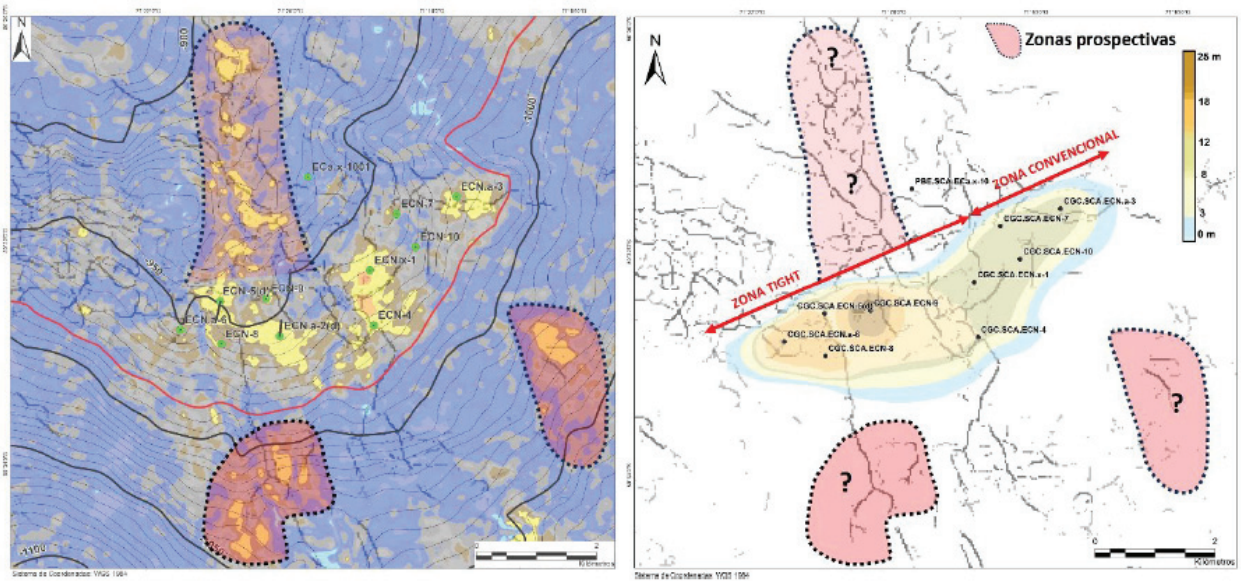


Figura 10. **Mapa de espesor útil para el intervalo productivo M3. En fondo se resaltan las discontinuidades identificadas en la información sísmica.**

Pozo	Espesor Punzado [mts.]	Arena en Formación (Sacos)	Volumen Total Inyectado (m3)	Caudal Promedio (bpm)	Sistema de Fluido	Gradiente de fractura	Arena	Qi (Mm3/DE)
ECN.x-1	9	1432	184	16	Gel XL	0.54	Imp. 16/30	89
ECN.a-2(d)	Terminado con otro objetivo							
ECN-3	3	Sin estimulación hidráulica						57
ECN-4	3	3036	263.426	20	HVFR	0.55	Nac. 20/40	57
ECN-5(d)	3	3034	333.63	21	HVFR	-	Imp. 16/30	79
ECN.a-6	3	3085	259.042	20	HVFR	0.55	Nac. 20/40	Espera ind.
ECN-7	3	Sin estimulación hidráulica						91
ECN-8	3	3084	255.7	20	HVFR	0.53	Nac. 20/40	Espera ind.
ECN-9	3	2998	236.444	20	HVFR	0.54	Nac. 20/40	Espera ind.

Tabla 1. **Parámetros de completación.**

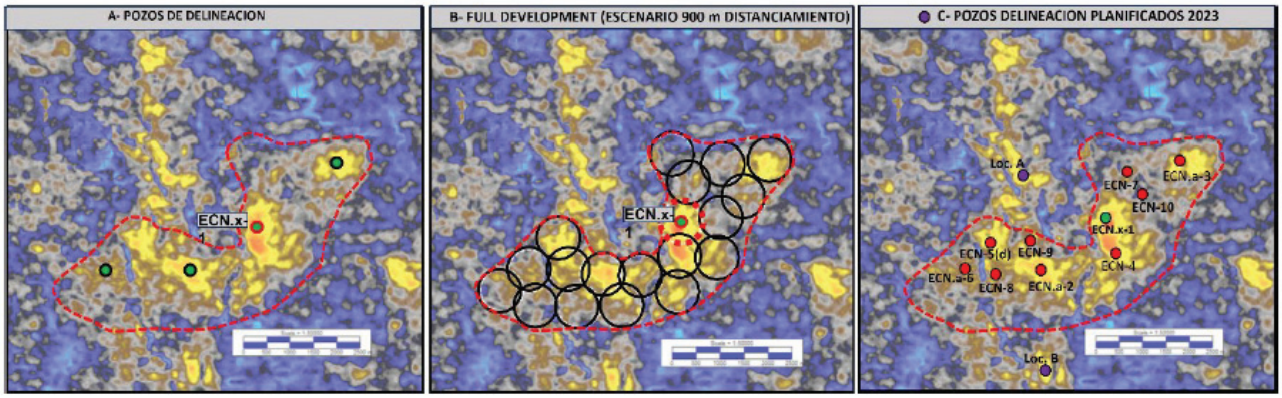


Figura 11. **A) Pozos de delineación iniciales propuestos. B) Uno de los escenarios de desarrollo del *full development* con un distanciamiento de 900 m. C) Pozos perforados y locaciones de delimitación para 2023.**

dos de agente sostén cercanos a las 3000 bolsas de arena, mientras que en el sector Este (convencional), la terminación se basa en realizar solamente punzados.

Para las fracturas hidráulicas de los pozos se implentaron las técnicas que CGC viene desarrollando en la cuenca, que implican usar HVFR (*High Viscosity Friction Reducer*) con arena nacional y mallas 16/30-20/40 dependiendo las características del pozo, más un aditivo para controlar la devolución de arena. Por último, se limpia e induce con unidad de *coiled tubing*, y el *flowback* se realiza con secuencia creciente de orificios asegurando una correcta devolución de fluidos de fractura. Hoy en día se terminaron ocho pozos en el intervalo M3, de los cuales tres se encuentran a la espera de inducción. En la tabla 1 se resumen los parámetros principales de las fracturas.

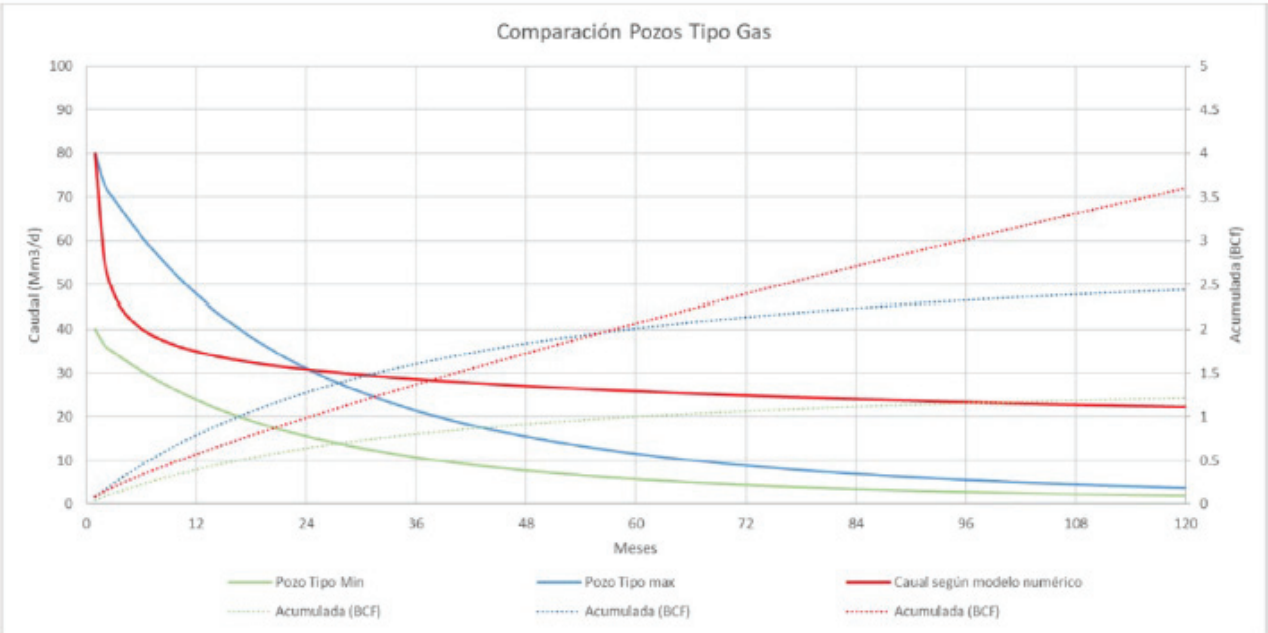


Figura 12. **Comparación pozos tipo *versus* modelos numéricos.**

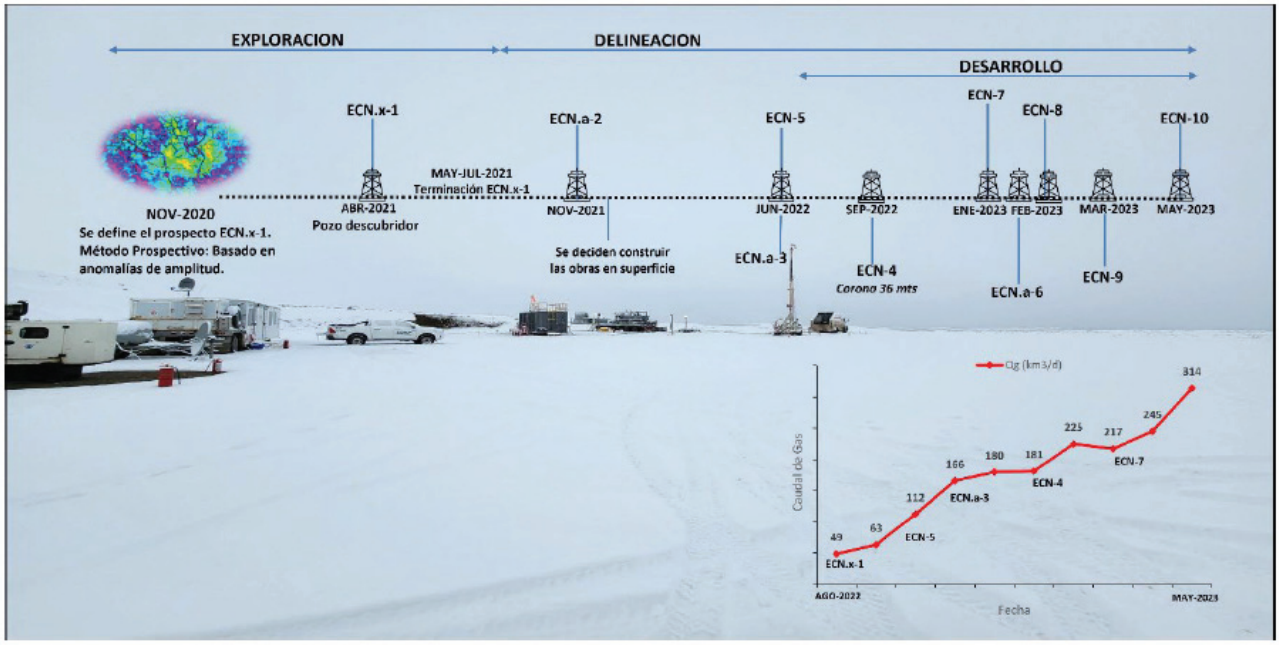


Figura 13. **Línea de tiempo de perforación de pozos, desarrollo del campo y puesta en producción.**

Plan de desarrollo

Comprobada la acumulación de gas con el pozo CGC.SCA.ECN.x-1 se avanzó en una volumetría inicial que permitiera visualizar la escala del desarrollo. Se utilizaron métodos analíticos, de los cuales se desprendió un desarrollo a 900 m de distancia con un EUR/pozo de 2.5 BCF, y se logró un factor de recuperación del 40%. Considerando que el campo presenta predominantemente reservorios tipo *tight* se evaluó un escenario alternativo donde se redujo el distanciamiento de pozos a 600 m y se reevaluó la economicidad del campo, ambos escenarios dieron resultados positivos (Figura 11).

Los pronósticos de producción para los pozos de estos escenarios se construyeron a partir de una simulación numérica monopozo que tomo en cuenta los parámetros de reservorio y fractura obtenidos en el pozo descubridor ECN.x-1 a través de perfiles eléctricos y ensayos extendidos (Xf, Fcd, S, Sg, Phi, k, etc.). Este modelo se comparó con el pozo tipo de un campo análogo (El Cerrito Oeste). El resultado final de esta comparación fueron dos curvas para un caso de máxima y una mínima en donde se respetó el caudal inicial de la simulación y se guió el pronóstico de producción de manera que respetara la declinación del pozo tipo (Figura 12). Las acumuladas finales del caso de máxima y mínima resultan así más realistas dado que toman en cuenta heterogeneidades y condiciones operativas que la simulación no captura.

De esta manera se compararon y evaluaron las distintas alternativas en el simulador numérico y basados en pozos tipo para entender todos los escenarios esperados con su riesgo. Una vez perforado el primer pozo de delineación, asegurando un recurso mínimo económico, se comenzó con la construcción de un gasoducto y una planta de tratamiento provisoria con separación primaría.

A partir del esquema de precio actual (plan gas 5.2) y el entendimiento del reservorio, se planteó incrementar aún más la actividad, y se proyectan mejores resultados. Se plantea la perforación de pozos en *pad* de 2 y 3 pozos, al optimizar los costos de desarrollo. Los mismos cuentan con diseños de pozos verticales y desviados, con entubaciones de cañería de 5 1/2" y 2 7/8" (*monobore*) y terminaciones *rigless*.

Hoy en día se cuenta con un total de nueve pozos terminados, cinco de ellos puestos en producción, que totaliza un caudal de 314.000 m^3/d de gas, con una presión de captación de 40 kg/cm^2, esperándose alcanzar un pico de 450.000 m^3/d de gas para fin de año. Se proyecta conectar gran parte de los pozos para el primer trimestre de 2024 con la planta con compresión y deshidratación instalada tres pozos en agosto, uno en septiembre). Al mismo tiempo se perforarán tres Pad con un total de ocho pozos, los cuales se terminarán y conectarán para el primer trimestre de 2024 con la planta con compresión y deshidratación.

Este esquema de desarrollo agresivo y acelerado llevo a tomar decisiones rápidas, entender las características del reservorio y su productividad al mismo tiempo en que se perforaban los pozos de delineación y avanzada (Figura 13).

Conclusiones

La integración de todas las escalas de trabajo, sísmica, petrofísica, correlación de pozos, estudios de testigo corona y datos iniciales de producción permitieron tener una mejor comprensión del contexto regional y local para el intervalo M3 de la formación Magallanes Inferior.

El reservorio M3 es productor de gas seco y litológicamente corresponde a areniscas arcillosas de caracterís-

ticas convencionales hacia el sector este del yacimiento y características *tight* hacia el sector oeste. Esta variación en la calidad del reservorio llevo a plantear un diseño diferente de terminación. El método prospectivo basado para su identificación y actual desarrollo está basado en la presencia de anomalías de amplitud y respuesta de AVO Clase III. Se han identificado oportunidades de extensión del campo en zonas cercanas fuera de la cota del LKG (*Lowest Known Gas*) hacia el sector sur del yacimiento y la posibilidad de continuar delineando el campo hacia el sector norte donde mejora la posición estructural.

Los resultados alentadores de los primeros dos pozos perforados llevaron a tomar la decisión de duplicar las instalaciones de superficie al mismo tiempo que se continuaba la delineación y el desarrollo del campo. Este proyecto representó un gran desafío para CGC por su ubicación en la parte occidental de la cuenca donde las condiciones climáticas en invierno alcanzan unos -20 °C, además de la lejanía y la falta de infraestructura.

Este escenario de desarrollo implica una constante actualización de los modelos con la incorporación de datos duros y el seguimiento de la performance de los pozos productores, lo que lleva a tomar decisiones de manera ágil asumiendo ciertos riesgos. Para fines de 2023 se espera perforar ocho pozos de desarrollo y dos pozos de delineación.

Referencias

Aimar, E.; Cevallos, M.; Cangini, A.; Cattapan, F. y Vega, V. (2018). Extensión y desarrollo de los reservorios de baja permeabilidad del yacimiento Campo Indio, Formación Magallanes (Maastrichiano Tardío-Daniano), Cuenca Austral, Argentina. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina.

Buatois, L. A.; Saccavino L. L. & Zavala, C. (2011). Ichnologic signatures of hyperpycnal flow deposits in Cretaceous river-dominated deltas, Austral Basin, southern Argentina, In R. M. Slatt and C. Zavala, eds.,Sediment transfer from shelf to deep water-Revisiting the deliverysystem: AAPG Studies in Geology 61, pp. 153-170.

Cagnolatti, M. y Miller, M. (2002). "Los reservorios de la formación Magallanes: Rocas reservorio de las cuencas productivas de Argentina", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 91-115, Mar del Plata, Argentina.

Jait, D.; Cevallos, M.; Molinari, M.; Cangini, A.; Cattapan, F. & Vega, V. (2018). Exploracion y desarrollo de reservorios de baja permeabilidad de la Formación Magallanes en el bloque El Cerrito, Cuenca Autral, Argentina. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina.

Hamada, G. (2004). Reservoir Fluids Identification Using Vp/Vs Ratio? Oil & Gas Science and Technology-revue, L Institut Francais Du Petrole, OIL GAS SCI TECHNOL. 59. 649-654. 10.2516/ogst:2004046.

Ponce J. J. y Carmona N. (2020). "Análisis sedimentológico e icnológico en testigos corona de la Formación Magallanes Inferior (Reservorios M3 y M2), Cuenca Austral", Informe interno.

Ponce J. J. y Carmona N. (2023). "Análisis sedimentológico e icnológico del testigo corona ECN-4 de la Formación Magallanes, Cuenca Austral", Informe interno.

Saccavino, L. L.; Echeverría, C.; Gutiérrez, F.; Cagnolatti, M.; Marteau, V. M.; Pedrazzini, M. y Barcat, C. (2005). "Las trampas de hidrocarburos de la Formación Magallanes, Cuenca Austral, República Argentina", VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mar del Plata, Argentina.

EOR en no convencionales

Pruebas de laboratorio, diseño y modelado de un proceso de inyección de gas en Vaca Muerta

Por *Sebastián Grasso, Fernando Tuero* (VYP Consultores S.A.), *Marcelo Crotti* (INLAB S.A.), *Sebastián Olmos, Matías Hoffmann, Lucas Pons* (Tecpetrol S.A.), *George Grinestaff* y *Chris Barden* (Shale IOR LLC)

Este trabajo fue seleccionado en 3º lugar como el Mejor Trabajo Técnico, Premio "Lic. Eduardo Barreiro" en el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, *realizado en noviembre de 2023 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.*

En este artículo se explora la factibilidad de aplicar técnicas de Enhanced Oil Recovery en Vaca Muerta.

Apesar de algunos avances significativos en la exploración, la caracterización y la explotación de recursos no convencionales identificados como *shale*, la recuperación final se basa casi exclusivamente en la producción primaria (depleción) con relativamente pocos experimentos documentados que incluyan procesos de recuperación mejorados como un proceso complementario (Sorensen, 2020). Este tipo de explotación tiene un perfil de producción característico que podría dividirse en tres períodos: (i) altos caudales iniciales, (ii) fuerte declinación y (iii) una "cola" de bajo caudal y baja declinación (generalmente, con la instalación de algún tipo de levantamiento artificial). La duración de estos períodos dependerá de las características del recurso (calidad, presiones, etc.) y de la eficacia del tratamiento de estimulación (fracturación hidráulica). Sin embargo, podríamos estimar aproximadamente los períodos de duración mediante el análisis de la tasa normalizada (normalizada por la longitud lateral) a lo largo del tiempo, en pozos tanto en Vaca Muerta como en algunos de los yacimientos *shale* de mayor desarrollo en EE. UU.

En la figura 1 se muestra una superposición del % normalizado del caudal máximo de petróleo, para los proyectos de desarrollo más grandes de Vaca Muerta (puntos, triángulos y líneas continuas verdes) para diferentes campañas de perforación y una línea punteada verde que representa los mismos datos para la cuenca Permian en los EE.UU. Se puede ver claramente cómo existe un comportamiento "Pareto" en el que durante los primeros 2-3 años, el caudal inicial baja a menos del 20%, incorporando cada vez menos recursos adicionales en los años siguientes.

Las líneas azules son algunos de los campos convencionales más grandes de la cuenca neuquina. Se puede ver claramente que estos muestran un patrón diferente, con una disminución más suave (aclaración: el gráfico no se puede usar para juzgar si hay una forma mejor o peor de agotar los reservorios convencionales o no convencionales, solo señala la rápida maduración de los no convencionales). A pesar de que estos pozos pueden alcanzar la comercialidad en tiempos relativamente cortos

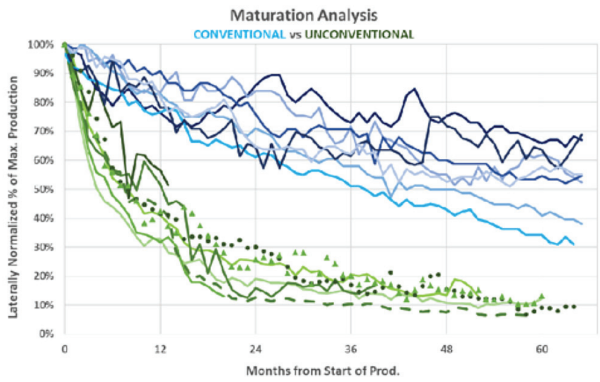


Figura 1. **Análisis de Maduración-Campos principales no convencionales en Vaca Muerta (colores verdes) *versus* activos convencionales en la cuenca Neuquina (colores azules).**

(14 a 20 meses según operadores locales, Sagasti, AOG, 2022), si consideramos su condición mecánica, podemos concluir que estos campos "maduran muy rápido" mientras que "todavía están en buena forma". Teniendo en cuenta que el factor de recuperación de estas formaciones de baja permanente suele ser bajo (del orden del 2% al 10%, Hoffman, 2012) y principalmente por energía primaria, parece un paso casi obvio, al menos considerar métodos para aumentar la recuperación mediante una técnica de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR).

En la literatura se informan muchas pruebas piloto e incluso algunos proyectos de tamaño mediano (Bodini, 2018; Balasubramanian, 2018; Jacobs, 2020) que involucran la inyección de agua, inyección de agua/gas mejorada químicamente, líquidos de gas natural (LGN), gas rico/pobre y CO_2. Sin embargo, el más comúnmente informado y mencionado en la literatura es el gas "Huff n Puff" o CGEOR en el que el mismo pozo alterna inyección y producción y más raramente, el método directo (un pozo inyecta mientras el otro produce).

El flujo de trabajo es el siguiente:

1. Revisión de la literatura técnica y del informe de resultados de EE.UU. de CGEOR, propiedad de IOR de esquisto (2020).
2. Experimento de laboratorio y coincidencia de una ecuación de estado (EOS) para un tipo de fluido de yacimiento de petróleo negro.
3. Modelado:
   - Modelado Numérico Primario (comparación de la historia de la fractura y la etapa de depleción primaria).
   - Análisis de Factibilidad de un proceso de gas Huff n Puff (en un solo pozo).
     - Principales *drivers* y sensibilidades.
     - Optimización de parámetros operacionales.
4. Estimación de los rangos de petróleo incremental en el marco del CGEOR.

Discusión: ¿podría Vaca Muerta ser un yacimiento adecuado para la Inyección Cíclica de Gas?

El yacimiento de *shale* de Vaca Muerta, ubicado en la cuenca de Neuquén en Argentina, es una roca madre marina prolífica de kerógeno tipo II depositada como parte de un sistema de deposición progradante desde el período Jurásico tardío hasta el Cretácico temprano (Pose *et al.*, 2014; Belobraydic *et al.*, 2017; Licitra *et al.*, 2015). Los espesores van desde los 25 m en las zonas proximales hasta los 450 m en el centro de la cuenca. Debido a su profundidad de soterramiento y migración, tiene una calidad de fluido de clasificación de gas seco a petróleo negro similar a lo que sucede en algunos yacimientos de *shale* de los Estados Unidos: Eagleford, Permian (Figura 2).

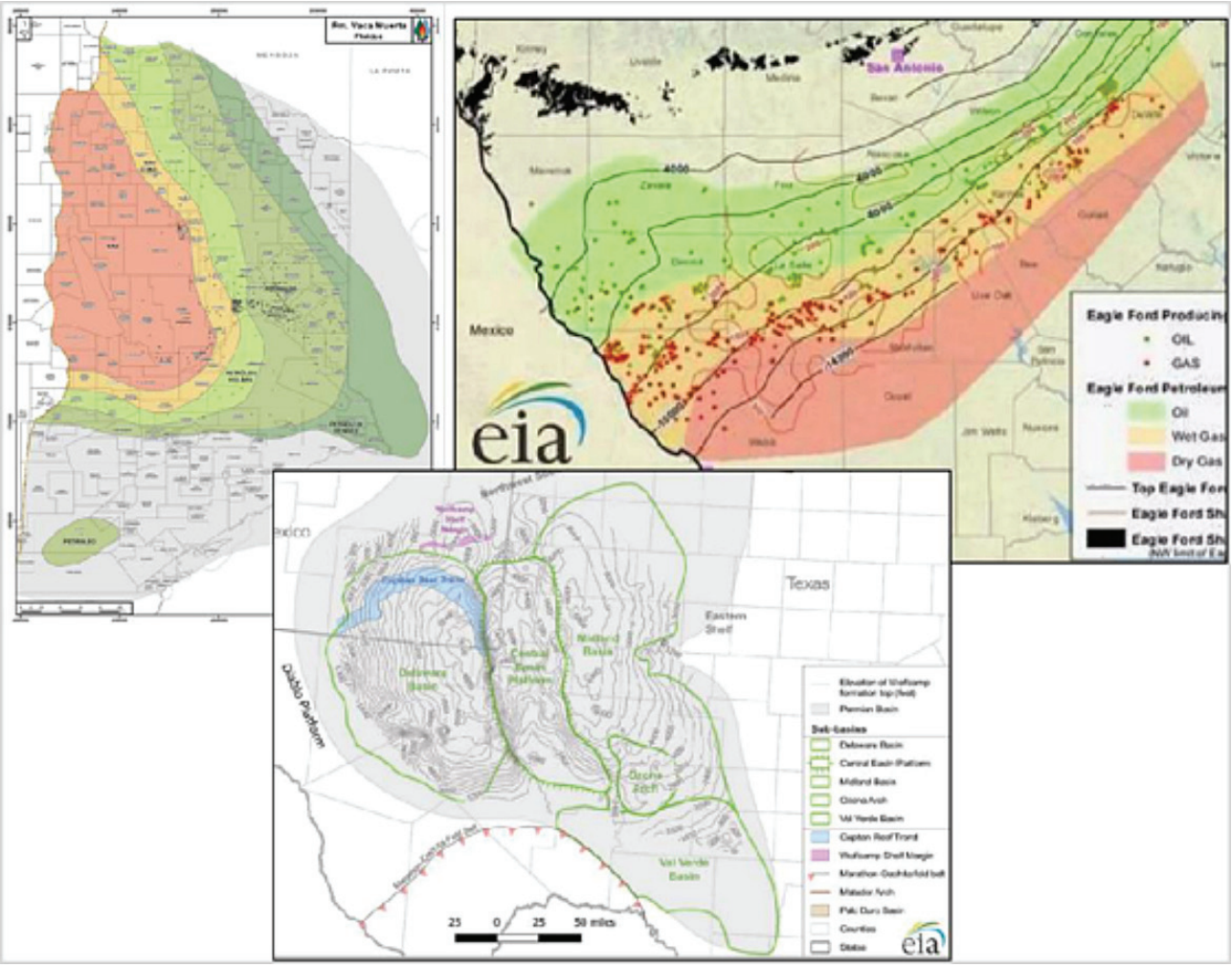


Figura 2. **Comparación a escala del yacimiento de *shale* de Vaca Muerta con los dos yacimientos más prolíficos de los Estados Unidos. (Eagleford y Permian).**

Revisión de la literatura técnica y el informe de resultados de CGEOR US (*Shale* IOR, 2020)

Hay muchos documentos técnicos que cubren parcialmente algunos de los principales proyectos de EOR de inyección de gas en las cuencas no convencionales de EE.UU., pero la mayoría de ellos tienen grandes faltantes de información, debido a que solo se puede acceder a datos públicos, que siempre son escasos. Sin embargo, la revisión de dichas publicaciones permite algunas conclusiones, la principal es que el proceso parece tener resultados prometedores, además, durante los últimos cinco años hubo un aumento en el número de proyectos que se estaban implementando (Jacobs, 2020).

La empresa estadounidense SHALE IOR LLC logró analizar el espectro completo del proyecto EOR en curso en las principales cuencas de EE.UU. (Bakken, Eagleford y Permian) utilizando información pública y la combinó con estudios aéreos y de drones propios para localizar los pozos que se estaban inyectando de manera temporal. Su informe exhaustivo (Grinestaff, 2019) incluye la revisión de más de 50 proyectos piloto o proyectos EOR de gas de desarrollo en las tres cuencas. A partir de estos resultados, no solo se logra comprender mejor los principales parámetros y procesos, sino también mejorar nuestros flujos de trabajo de modelado. Esta información también permitió dar una idea preliminar de los beneficios potenciales y los principales problemas operativos asociados con esta metodología y evaluar su aplicabilidad a Vaca Muerta.

Experimentos de laboratorio & ajuste de una ecuación de estado (EOS)

Los principales mecanismos del proceso CGEOR son la extracción de componentes volátiles, seguida de hinchamiento de petróleo, reducción de la viscosidad, difusión de gases, reducción de la tensión interfacial, etc. (Thomas, 2019). El primer paso para evaluar si los fluidos de Vaca Muerta son candidatos potenciales para este tipo de método EOR es caracterizar sus propiedades PVT, construir y ajustar una EOS (Ecuación de Estado) y explorar el comportamiento de la inyección de gas a diferentes presiones para obtener rangos razonables de las presiones de miscibilidad mínima para fomentar el efecto del CGEOR.

Como expresan los autores de artículos relevantes sobre este tema, existen dos tipos de lo que se denomina en general la "presión de miscibilidad" de una mezcla de petróleo y gas en los sistemas petroleros, la Miscibilidad al Primer Contacto (FCM), que es la definición "tradicional" y la Multi-Contacto (MCM), que tiene en cuenta la dinámica del proceso de desplazamiento de un fluido de yacimiento por un gas de inyección, mezcla parcial con variaciones de composición local, intercambio de componentes controlado por equilibrios de fase (valores K) y diferentes composiciones que fluyen a diferentes velocidades en el medio poroso (Whitson, 2019). Debido a que el proceso de Huff y Puff (HnP) no es de desplazamiento, el conocimiento y las métricas desarrolladas para tales experimentos de desplazamiento convencionales son menos relevantes.

Los escenarios de tipo *shale* tienen algunas características muy difíciles de reproducir de forma representativa a escala de laboratorio. Sin embargo, las mediciones de laboratorio son útiles, ya que a veces permiten aislar mejor los efectos para obtener información sobre cómo un fenómeno específico afecta el comportamiento del sistema, utilizando fluidos y rocas reales.

Algunas limitaciones del laboratorio son las siguientes:

- No es posible "limpiar" la roca de sus fluidos nativos y volver a saturarla homogéneamente con un nuevo fluido, ya que el proceso de "limpieza" incluye los componentes adsorbidos/dispersos en el kerógeno cuya eliminación por lavado se realiza de una manera totalmente diferente a la de la "producción" por agotamiento. Además, el proceso de resaturación con un fluido "acondicionado" encontraría trazas del fluido original, dando lugar a una distribución no homogénea de los componentes.
- Los "equilibrios" líquido-vapor ocurren muy rápido (debido a la gran superficie de contacto), pero generalmente son incompletos a causa de la baja permeabilidad de la roca. En otras palabras, mientras que se espera que se alcance rápidamente una composición de pseudoequilibrio entre el gas que se inyecta y el líquido en contacto, se espera que la difusión posterior, para homogeneizar todo el fluido, sea lenta.

Por lo tanto, los resultados de laboratorio son más adecuados cuando se utilizan en términos relativos que en términos absolutos, ya que las geometrías y los tiempos de contacto son diferentes a los del yacimiento y los resultados pueden no ser escalables si los equilibrios termodinámicos no son completos. En lugar de la tradicional "presión de miscibilidad", los experimentos realizados tienen la intención de estimar razonablemente una "presión mínima de inyección" para "maximizar la extracción" de componentes volátiles, para un conjunto de roca-fluido dado.

Flujo de trabajo de laboratorio

El experimento de laboratorio se estructuró de acuerdo con la siguiente secuencia:

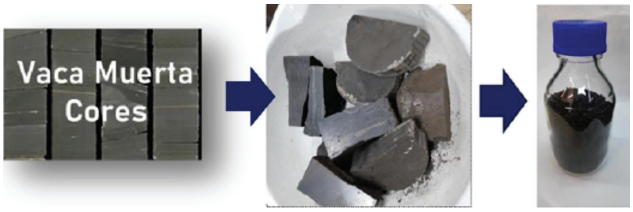


Figura 3. **Procedimiento de laboratorio para generar la muestra de roca triturada.**

1. Fragmentación del material a una malla de 2 a 4 mm, con el fin de obtener suficiente material uniforme, permitiendo estudios comparativos sobre la misma calidad de muestra, ya que trabajar en "tapones" convencionales no garantizaría que los fluidos retenidos en diferentes muestras pudieran ser comparables (Figura 3).
2. Carga de la muestra en la celda de medición y del gas en probeta y calentamiento del sistema a la temperatura media del depósito (mientras se eleva la presión en la celda de medición a la presión de prueba).
3. *Soaking* durante una hora después de alcanzar la temperatura y presión de trabajo.
4. Extracción de una alícuota de gas de la celda de medición y recogida en una bolsa de Tedlar con un contenido adecuado de Tolueno, para retener los componentes "pesados" del gas.
5. Reposo adicional para extracción de muestras a las 24 y 48 horas de contacto entre el gas y la roca fragmentada.
6. Repetición de toda la secuencia, a partir del punto 4, a dos "presiones de contacto" más.
   Sobre las muestras de gas extraídas, se realizó una medición cromatográfica del gas y líquido en equilibrio a temperatura ambiente, con cuantificación de masa mediante la adición de patrón interno (n-C10).

La muestra triturada se tamizó sistemáticamente para retener los fragmentos entre las mallas ASTM de 2 mm y 4 mm. El material se almacenó en un frasco de vidrio con tapa hermética y se mantuvo en un refrigerador para minimizar posibles pérdidas adicionales de agua o hidrocarburos debido a la evaporación. Con el material colectado se prepararon tres muestras de aproximadamente 150 g, las cuales fueron utilizadas en los tres bucles.

Con el material restante, la cantidad y la composición de los hidrocarburos retenidos se obtuvo mediante molienda adicional en un tubo cerrado y extracción por contacto con diclorometano.

Resultados de laboratorio

Los resultados composicionales de esta primera secuencia de mediciones se muestran como fracción molar en la figura 4.

A pesar de un cambio importante en la extracción

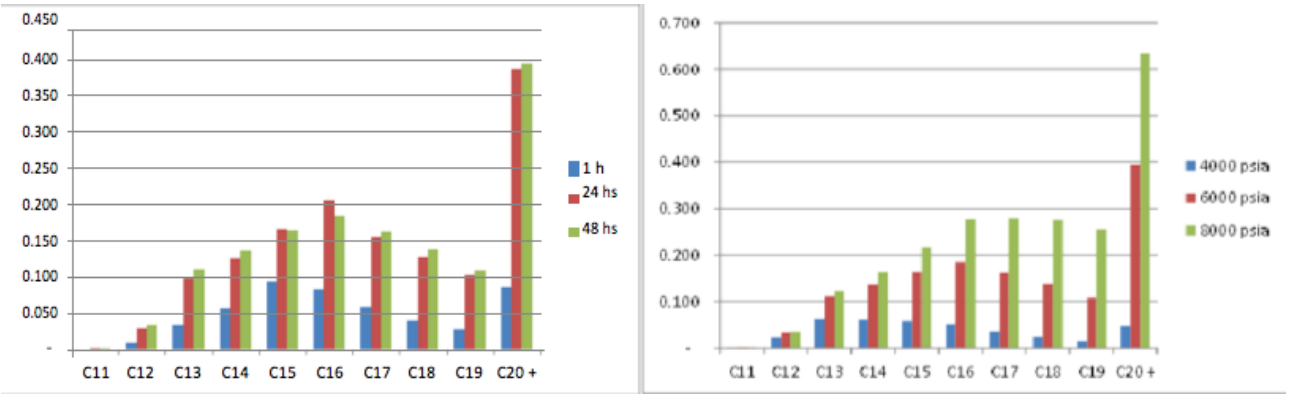


Figura 4. **Izquierda: Sensibilidad al tiempo de contacto @6000 psi. Derecha: Sensibilidad a la presión @tiempo de contacto 24 horas.**

de componentes entre 1 y 24 h, no se observan cambios significativos en las siguientes 24 h, por lo que se puede concluir que el equilibrio líquido-vapor entre el líquido disperso en la roca y el gas inyectado en la celda, procede relativamente rápido a pesar de que el sistema se mantuvo estático durante todo el período. El segundo experimento se realizó utilizando una presión más baja (4000 psia) y, aunque la cantidad de componentes "pesados" extraídos en el gas, fue marcadamente menor que la obtenida a 6000 psia, se mantuvo la tendencia a alcanzar el equilibrio vapor-líquido en las primeras 24 horas.

En consecuencia, el tercer análisis se realizó a 8000 psia y tiempos más cortos, con muestras tomadas a 1 h, 6 h y 24 h. Se extrajo una mayor cantidad de componentes "pesados" y, los tiempos de equilibrio líquido-vapor se ubicarían cerca de las 24 horas, como sugieren los dos estudios iniciales.

La cantidad de masa extraída continuó incrementándose con el aumento de la presión de contacto, lo que llevó a la conclusión esperada de que cuanto mayor es la presión de trabajo, más efectivo es el mecanismo de extracción de petróleo por volatilización de componentes intermedios durante el proceso EOR por inyección de gas.

Es preciso aclarar que este análisis no contempló la composición real del fluido del yacimiento (solo se conservan componentes con más de 11 átomos de carbono). Por lo tanto, para la simulación, se calcularon los equilibrios líquido-vapor teniendo en cuenta la composición "completa" del petróleo.

Modelado numérico

Durante la última década, se han propuesto una gran cantidad de metodologías y técnicas diferentes para modelar el no convencional y optimizar los tratamientos de terminación, desde simples «RTA» analíticos (Análisis de Transientes de Caudales), hasta complejos modelos geomecánicos y de flujo acoplados integrados de múltiples pozos y múltiples celdas. Como siempre sucede en el modelado de sistemas complejos, existe una «compen-

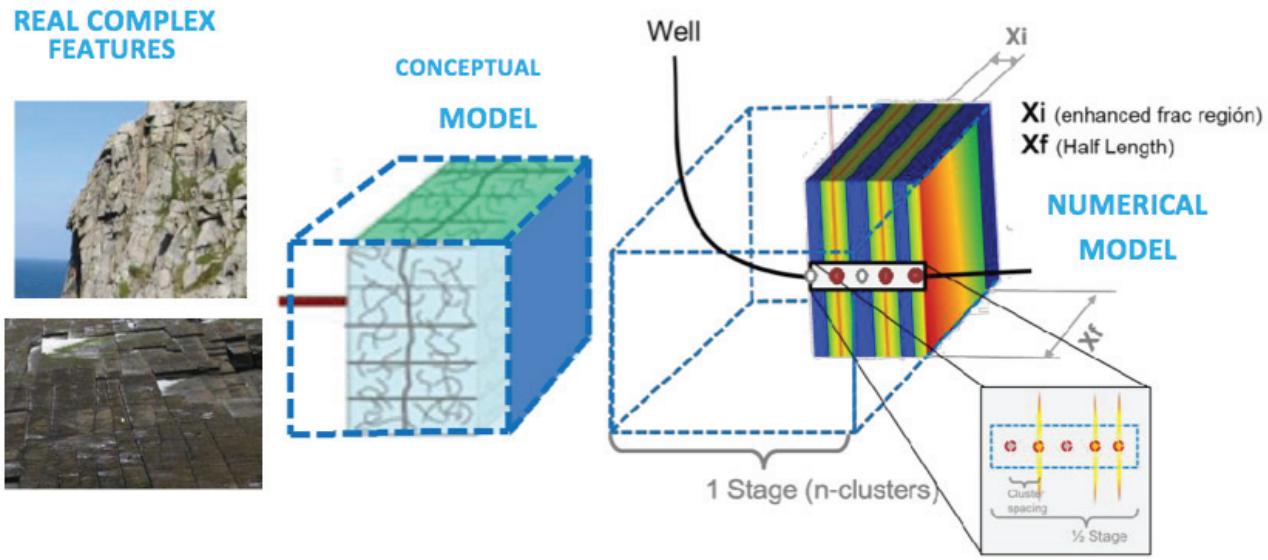


Figura 5. **Representación de los modelos real, conceptual y numérico para simular el proceso de CGEOR.**

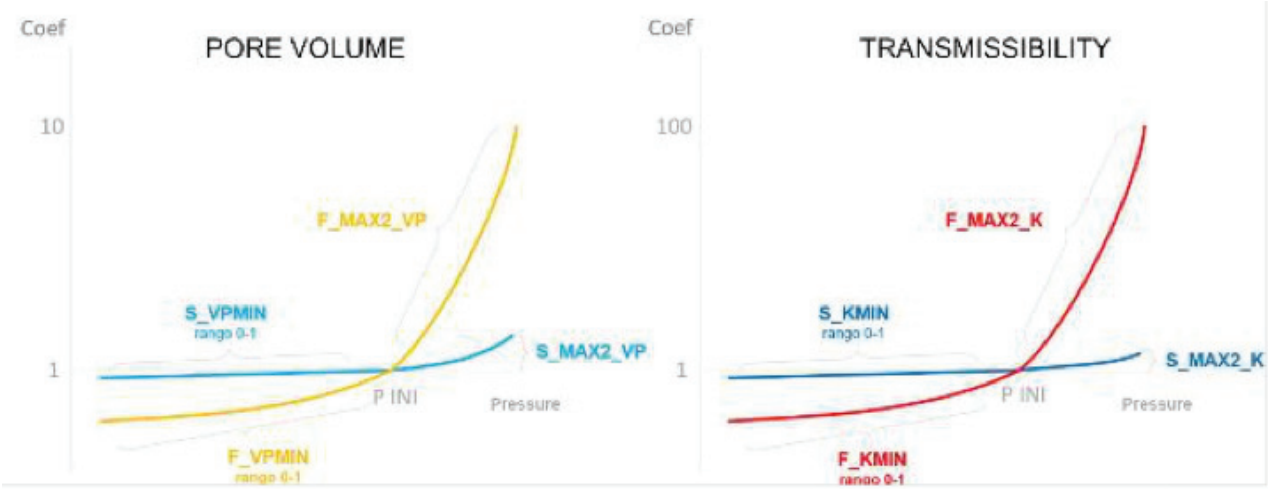


Figura 6. **Funciones geomécanicas utilizadas para modelar el flujo de fracturas y las propiedades de transporte.**

sación» entre incluir todas las características geológicas complejas y los fenómenos físicos relevantes y obtener resultados en tiempos razonables, generalmente con recursos limitados.

Para este trabajo, se utilizó un "modelo híbrido" que contiene planos de fractura explícitos junto con una grilla 3D de doble porosidad y permeabilidad dual en un simulador numérico composicional. Se supone que un elemento de simetría (1/4 de una etapa y 10.000 celdas de la cuadrícula) es una porción representativa de un pozo horizontal multifracturado, al tiempo que se asigna la mayor parte del esfuerzo de modelado para incluir adecuadamente los principales fenómenos fisicoquímicos necesarios para representar la compleja interacción del fluido con la matriz y las redes de fracturas naturales e hidráulicas. La grilla incluye los elementos de fractura necesarios representados como planos de fractura explícitos y una cuadrícula 3D espaciada logarítmicamente con propiedades variables con la distancia a las fracturas, la posibilidad de variar la eficiencia y el espaciado del "cluster" y variar tanto la región de fractura mejorada (Enhanced Frac Region, Xi) como la longitud media de fractura (Xf) (Figura 5). Cada región (matriz y fracturas) tiene tablas de modificación geomecánica independientes tanto para la porosidad (inflado y desinflado) como para la permeabilidad (mejora durante la fracturación o inyección y degradación durante la producción).

Los principales fenómenos capturados en el modelo son los siguientes:

- Estimulación hidráulica inicial: a medida que se inyecta agua, los efectos capilares fomentan la imbibición que permite modelar la producción temprana de petróleo (se necesita histéresis en las funciones de saturación para modelar tales fenómenos). Adicionalmente, se incluye la variación en el volúmen poral y la permeabilidad tanto de las fracturas hi-

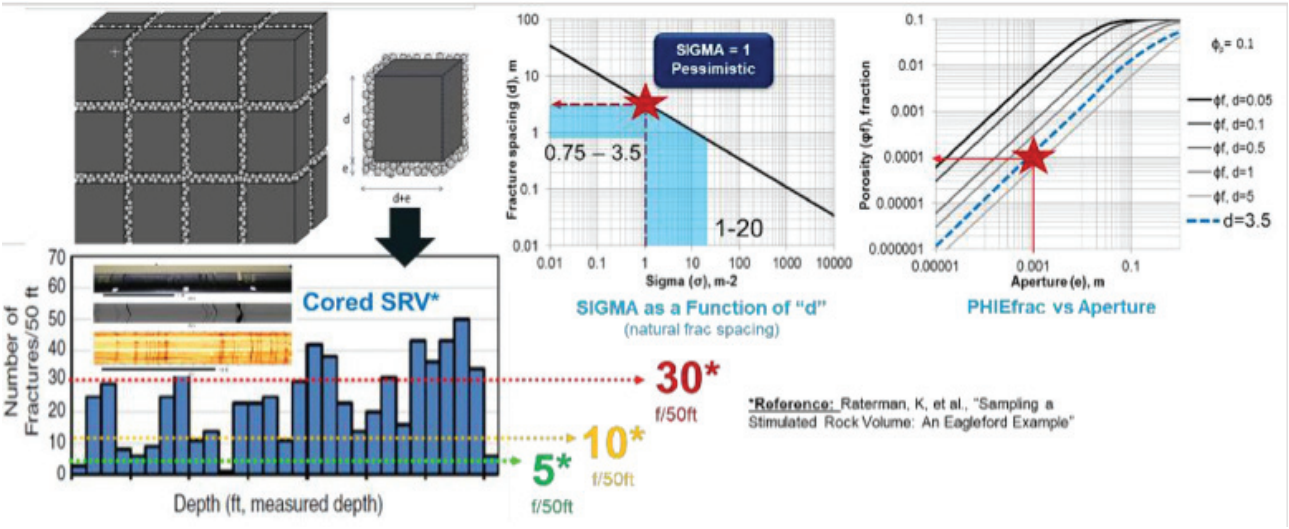


Figura 7. **Flujo de trabajo y fuentes de datos para poblar el modelo de fracturamiento (SIGMA) y la porosidad de fracturas.**

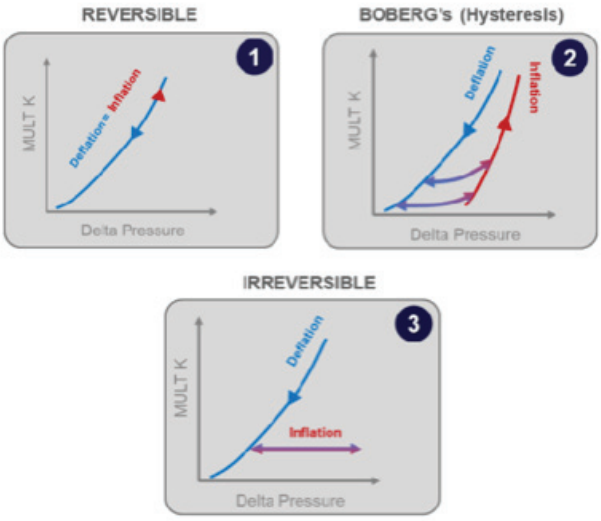


Figura 8. **Posibilidades de modelado de histéresis mecánica (se seleccionó el modelo N° 2, con histéresis).**

dráulicas como de la revitalización de las fracturas naturales a través de las propiedades geomecánicas (Figura 6) y un rango del parámetro SIGMA (factor de acoplamiento de fracturas naturales, que es una especie de relación área/volumen).

- Utilizando datos estadísticos de uno de los HFTS en Eagleford (Raterman, *et al.* 2018), se asumió un rango razonable de SIGMA y luego se usó como parámetro de coincidencia histórica dentro de esos límites. En la figura 7 se muestra la lógica detrás de los rangos efectivamente utilizados para el ajuste en ambos parámetros geomecánicos, como la permeabilidad dependiente de la presión (PDP), Volumen Poral dependiente de la presión (PDPV) (arriba) y SIGMA *versus* apertura de fractura (abajo).
- Producción primaria: estas propiedades geomecánicas y de flujo "mejoradas" se revierten gradualmente siguiendo una trayectoria descendente a través del conjunto mecánico de curvas con histéresis (Figura 8).
- Inyección cíclica de gas: por un lado, como esperamos la necesidad de modelar interacciones complejas de fluidos cuando se inyecta un fluido potencialmente miscible, el modelo debe ejecutarse en modo composicional. Por otro lado, y lo más importante, las propiedades geomecánicas mencionadas deben modelarse mediante histéresis mecánica, ya que los ciclos posteriores de inyección o producción que "inflarán" o "desinflarán" el Volumen de Reservorio Estimulado (SRV) con el tiempo. Este proceso podría modelarse como completamente irreversible, el peor de los casos es para la inyección de gas, totalmente reversible o con histéresis, utilizando diferentes curvas envolventes que podrían modificarse (Figura 8). Para los escenarios de simulación EOR, se incluyeron sensibilidades, con el fin de evaluar toda la gama de resultados posibles.

Ajuste histórico y modelado de etapa de depletación primaria

Se seleccionó un pozo horizontal multi-etapa aislado (no un pad de múltiples pozos) ubicado en el área de fluidos de la ventana de petróleo negro de Vaca Muerta, como candidato potencial representativo para evaluar un proceso CGEOR. Los 1600 m (5500 pies) de longitud lateral se fracturaron utilizando arena natural y *slickwater* y el pozo fluyo naturalmente durante aproximadamente 1,5 años. El tratamiento fue HDF (fractura de alta densidad) con un bajo espaciamiento entre clusters (XXm), 40 bbl/ft de intensidad de fluido y 2000 lbs/ft de intensidad de agente apuntalante (proppant). La historia de la producción de petróleo, agua y BHP muestra el comportamiento típico de Vaca Muerta con un pico de petróleo inicialmente alto, seguido de una fuerte declinación.

Se intentó un ajuste inicial utilizando el análisis numérico de RTA para tener valores "aproximados" en algunos de los parámetros críticos, como en el dimensionamiento del tratamiento de fractura, como Xi, Xf, eficiencia de clúster, permeabilidad de matriz y de fractura, comportamiento geomecánico, etc. para construir rangos razonables de input para el modelo numérico y realizar un ajuste histórico asistido o *Assisted History Match* (AHA).

Los principales parámetros que se desprendieron del análisis del AHA fueron los siguientes (Figura 9):

El ajuste numérico multifásico de RTA fue algo sencillo y los resultados fueron razonables para esa zona de Vaca Muerta (Xf en el orden de 100 m, región Xi mejorada de unos pocos metros aprox. 10 m, permeabilidades de matriz y SRV en el rango de 200 y 1000 nD, respectivamente, porosidades en el rango del 10%, baja Sw inicial de aprox. 20% y curvas de permeabilidad relative típicas de matriz "tipo cárcel" sugeridas para estas formaciones *shale* o *tight* (Esmail, 2020).

Dichos valores se introdujeron en nuestro modelo numérico y la producción histórica se dividió por 88, debido al uso de 1/4 de etapa (el factor de conversión

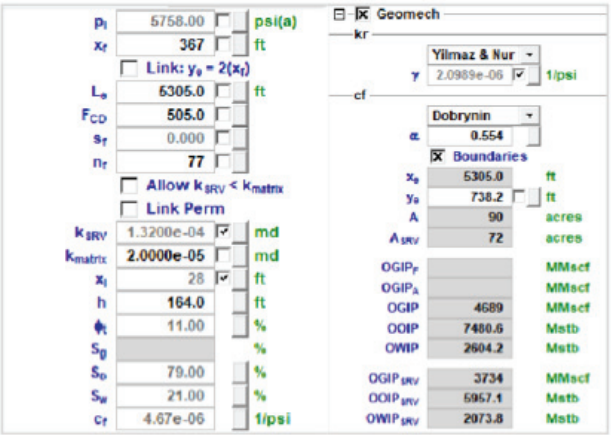


Figura 9. **Parámetros de ajuste del caso base RTA (utilizados como semilla en el primer enfoque del modelo numérico).**

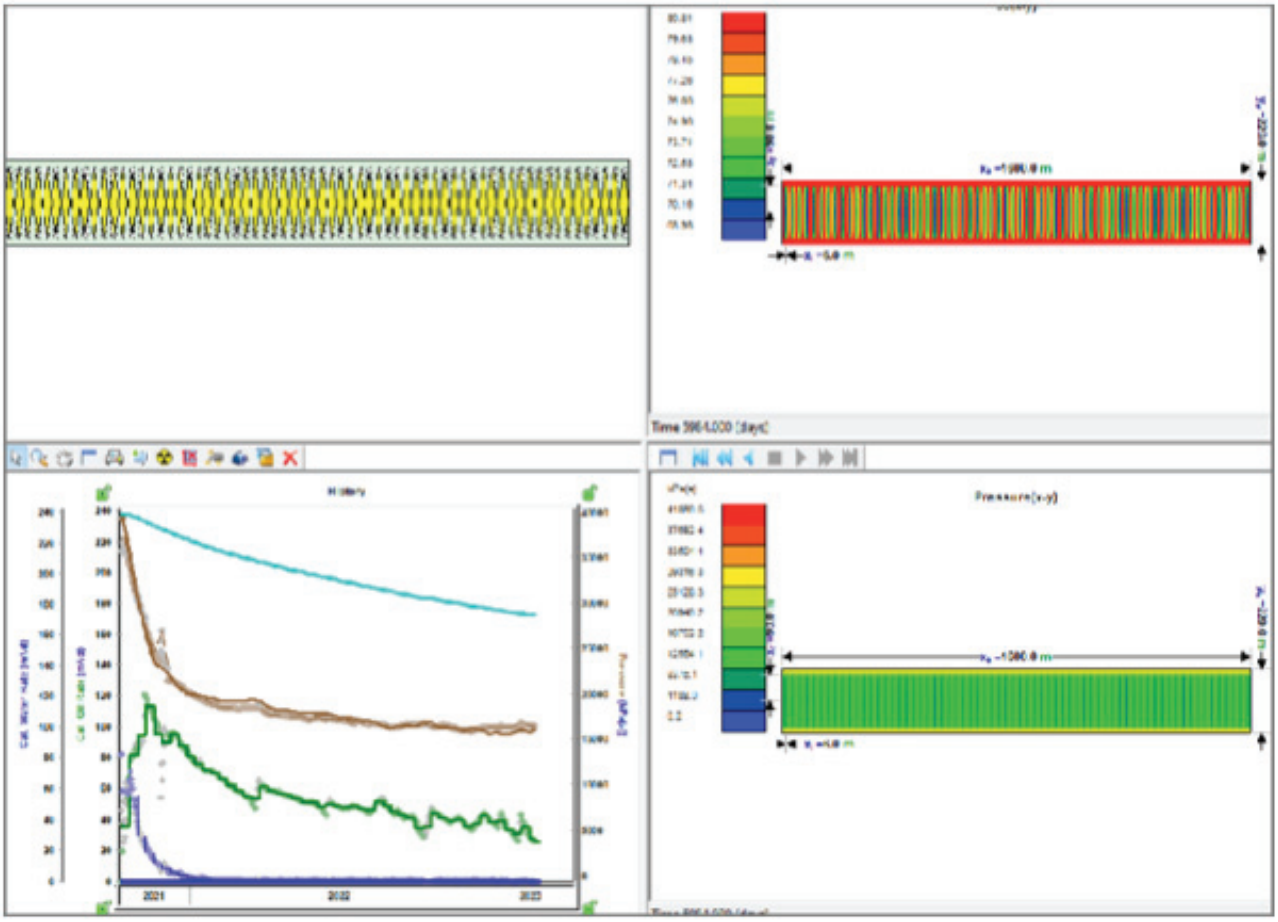


Figura 10. **Resultados del ajuste de historia RTA multifase numérico.**

para pasar de la etapa completa a la etapa de 1/4 en el modelo es 88, calculado como Nro Etapas x 4 = 42 etapas x 4 = 88).

Al utilizar estos parámetros resultantes de RTA derivados como entradas para el modelo de simulador numérico composicional 3D, el ajuste histórico resultante (llamémosle "primera pasada") no fue, por supuesto, exactamente igual que el ajuste de RTA. Este comportamiento es esperado, ya que el modelo RTA y el numérico 3D, tratan de manera diferente varios fenómenos físicos, como presiones capilares e histéresis de saturación, doble porosidad, doble permeabilidad, grillado y no considera el agua inyectada durante el proceso de fracturación hidráulica. Esta corrida de primera pasada o *First Pass*, logra igualmente una buena aproximación respecto de los fluidos producidos acumulados, pero tuvo varios problemas en el ajuste de agua, caudales máximos de petróleo y las BHP fueron sustancialmente más altas que las históricas (provenientes de las WHP y convertidas con ecuaciones de flujo vertical multifásico). En la figura 11

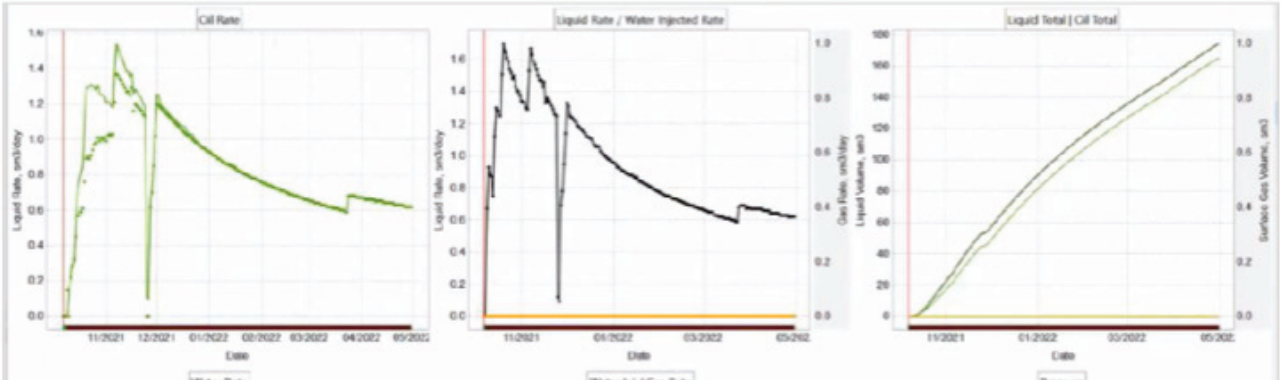


Figura 11. **Production History and Bottomhole pressures for the ¼ stage symmetry element of the selected Vaca Muerta well.**

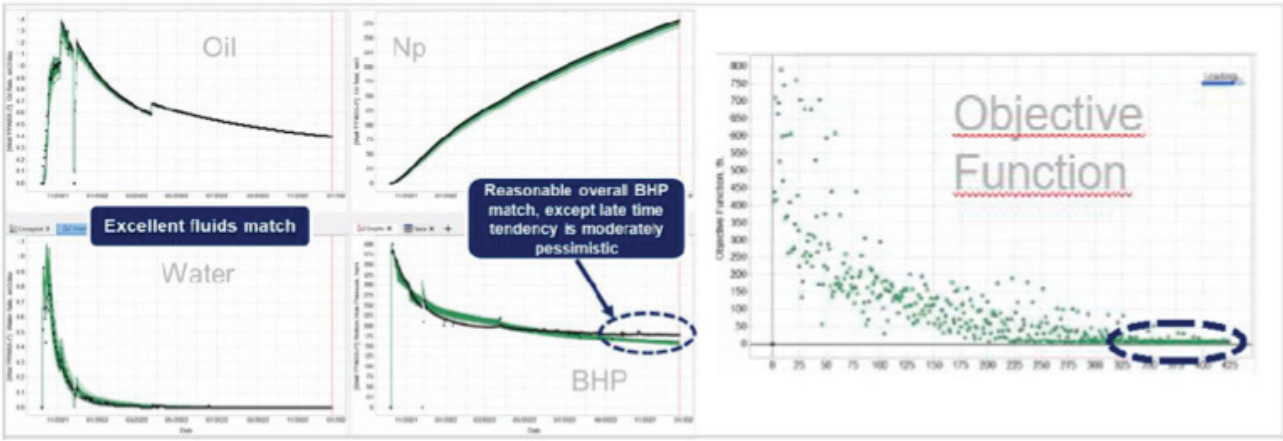


Figura 12. **Resultados del ajuste del 1er ciclo (izquierda: 30 mejores ejecuciones de la función objetivo) - Derecha: gráfico de convergencia de la función objetivo *vs.* número de ejecuciones**

se muestra los ajustes del modelo numérico *First Pass*.

Para que la historia coincida con nuestro modelo numérico, se mantuvieron casi inalterados los principales parámetros utilizados en el análisis de RTA que se asociaron con las características del reservorio, como el espesor, la porosidad, la compresibilidad total inicial, la saturación de agua, la permeabilidad de la matriz y las relativas. Luego, se seleccionaron los parámetros más inciertos y de alto impacto, como la permeabilidad de la grilla de fractura, la longitud media de la fractura, el comportamiento geomecánico y el SIGMA para utilizarlos como parámetros de ajuste.

El algoritmo seleccionado para el muestreo fue *Particle Swarm Optimization* y la Función Objetivo adoptada fue aquella que consideró los caudales de petróleo, agua y las BHP, con pesos iguales durante todo el historial de producción. En la Figura 12 se muestra una selección de 30 de 500 corridas que minimizan la Función Objetivo (OF) (es decir, el mejor ajuste histórico).

El segundo loop (HM#2), tenía como objetivo obtener una mejor coincidencia de BHP en la etapa tardía de los datos, supuestamente más influenciada por los

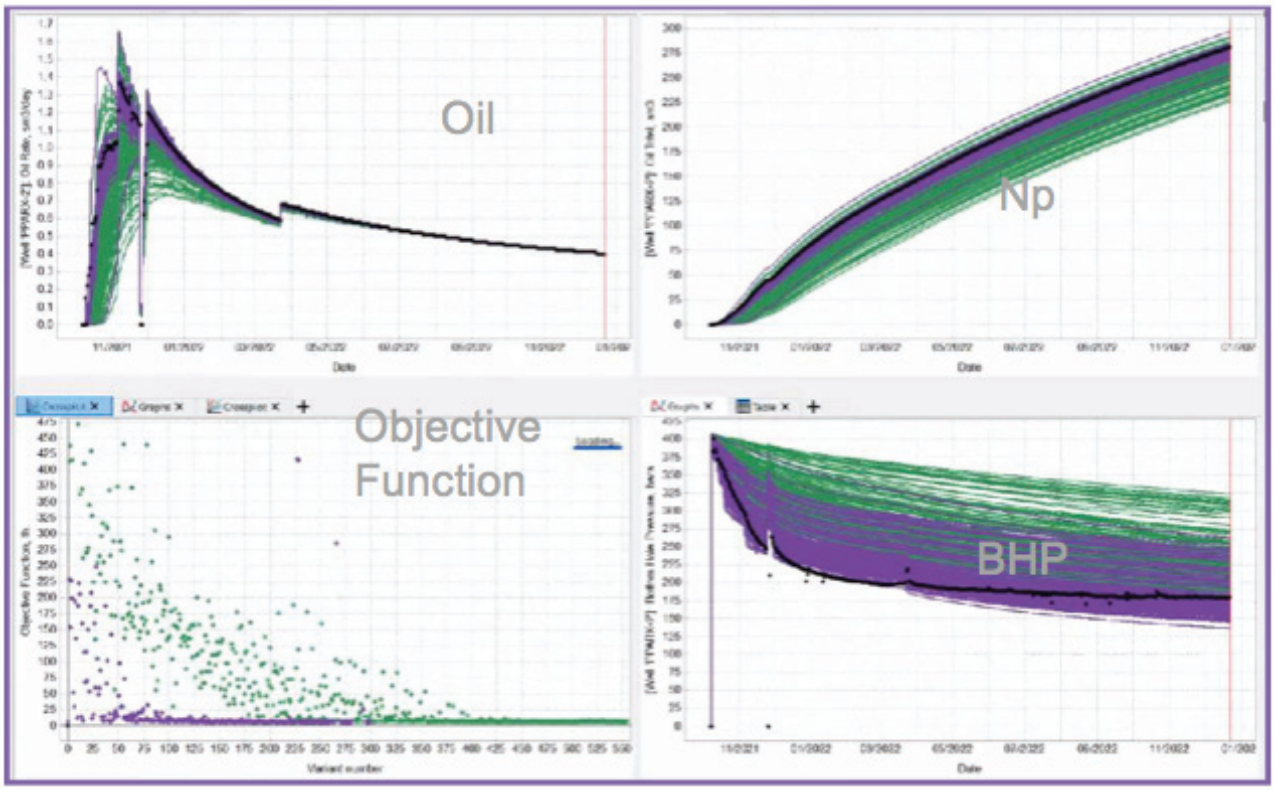


Figura 13. **Resultados del ajuste del 2do ciclo (violeta) con HM#1 en verde.**

parámetros matriciales (volumétricos). Por lo tanto, se inicializó la corrida utilizando como semilla los mejores parámetros de corrida del 1er *loop* (HM#1) y se incluyeron dos nuevos parámetros (Permeabilidad de Matriz y Porosidad de Matriz), variando entre 100 a 800 nD y 6 a 11%, respectivamente. En la figura 13 se muestra los resultados de HM#2 en morado, mientras que se mantienen los de HM#1 en verde para fines de comparación. Los fluidos se ajustan de manera similar a HM#1 (por lo que reemplazamos el gráfico de agua inferior izquierdo de la figura por el de la función objetivo para observar mejor la evolución del ajuste).

El tercer loop (HM#3) de 400 corridas, se construyó utilizando una combinación de los parámetros de mejor ajuste de HM#2 como semilla, incluyendo nuevos parámetros de terminación inciertos, como la eficiencia de los punzados o *clusters* (ya que no necesariamente todos los clusters son efectivamente estimulados creando un enjambre de fracturas) y la ubicación (posición en el elemento de 1/4 de etapa, ver figura 5), Xi (Región de fractura mejorada que representa qué tan lejos del *cluster* hay una matriz estimulada) y SIGMA. El algoritmo de ajuste se cambió de PSO a Evolución Diferencial para favorecer la combinación de parámetros. En la figura 14 se muestra el circuito completo (en gris) y el grupo de las mejores 40 corridas resaltadas en marrón.

El conjunto final ajustado es una combinación de los tres loops, utilizando diferentes parámetros de entrada con rangos altos y bajos, produciendo una serie de corridas equi-probables y ajustadas de manera similar. Este conjunto se utilizará para producir pronósticos de producción primaria para obtener un rango EUR contra el cual comparar las recuperaciones bajo el esquema de EOR de gas cíclico (CGEOR).

Al explorar las distribuciones de parámetros de mejores ajustes de entrada de la figura 15 (construidas con los valores sucesivos que tomó cada parámetro de ajuste para cada una de las 500 corridas del loop HM#3) vemos que, a pesar de que hay variaciones, estas tienden a ser algo estrechas (por ejemplo: el rango Xf va de 98 a 110 m). La eficiencia de clusters (cuántos clusters toman fluido y arena) converge claramente a solo dos clusters. Además, las distribuciones probabilísticas de entrada no muestran formas muy sesgadas a uno de los límites (izquierda ni derecha), lo que significa que los rangos de entrada iniciales eran lo suficientemente amplios como para encontrar una buena solución dentro de esos límites. Por el contrario, las distribuciones muy sesgadas pueden ser un síntoma de la elección de límites superiores o inferiores demasiado estrechos. En esos casos, el algoritmo encuentra una mejor tendencia de coincidencia hacia uno de los límites, mejorando la Función Objetivo, e intenta "empujarla" más allá, concentrando el número de corridas solo en ese extremo.

Debido a que los datos históricos de BHP para el pozo nunca bajan de la presión de la burbuja, se debe tener en cuenta una consideración adicional para pronosticar la producción primaria. Es decir, al no haber saturación

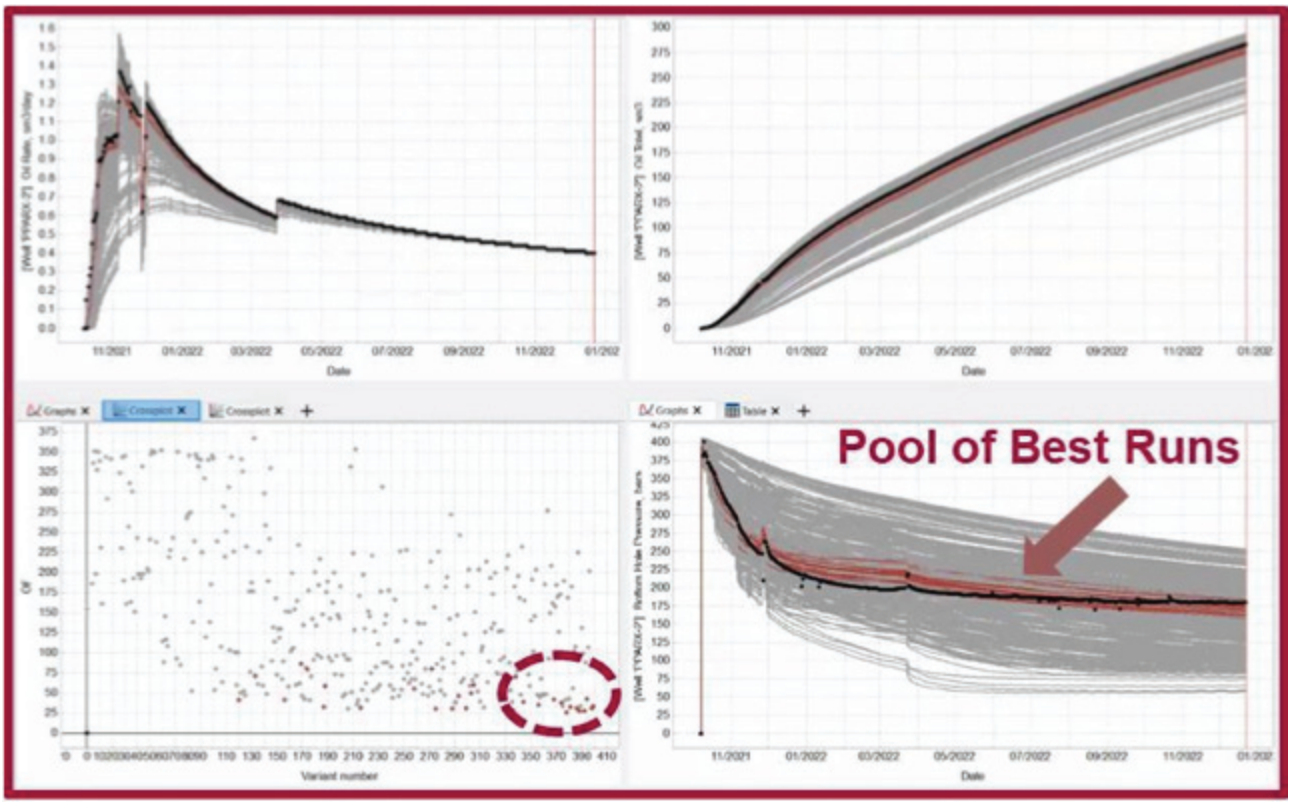


Figura 14. **Resultados del ajuste del 3er ciclo (marrón) con no seleccionados en gris.**

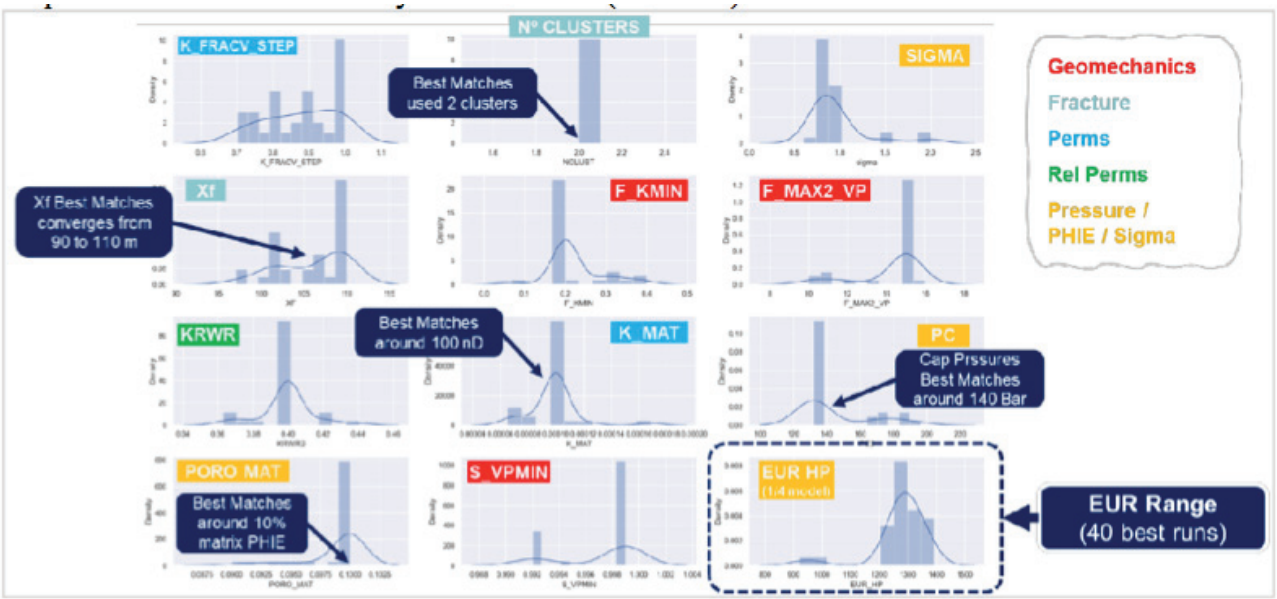


Figura 15. **Resultados de ajuste de historia RTA multifase numérico del tercer ciclo (marrón) con los no seleccionados en gris.**

de gas libre durante nuestro período histórico de producción, no se puede evaluar el impacto de las permeabilidades relativas gas-petróleo ni de las presiones capilares (g-p). Sin embargo, para pronosticar el EUR primario, la BHP suele estar por debajo de la presión de la burbuja.

Por lo tanto, para tener en cuenta el impacto en la BHP, se toma un perfil de depletación inicial agresivo seguido de una BHP constante de 50 bar (700 psi) tratando de imitar la instalación de un sistema de levantamiento artificial a partir aproximadamente de mediados de 2027.

Del mismo modo, las relativas Gas Petróleo, que no afectan al proceso de ajuste histórico inicial, sí tiene un impacto en la estimación del EUR primario del caso base y seguramente afectará a la evaluación del proceso CGEOR. Para tener en cuenta esto, agregamos un conjunto de combinaciones de Rel Perms de Gas Petróleo para cubrir rangos razonables de los parámetros más impactantes, como Nog (Corey Oil-Gas Exponent), Ng (Corey Gas Exponent) y Sorg (Residual Oil by Gas Displacement). En la figura 16 se detallan los parámetros de las 8 combinaciones diferentes y el pronóstico del pozo (a 15 años) con el rango de EUR primario. Es importante tener en cuenta que las corridas 24_04 (alta/baja movilidad gas/petróleo y mayor petróleo irreducible, 40%) y 42_03 (baja/alta movilidad gas/petróleo y menor petróleo irreducible, 30%) deberían representar los extremos, es decir, los casos de recuperación mínima y máxima, respectivamente.

El rango de EUR@15yrs del pozo va de 95 a 130 k.m3 (600 a 800 th.bbls). A efectos comparativos únicamente, el RTA pronosticaba EUR en condiciones equivalentes de caudales y rel perms, fue equivalente a los valores más altos del rango antes mencionado (lo que significa que para este ejemplo, el RTA sería un método optimista respecto del numeric composicional).

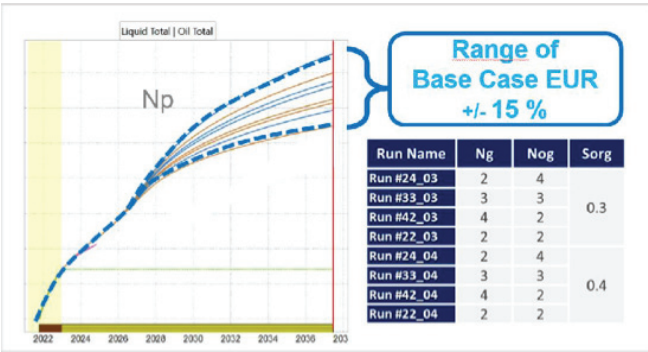


Figura 16. **Pronósticos de agotamiento primario para un escenario de BHP y 8 combinaciones diferentes de permeabilidad relativa al gas.**

Análisis de factibilidad de un proceso de gas Huff & Puff

En esta sección se analiza el potencial de la Inyección Cíclica de Gas EOR (CGEOR) en Vaca Muerta como un medio para mejorar las recuperaciones finales actuales de los pozos de petróleo de *shale*. Esta metodología ha demostrado ser exitosa en algunos proyectos de cuencas de *shale* estadounidenses durante la última década, por lo que este trabajo tiene como objetivo analizar si las características de roca, fluidos y terminaciones encontradas en Vaca Muerta la convierten en una buena candidata para CGEOR. Para hacer esto, hemos utilizando un modelo numérico ajustado con la historia antes mencionada y probando diferentes hipótesis de trabajo en un solo pozo de petróleo de *shale* horizontal de múltiples fracturas.

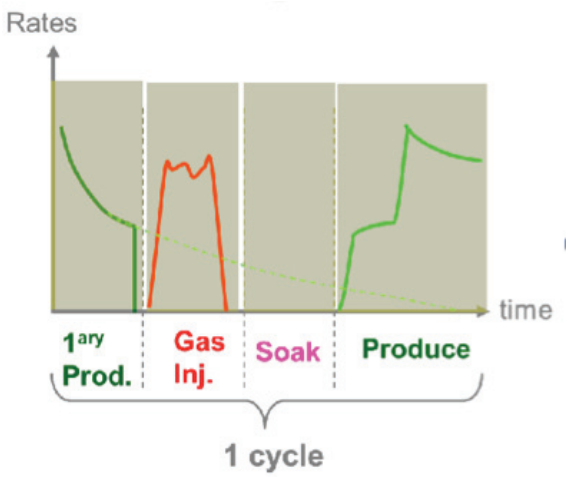


Figura 17. **Etapas esquemáticas (programación) de un proceso de EOR de gas cíclico.**

Una alta proporción de superficie expuesta de la matriz (alta complejidad de fractura) aumentará la capacidad de mezcla del gas inyectado con el petróleo del yacimiento, hinchando la «mezcla más ligera» resultante y extrayendo componentes. Este podría ser el principal mecanismo de incremento de CGEOR (Hoffmann, T., 2019) seguido de otros fenómenos importantes como el drenaje asistido por gravedad (GAD) del SRV, reducción de la tensión interfacial logrando miscibilidad reduciendo la viscosidad y la re presurización del medio. Algunos mecanismos contribuirán más o menos dependiendo del tipo de fluidos del yacimiento, la composición del gas, las características de la roca, la terminación del pozo, las consideraciones operativas (velocidades de inyección, volúmenes, tiempo y presiones).

Por lo tanto, se vuelve de gran importancia comprender mejor esas interacciones en el entorno de roca y fluidos de Vaca Muerta, así como llegar a un diseño operacionalmente óptimo para proponer una prueba piloto eficiente para confirmar/descartar lo que funciona y lo que no para eventualmente perseguir un desarrollo a escala (full field) con EOR en pozos múltiples (pads).

Modeling of the CGEOR Process

Para comprender mejor la contribución de los principales fenómenos y parámetros operacionales al proceso EOR, seleccionamos una corrida representativa (con parámetros de entrada promedio) y explorar la sensibilidad del tratamiento a:

Parámetros operacionales (*Schedule*): Tiempo/volumen de llenado, tiempos de ciclo de Huff & Puff, caudales de inyección de gas, presiones de inyección y/o producción, tiempo de cierre (*soaking*) y número de ciclos. En la figura 17 se muestra una vista esquemática de un ciclo del proceso CGEOR. Después de un cierto período de producción, se realiza una inyección (Huff) que es la primera necesaria para el período de "llenado", seguida de un cierre opcional (denominado *soaking*) y terminado por un período de producción (Puff).

Para evaluar el impacto de los parámetros operacionales, se utilizó un algoritmo de búsqueda en grilla (con una ejecución representativa del conjunto HM primario) para explorar el impacto individual en cada uno de ellos. En la figura 18 se muestra las recuperaciones incrementales de CGEOR para múltiples combinaciones de tiempos de ciclo, presiones y caudales de inyección de gas bajo un cronograma de presiones similar (schedule). El rango de EUR incremental es amplio, lo que muestra un alto impacto de los parámetros de diseño operativo.

En la figura 19 se observa el impacto individual de cada parámetro principal con respecto al EUR@15yrs. Una conclusión casi obvia, que también se describe en la literatura técnica disponible (Thomas, 2019) es que el parámetro de mayor impacto es la tasa de inyección de gas. Esto se debe a que cuanto mayor es la tasa, mayor es el volumen de gas y la presión obtenida durante un tiempo determinado, lo que facilita la miscibilidad y potencia los mecanismos de mezcla/hinchamiento. Sin embargo, lograr altas tasas (y presiones) es algo que conlleva un costo (compresión) y también presenta muchos desafíos técnicos y operativos que limitan la mejora que se puede lograr.

Adicionalmente, la presión de inyección (BHP Puff) parece ser indistinta para el rango seleccionado. El pe-

Parameter	Low Range	High Range	Unit	Algorithm
Fillup Time	80	300	days	Grid Search
Huff Time	20	120	days	
Puff Time	20	120	days	
BHP_{puff}	150	300	bar	Latin Hypercube
Iny. Gas Rate	25	110	km3/d	

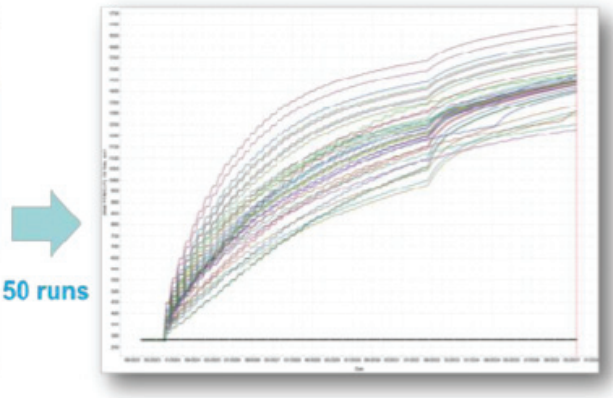


Figura 18. **Ejecuciones de sensibilidad para analizar el impacto de los parámetros operativos en CGEOR.**

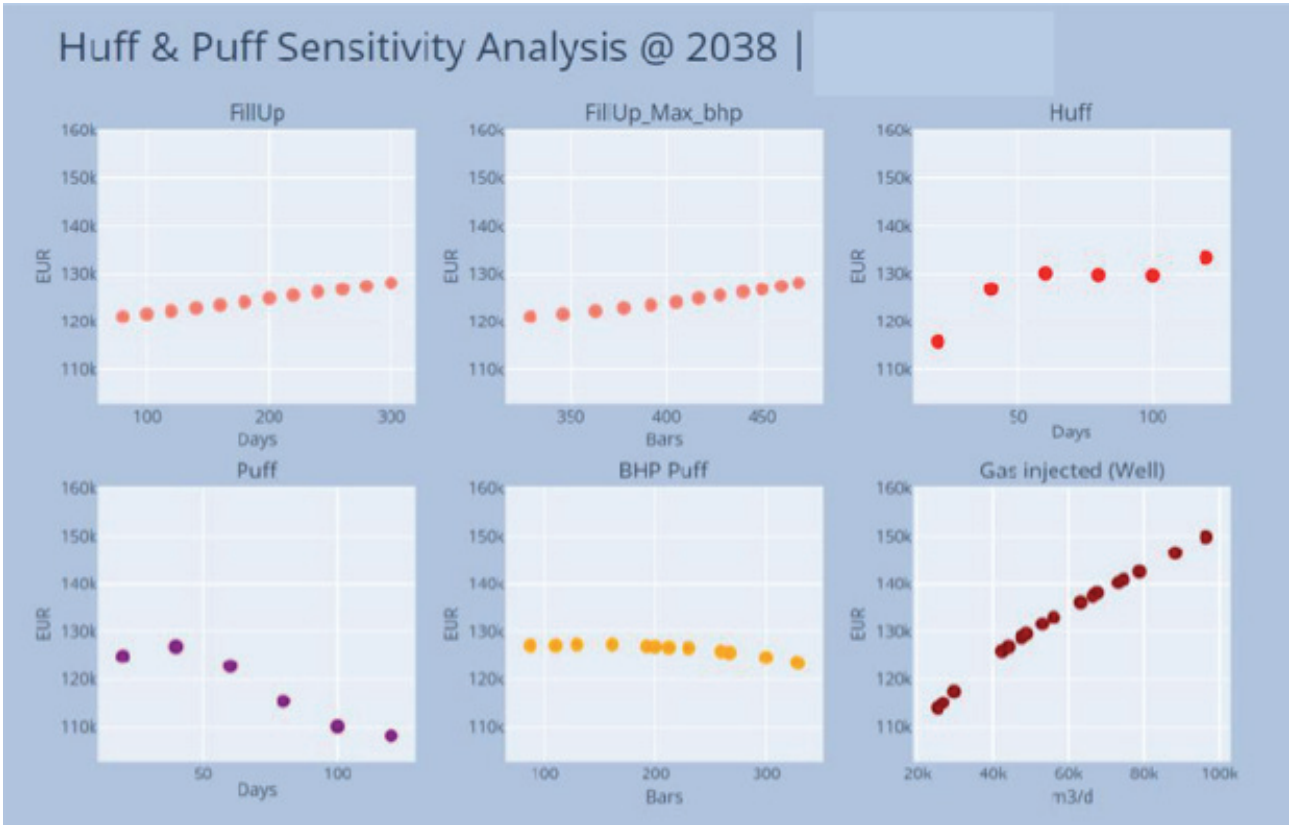


Figura 19. **Sensibilidad de CGEOR a Parámetros Operativos (Programación) y su impacto en EUR.**

ríodo Huff tiene una especie de meseta de 40 a 100 días, mientras que el período Puff parece tener un valor "óptimo" en períodos más cortos, aproximadamente de 30 a 40 días. El tiempo de cierre (*soaking*) se dejó fuera del análisis, ya que en general es perjudicial para las recuperaciones. Se consideró un experimento separado con diferentes tiempos de remojo (sin remojo, 15d y 30 d, ver figura 20) apoyando la conclusión de que no conviene realizar un cierre intermedio entre el Huff y el Puff. Esto podría explicarse por el rápido equilibrio termodinámico que se produce en la vasta y compleja red de fracturas que proporciona un área de mezcla suficiente. Los experimentos de laboratorio también lo demostraron, ya que después de 24 h de remojo, no se observaron cambios significativos en la composición (Figura 4). Sin embargo, hay que tener cuidado de extrapolar tal conclusión, ya que el laboratorio favorece esto, con mayores proporciones de área superficial (roca triturada).

Nota sobre la duración de los ciclos: en este trabajo, para simplificar, hemos considerado que todos los ciclos son iguales y que los límites de BHP durante la inyección varían con el tiempo. A medida que el proceso evoluciona, se espera que el fluido del yacimiento cambie su composición (al menos en la vecindad del volumen estimulado), por lo tanto, es posible que sea necesario adaptar los períodos de Huff y Puff a lo largo del tiempo (diferentes duraciones de ciclo). Si la composición del fluido del yacimiento se vuelve "más pesada" después de cada ciclo, entonces, es razonable esperar que los ci-

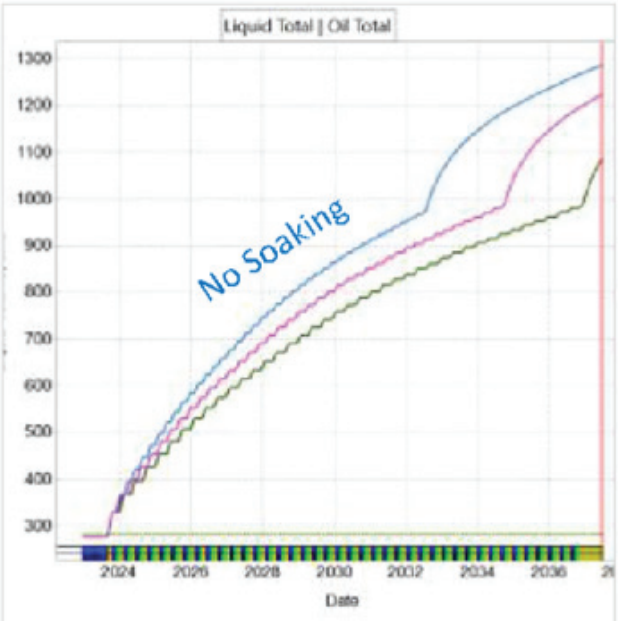


Figura 20. **Impacto del Tiempo de Remojo en la Producción Acumulada de Petróleo para el proceso CGEOR**

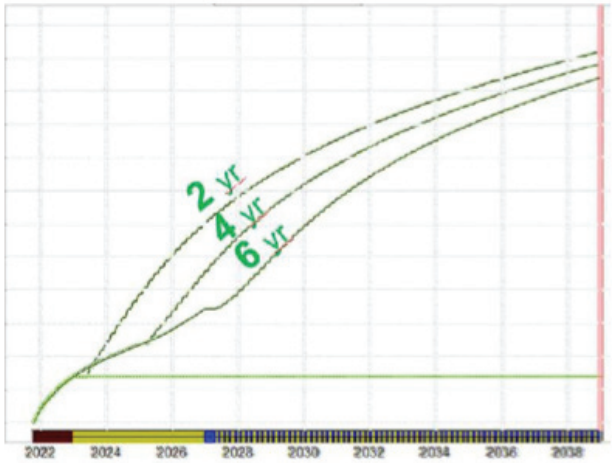


Figura 21. **Impacto de retrasar el proceso CGEOR.**

clos deban ser progresivamente más grandes (tendremos menos componentes intermedios en el volumen accesible, por lo que debemos inyectar más gas a una presión más alta para extraer una cantidad similar de petróleo). Esta es una simplificación "operativa" que incluimos en el modelo, pero se está abordando y podría incluirse en trabajos futuros como una sensibilidad.

Tiempo de depletación hasta iniciar el EOR: retrasar el inicio del proceso del CGEOR tendrá un impacto en muchos frentes. Por un lado, si el agotamiento primario es alto, se necesitará un gran volumen/tiempo de gas para llenar y generar presión. Por otro lado, la permeabilidad (conectividad de la red de fractura) del SRV puede verse severamente disminuida y, si el proceso tiende a ser irreversible, cuanto más baja sea la permeabilidad alcanzada durante la depletación, más difícil será reabrir esas redes de fractura y acceder a un área adicional en contacto con el petróleo para fomentar la mezcla. En la figura 21 se muestra el EUR incremental del CGEOR para tres casos, lo que implica que el impacto tiene un efecto mayor en el retraso de los ingresos que en el EUR final (+/- 10%**).**

Composición del gas de inyección: el enriquecimiento del gas de inyección puede tener un impacto importante, ya que puede influir en el proceso de extracción/hinchamiento. Algunos autores han informado mejores recuperaciones incrementales utilizando gas enriquecido y algunos incluso han propuesto la inyección líquida (propano-butano) como un método mejorado sobre el gas (Bustin, 2022). Para probar el impacto del enriquecimiento, se corrieron dos escenarios posibles:

Gas de planta (por ejemplo, en una planta Dew Point) aproximadamente 88% molar de metano y 10% de C2-C3.

Gas de campo: el gas de la separación primaria de petróleo en el campo (aprox. 65% metano y 25% C2-C3).

En la figura 22 se muestra la comparación de composición a la izquierda y la diferencia de EUR@15yrs a la derecha. Obsérvese que la contribución del enriquecimiento al incremento de la producción es tan alta como el 40%. A pesar de que estamos inyectando parte de lo que se está produciendo, en términos de masa, los componentes netos "más ligeros" que se inyectan y producen son casi iguales, pero inducen una mejora drástica en la extracción de fracciones más pesadas que proporcionan el aumento neto del 40% en la corriente de petróleo.

Histéresis mecánica: como el CGEOR es un proceso cíclico, la respuesta geomecánica progresiva (inflado y desinflado) del SRV a este estímulo tendrá un impacto en la cantidad de área disponible para la "mezcla" después de cada ciclo (en la figura 8 se muestran esquemáticamente las tres alternativas de modelado para tener en cuenta estos efectos). El mejor y el peor de los escenarios para la histéresis mecánica, serán REVERSIBLE e IRREVERSIBLE, respectivamente. En la figura 23 se muestra el impacto de estos dos casos.

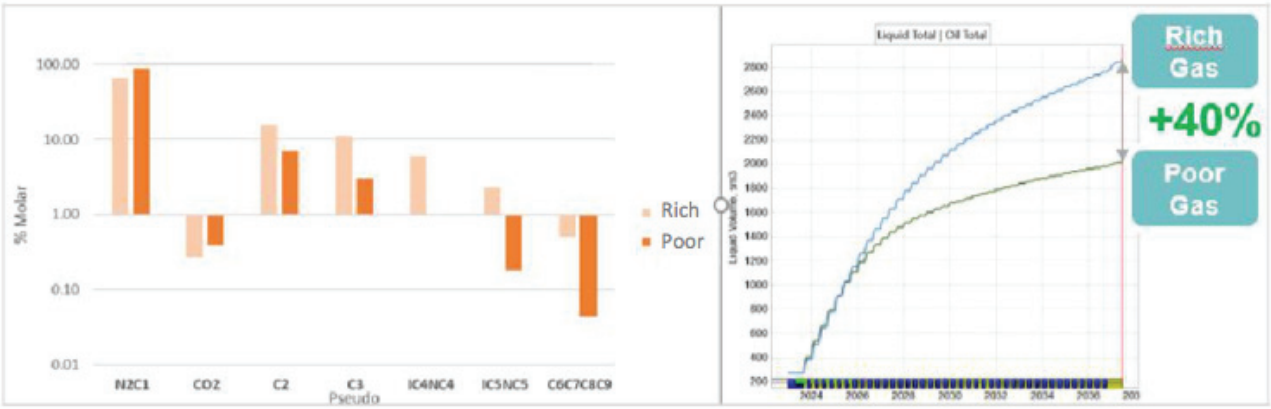


Figura 22. **Impacto de enriquecimiento de gas en el proceso CGEOR.**

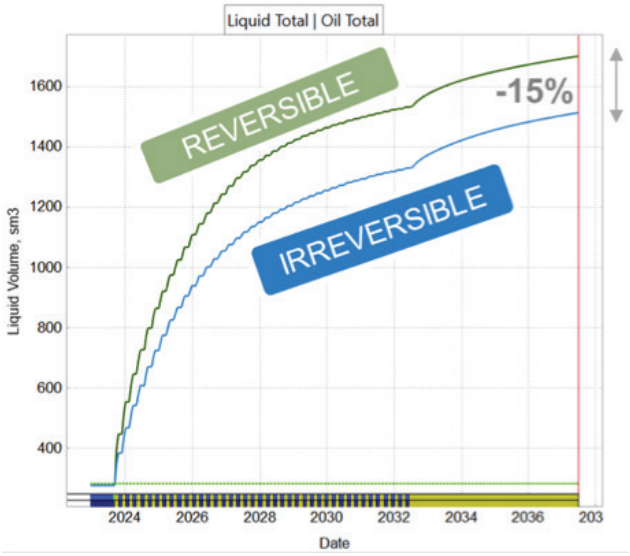


Figura 23. **Impacto de la histéresis mecánica en el proceso CGEOR.**

Optimización de parametros de operación

De todos los parámetros que afectan al proceso EOR, hay algunos que pueden ser controlados por el operador, denominados en este trabajo como parámetros Operativos o "Schedule", mientras que el resto están dados por la configuración del yacimiento, los fluidos y las características de terminación, la estrategia de producción primaria y el inicio del proceso CGEOR. A pesar de que los dos últimos son efectivamente operativos, están más relacionados con prácticas previas ya dictadas por el operador.

Para evaluar un conjunto óptimo de parámetros operacionales (cronograma), se creó una función de Valor Actual Neto que da cuenta de los ingresos por ventas de petróleo y la "compra" de gas de inyección (o falta de sus ventas), que llamamos Función Objetivo (FO). La idea detrás de la optimización es encontrar un cronograma (schedule) de parámetros operativos que maximice el valor. Para ello, proporcionamos un conjunto de rangos para los principales parámetros operacionales y ejecutamos un algoritmo de optimización (Evolución Diferencial) para maximizar la FO.

En la figura 24 se muestra un esquema conceptual sobre cómo podría verse esta curva de eficiencia o "envolvente" (izquierda), la real (derecha) y las corridas acumuladas de aceite CGEOR de todo el conjunto (abajo).

El caso "óptimo" resultante, dría la pauta sobre cómo operar el tratamiento EOR para maximizar el valor. Sin embargo, esto podría ser demasiado específico para un determinado caso de reservorio y terminación de pozo, por lo tanto, ampliamos los posibles casos a un grupo de resultados denominado en la figura 24, como "Mejor grupo de casos". En la figura 25 se muestra los rangos de parámetros del agrupamiento mencionado y el programa óptimo promedio. Los resultados muestran que los casos mejores tienen caudales de inyección de gas más altos (como se esperaba), largos períodos de inyección de 90 días (más gas), sin *soaking* y un corto período de producción de 30 días. El período de llenado de 250 días está fuertemente influenciado, entre otras cosas, por el grado de explotación actual del pozo elegido, por lo que puede variar sustancialmente en diferentes casos.

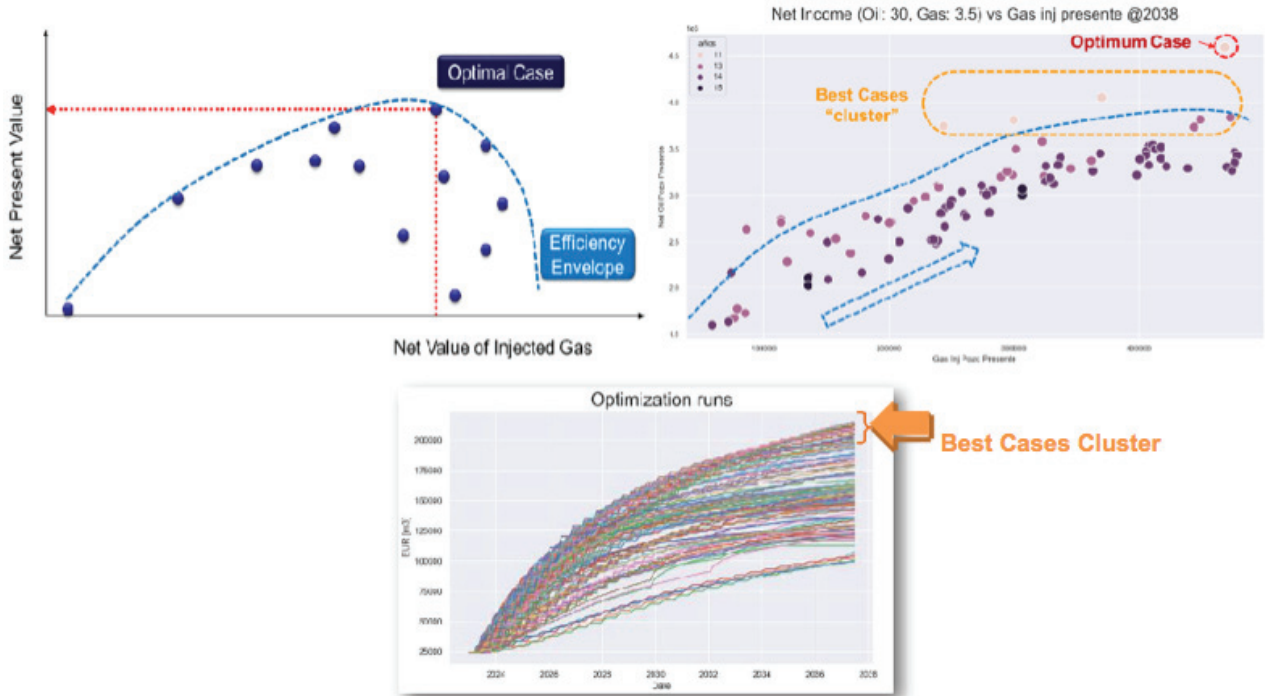


Figura 24. **Optimización de CGEOR del valor presente neto (NPV) con diferentes parámetros operativos (Programación).**

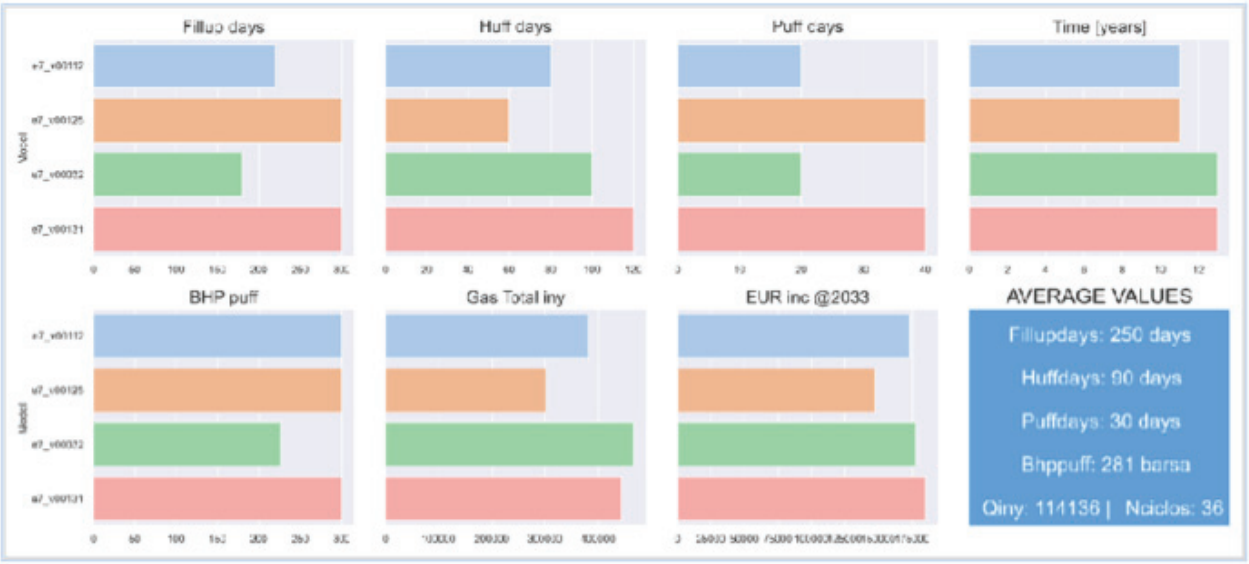


Figura 25. **Rangos de parámetros operativos para los mejores casos del proceso de optimización (grupo).**

Estimación de EUR Incremental por CGEOR

Una vez definido el schedule óptimo, se usó para capturar el impacto de las principales incertidumbres, como las permeabilidades relativas del gas, la histéresis mecánica, el enriquecimiento del gas y el tiempo de inicio del EOR, para tener un rango de incrementales de EOR mínimos, medios y máximos en comparación con sus casos homónimos de depletación primaria. Probablemente estas corridas sean extremas, optimistas y pesimistas, ya que estamos combinando los peores y mejores casos de entrada, por lo tanto, el rango P90-P10 (que debería ser una combinación de esos) debería estar contenido en estos rangos.

En la tabla I se muestran estas corridas comparadas con sus casos correlativos de agotamiento primario y sus múltiplos de EOR (relación entre EOR incremental y primario). Todas las corridas de EOR se construyeron con el schedule óptimo. En la Figura 26 se muestra el petróleo incremental acumulado por CGEOR para los casos Min, Avg y Máx. Hay que considerar que el incremento relativo para los casos Avg y Máx es similar, esto se debe a que algunos parámetros, como las relativas petróleo gas, afectan tanto al CGEOR como al proceso primario y otros parámetros, como la fecha de inicio del CGEOR, "desplazan" las curvas acumuladas hacia la derecha, perdiendo EUR a una determinada fecha de comparación única.

Otro parámetro interesante a monitorear es el rendimiento (o Yield) de CGEOR, que es la relación entre el gas inyectado y el petróleo incremental. Para la condición operativa promedio, es de 30 mcf/bbl, similar al rendimiento promedio de los proyectos/pilotos en curso en Eagleford, EE.UU., que es de 26 mcf/bbl (Informe CGEOR IOR de *shale*, 2019). A pesar de que este ejercicio de modelado cumple con nuestro objetivo inicial de proporcionar una base cuantitativa para guiar una evaluación de CGEOR en la ventana de petróleo negro de Vaca Muerta, debemos considerar las limitaciones inherentes de ser un modelo altamente simplificado. Esto significa que, para validar la metodología y el modelo, los datos

Case	Type of Uncertainty (All Runs w/Optimal Schedule & 115 km3/d Gas inj. Rate)				EUR @2038 (K.m3)		EOR Multiple 1.x	Yield (Mcf/bbl)
	Gas Rel Perms	Mech. Hysteresis	Gas Enrichment	Time of EOR start	Primary	CG EOR		
Min.	Unfavorable	Irrevers.	Dry	6 yrs	95	105	1.1	> 100
Avg	Mid	Boberg	Rich	4 yrs	115	175	1.5	30
Max.	Favorable	Revers.		2 yrs	130	195	1.5	32

Tabla I. **Rango de incremento de petróleo para CGEOR para las ejecuciones MAX, AVG y MIN (basado en el Programa Óptimo).**

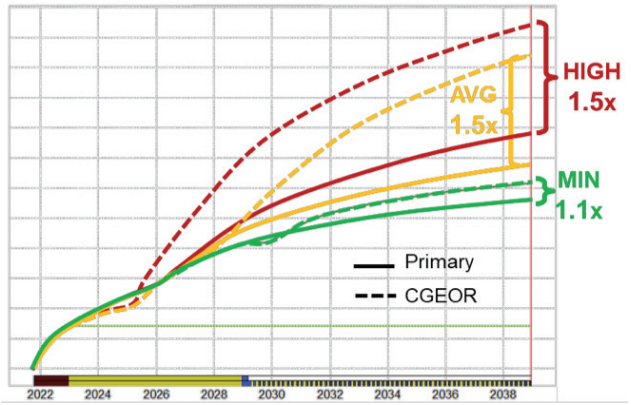


Figura 26. **Petróleo incremental con respecto al agotamiento primario para los casos MIN, AVG y MAX.**

deben recopilarse preferiblemente en un piloto de campo para calibrar las incertidumbres más relevantes, como la geomecánica y el comportamiento del gas libre, y trabajar en un modelado a escala de pozo completo (modelo integrado desde la fracturación hidráulica, el agotamiento primario hasta el EOR, todo en un solo modelo).

El monitoreo de datos recurrentes como presiones, tasas y composiciones es indispensable para comprender mejor el impacto de los diferentes fenómenos y calibrar los modelos. Además, también debemos considerar que en un desarrollo de campo (*full field*), probablemente la multiplicidad de pozos (pads), sumado a las interacciones no homogéneas de fracturas inter-pozo, creará un escenario mucho más desafiante tanto para optimizar la alocación de gas como para los tiempos de huff n puff (que muy probablemente variarán entre casos) y traer una nueva problemática no estudiada en este trabajo que es, la contención del gas (Karacaer, 2023) como otro tema para monitorear en proyectos de recuperación mejorada.

Conclusiones

Pruebas de laboratorio simples en roca triturada utilizando coronas de Vaca Muerta y petróleo negro, mostraron una respuesta positiva y rápida, aumentando la recuperación de petróleo mediante inyección miscible de gas pobre de tipo "Huff n Puff".

Se construyó un modelo 3D composicional híbrido numérico de doble porosidad y doble permeabilidad y se ajustó históricamente para estimar cuantitativamente el rango de petróleo incremental potencial para un pozo multifracturado horizontal único de petróleo negro típico de Vaca Muerta bajo un proceso EOR de gas cíclico (CGEOR).

Los fenómenos más importantes que gobiernan el desempeño de este tipo de proceso EOR se analizaron como sensibilidades, agrupadas en dos familias principales, (i) relacionadas con el subsuelo (como permeabilidades relativas gas-oil, parámetros de terminación, geomecánica, histéresis y comportamiento de fluidos) y (ii) operativas (tiempo de inicio del proceso EOR, llenado, períodos de inyección y producción, presiones y caudales de inyección).

El proceso de ajuste histórico permitió calibrar el primer conjunto de incertidumbres (subsuelo), para luego utilizar el modelo calibrado para optimizar los parámetros operacionales (schedule).

Una optimización de los principales parámetros operacionales (schedule), sugiere que dado un caudal máximo de gas (de planta) disponible de aprox. 110 km^3/d, la composición de los fluidos y el estado de depletación actual, se requiere un período de llenado de 250 días, períodos de huff y puff de 90 y 30 días, respectivamente,

sin *soaking* y con BHP de alrededor de 280 Kg/cm^2.

El retraso del proceso de EOR (equivalente a una mayor depletación del SRV) desempeña un papel importante, no solo porque afecta la recuperación incremental, sino también por la planificación necesaria para estos proyectos logísticamente complejos, e incluirlos como parte integral de la estrategia de desarrollo.

Para estimar los escenarios de incremental máximo, promedio y mínimo, se combinaron las incertidumbres del subsuelo (optimitas y pesimistas) para evaluar un rango de resultados posibles, lo que resulta en un incremental por EOR a 15 años de pronóstico, entre el 10% y el 50% (expresado también como 1.1 a 1.5 x) en comparación con cada caso base homónimo (agotamiento primario).

La relación de gas inyectado *versus* petróleo incremental (o "Yield") para el Caso Promedio, fue de 30 Mcf/bbl. Estos resultados, están en línea con los observados por los operadores estadounidenses e informados en la literatura técnica disponible para cuencas estadounidenses como Eagleford y Permian con múltiplos que van de 1.1 a 2.0x y rendimientos de 20 a 40 con un promedio de Yield de 26 Mcf/bbl.

La implementación de este tipo de EOR no convencional como parte del desarrollo en campo (*full field*) tendrá que lidiar con problemas asociados a la conectividad inter-pozo y a la contención del gas inyectado dentro de la concesión. Sin embargo, si se demuestra que tiene éxito, ayudará no solo a aumentar la producción de petróleo y hacerla más estable en el tiempo, sino también a extender la vida útil de estos pozos y brindar la posibilidad de utilizar el "swing" en la demanda del gas aprovechando períodos de bajo consumo (oscilación verano-invierno) de manera más eficiente.

Referencias

Balasubramanian, P. Chen, S. *et al*. (2018). Recent Advances in Enhanced Oil Recovery Technologies for Unconventional Oil Reservoirs. Presented at the Offshore Technology Conference, April 30-May 3, OTC-28973-MS.

Belobraydic, L., Reynolds, M. *et al*. (2017). Integrating Pilot Well Measurements for Horizontal Well Planning - a Case Study, Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin, Argentina. Presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, May 17-19. SPE-185555-MS.

Bodini, S., Crotti, M., *et al*. (2018). Unconventional EOR: Field Tests Results in Vaca Muerta Shale Play: A Capillary Based Improved Oil Recovery Case Study for Shale/Tight Oil Scenarios. Presented at the SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, August 14-16. SPE-191877-MS.

Bustin, A., Downey, R. (2022). Laboratory Analyses and Compositional Simulation of the Eagle Ford and Wolfcamp Shales: A Novel Shale Oil EOR Process, prepared for SPE Improved Oil Recovery Conference, 25-29 April. SPE-209348-MS.

Esmail, E. *et al*. (2020). Impact of Well Shut-in After Hydraulic-Fracture Treatments on Productivity and Recovery in Shale Oil Reservoirs, prepared for presentation at the SPE Improved Oil Recovery Conference originally scheduled to be held in Tulsa, OK, USA, 18-22 April.

Hoffman, T., Xu, T. (2019). Quantitative Evaluation of Recovery Mechanisms for Huff-n-puff Gas Injection in Unconventional Reservoirs. SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, July 22–24, 2019. URTEC-2019-147-MS.

Jacobs, T. (2019). Shale EOR Delivers, So Why Won't the Sector Go Big? May 3. SPE-0519-0037-JPT.

Karacaer, C., Vajjha, P. *et al*. (2023). Integrated Numerical Modeling of a Huff-N-Puff Pilot in Eagle Ford, presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, June 13-15, in Denver, Co. URTEC-3870693-MS.

Raterman, K. *et al*. (2018). Sampling a Stimulated Rock Volume: An Eagleford Example., Reservoir Evaluation & Engineering Proceedings, Pages 927 to 941, Nov., SPE.

Sorensen, J., Pospisil, G. *et al*. (2020). Report on the First Rich Gas EOR Cyclic Multiwell Huff N Puff Pilot in the Bakken Tight Oil Play. presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 26–29, 2020. SPE-201471-MS.

Thomas, B, *et al*. (2019). Gas-Cycling Enhanced Oil Recovery in Liquids-Rich Production, prepared for presentation at the SPE Liquids-Rich Basins Conference-North America held in Odessa, Texas, USA, 7-8 November.

Vittore, F., Licitra, D. *et al*. (2015). Sweet Spots in Vaca Muerta: Integration of Subsurface and Production Data in Loma Campana Shale Development, Argentina. Presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, July 20-22. URTEC-2153944-MS.

¿Qué sigue en la cuenca del golfo San Jorge después de la inyección de polímeros?: **desarrollo local de surfactante para un piloto en una zona madura de terciaria**

Por *Mayra D. Goldman, Solana Rosales, Claudio A. Croce* (Grupo CAPSA-Capex); *Mario G. Re* (SURCELL S.A.) y *Marcelo A. Crotti* (INLAB SA).

Este trabajo fue seleccionado en 1º lugar como el Mejor Trabajo Técnico-Premio "Lic. Ricardo Saldaño" en el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, *realizado en noviembre de 2023 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.*

Este informe presenta el desarrollo de tecnologías que permitieron extender la vida de los yacimientos en áreas maduras de forma económica.

El yacimiento Diadema se encuentra ubicado en la Cuenca del Golfo San Jorge en la provincia de Chubut, tiene más de cien años de historia de producción, es operado por CAPSA desde 1977 y, actualmente, cuenta con 540 pozos productores y 300 pozos inyectores activos.

En octubre de 2007 se implementó en Diadema el primer proyecto de inyección de polímeros en la Argentina y Latinoamérica, que marcó un hito en la cuenca al probar la comercialidad del uso de la tecnología de polímeros en reservorios someros (Buciak *et al.*, 2013). En la actualidad, los proyectos de polímeros se extendieron dentro del yacimiento y cuentan con tres plantas de inyección de polímeros, más de 60 pozos inyectores y 100 productores asociados. A la fecha se lleva acumulado más de un millón de metros cúbicos de petróleo incremental gracias a la recuperación terciaria.

Como pioneros en inyección de polímeros, el grupo CAPSA-Capex se posicionó como líder en campos maduros, con varias líneas de desarrollo asociadas a soluciones para EOR. Algunos de los desarrollos implementados y patentados son el STL (Sistema de Transmisión Lubricada), un sistema extractivo que permite producir con altas tasas de arena, y el DCP (Dispositivo de Control de Polímero) (Del Pozo *et al.,* 2018), instalación en fondo que permite la inyección selectiva de polímero multicapa. En la búsqueda de optimizar la eficiencia de la terciaria y reducir la huella hídrica y de carbono, en los últimos cinco años se realizaron pruebas de campo utilizando biopolímeros (Fondevila Sancet *et al.*, 2018) y polímeros asociativos termo-responsivos y se pilotaron varias tecnologías de mejora de calidad de agua de inyección.

La formulación de un surfactante para mejorar la eficiencia de desplazamiento es una de las líneas de desarrollos de químicos para EOR de la compañía.

Antecedentes: ¿por qué SP y no ASP?

Si bien el uso de surfactantes para recuperación mejorada se ha estudiado y, desde la década de 1980 hay varios pilotos informados en Estados Unidos, recién en los últimos años ha tomado relevancia, como complemento de la tecnología de polímeros ya madura. Pilotos de SP en China alcanzaron factores de recuperación incrementales entre el 12% y el 18% (Wang *et al.* 2009; Li *et al.,* 2012 y Lu *et al.,* 2015).

La adsorción es una de las problemáticas del uso de surfactantes en areniscas, razón por la cual muchos proyectos utilizan álcali (ASP). Sin embargo, se requieren grandes volúmenes de álcali en relación con los otros químicos de EOR (polímero, surfactante), lo que implica mayores costos operativos y de logística, necesidad de ablandamiento de agua y otras problemáticas que entran en juego, como la corrosión e integridad (Delamaide *et al.*, 2021). En el caso de petróleos ácidos, hay que sopesar el beneficio de la generación en reservorio de un surfactante hidrofóbico (saponificación) con la impredecibilidad de las emulsiones generadas *in situ* en detrimento del control de movilidad que pueden afectar la productividad.

Resulta más conveniente dejar de lado la "A" del (A) SP y trabajar sobre la formulación de surfactante para minimizar la adsorción en condiciones de reservorio (Puskas *et al.*, 2018).

Selección de la zona piloto "ideal"

La zona seleccionada para el piloto es una de las zonas con terciaria madura y mayor viscosidad acumulada inyectada (más de 10 años de inyección a 120 cP). La relación agua-petróleo es menor a 10 m^3 de agua producida por metro cúbico de petróleo, con tiempos de tránsito entre siete meses a tres años para distanciamientos de pozo promedio entre 100 a 200 m, que reflejan un buen control de movilidad para evitar la canalización del surfactante y una línea base confiable para evaluar el incremental.

Las capas objetivo pertenecen a la formación yacimiento El Trébol, de edad Cretácica Superior caracterizada por depósitos de ambiente fluvial efímero desarrollado en posiciones distales. Los reservorios corresponden a areniscas mojables al agua con espesores de 4 a 12 m y porosidades promedio del 30%. Se posee una corona para el intervalo de interés en la que se interpretan facies de arenitas líticofeldespáticas con buena selección de grano y características petrofísicas favorables, intercaladas por delgadas laminas con mayor proporción de arcillas.

Se trata de reservorios con alta heterogeneidad vertical y horizontal (de 200 md a 5000 md) y petróleo pesado (100-400 cP a 50 °C), que explican la baja eficiencia volumétrica de barrido con agua y el éxito de la implementación del barrido con polímero. La dirección preferencial de canalización en el área es NE-SO, por lo cual se desarrolló con un arreglo de pozos irregulares, relación 2:1 productor-inyector, predominando la inyección en línea directa. En la Tabla 1 se resumen las condiciones de la zona de interés.

Teniendo en cuenta la heterogeneidad propia de los reservorios y la cuenca, se seleccionó un área piloto de gran alcance para probar la tecnología: 6 pozos inyectores y 22 productores asociados, de los cuales 7 son centrales y recibirán el 100% de la inyección con surfactante. El proyecto incluye la perforación de dos pozos *infill* (1 inyector y 1 productor-monitor) a 100 m de distanciamiento, con un *pattern* que no modifica las líneas de flujo actuales y en una zona con saturaciones de petróleo cercanas a las residuales. Esto permitirá adelantar respuesta del piloto en zonas con velocidades de inyección lentas (0,08 VPI/año) y monitorear cambios de saturación mediante herramientas de perfilado.

	Temperatura (°C)	**50**
Propiedades del reservorio	Profundidad (m)	1000
	Litología	Arena (1-9% arcilla)
	Permeabilidad promedio / rango (mD)	500 / 200-5000
	Dykstra-Parsons	0,8
Propiedades del crudo	Viscosidad promedio inicial / actual @temperatura de reservorio (cp)	100 / 250
	Densidad (°API)	20
Propiedades del agua de reservorio/inyección	Salinidad (g/l TDS)	15,2
	Contenido de dureza en R+	0,05

Tabla 1. **Propiedades del reservorio.**

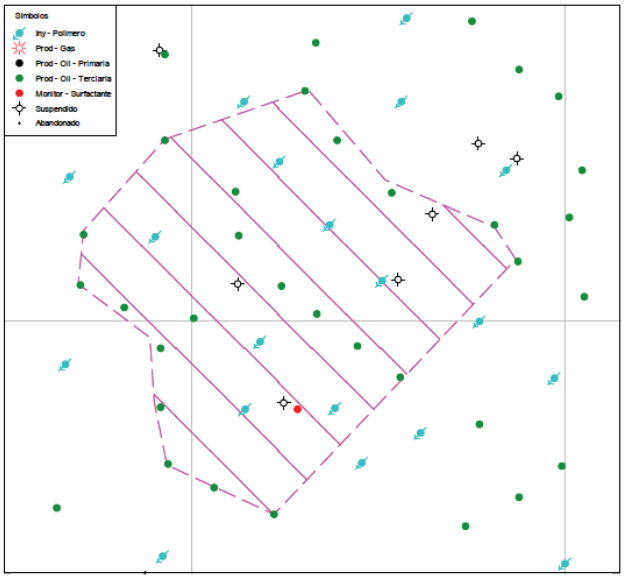


Figura 1. **Zona piloto surfactante-polímero.**

El piloto propuesto absorbe las heterogeneidades del reservorio y los riesgos operativos, mantiene las condiciones de línea base al utilizar las mismas tasas de inyección y la misma viscosidad de la solución inyectada por reservorio, tiene una fácil implementación (dos bombas de inyección asociadas) y bajo impacto en la producción (una batería exclusiva afectada) (Figura 1).

Desarrollo de la formulación de surfactante

El diseño del piloto incluyó el desafío de un desarrollo local de una formulación de surfactante, visualizando una tecnología costo efectiva que pueda masificarse en el resto de las áreas. El producto debía tener las siguientes características:

- Estable a las condiciones de reservorio.
- Compatible con el agua de formación, el agua de inyección (se recicla el agua de producción) y los aditivos de tratamiento utilizados (químicos, polímero).
- Reducir la tensión interfacial agua-petróleo al menos tres órdenes de magnitud (10-3 mN/m) con bajas dosis de surfactante.
- Mantener la mínima IFT en un amplio rango de concentraciones de surfactante y no un mínimo crítico (difícil, sino imposible, de asegurar una concentración objetivo en reservorio).
- No generar microemulsiones estables, debido al impacto negativo que tienen en el tratamiento de la producción.
- Bajo nivel de adsorción y retención en la mineralogía del reservorio.
- Materia activa comercialmente disponible a bajo costo de fabricación y logística simple.

A partir de muestras de crudo y salmuera de yacimiento se realizó un *screening* rápido de diferentes sur-

factantes, utilizando el método de la gota en placa y la medición de tensión interfacial a la temperatura de reservorio. Existe una amplia gama de surfactantes utilizados en EOR (Massarweh *et.al.,* 2020). Los mejores resultados se obtuvieron empleando mezclas de surfactantes aniónicos, no iónicos y alcoholes de bajo peso molecular.

Una vez obtenido el *cocktail* de surfactantes y cosurfactantes con mejores rendimientos, se trabajó en la optimización de la formulación y se desarrolló una metodología de ensayo novedosa que permitiera determinar la eficiencia en condiciones dinámicas y, utilizando muestras de roca, para considerar los efectos de la mineralogía.

Dado que los químicos utilizados en recuperación terciaria pueden impactar en la deshidratación del petróleo y la calidad de agua de producción, el diseño de la formulación debe tener en cuenta el impacto en los fluidos de producción. Con el surfactante *Rocksweep*, se logró minimizar el impacto y obtener una óptima desemulsión y clarificación con los productos de uso actual en el proceso, solo con un ajuste de las dosis. Es decir, no se requieren de productos diferenciados o unidades de proceso adicionales para tratar la producción.

Si bien en antecedentes bibliográficos y protocolos desarrollados por proveedores, existen enfoques clásicos para la evaluación de surfactantes como el estudio de comportamiento de fases en la búsqueda de una micro emulsión de Windsor III o ensayos de barrido cuando se tiene roca reservorio consolidada, no existen practicas recomendadas o normas estandarizadas para la selección de surfactantes EOR. Dependerá del caso a estudiar, las condiciones de reservorio, los productos que se estén evaluando y los objetivos buscados. En este documento, presentaremos en detalle las metodologías utilizadas para el desarrollo y la selección de la formulación final.

Materiales y fluidos

Petróleo

Petróleo deshidratado tomado de un colector de producción de la zona piloto, sin aditivos.

Densidad 0,910 g/cm^3, viscosidad 212 cP e IFT agua-petróleo 22,14 mN/m, medidos a 50 °C.

Agua

Agua de inyección sintética según composición de la tabla 2.

Polímero

Poliacrilamida poshidrolizada, de peso molecular promedio 28-30 MDa, grado de anionicidad 35%, factor de actividad 90%.

Roca

Se utilizaron muestras disgregadas de *plugs* de corona de la zona piloto y muestras de *cutting* de zaranda.

Interacción fluido-fluido

Se llevó a cabo un *prescreening* de productos con el objetivo de identificar aquellos que pudieran reducir la tensión interfacial agua-petróleo mediante un método simple y rápido de naturaleza comparativa. El procedimiento consistió en colocar una gota de petróleo en una caja de petri y, sobre esta, agregar una gota del surfactante correspondiente, evaluando visualmente el efecto de expansión del surfactante sobre el crudo. Cuanto mayor es la expansión observada, menor es la IFT resultante.

Sal	Concentración (mg/l)
NaCl	15.000
$CaCl_2$, $2.H_2O$	1.000

Tabla 1. **Composición agua de inyección para preparación de solución de polímero y salmuera.**

En la figura 2 se muestra la comparación entre dos productos y cómo se relacionan con los respectivos valores de IFT. Para las mediciones de IFT, se utilizó un equipo tensiómetro de gota rotatoria en capilar modelo TX 500.

El objetivo del *screening* de los productos seleccionados fue encontrar una formulación que no tenga solo un punto mínimo crítico de IFT, sino que sea estable en un amplio rango de concentraciones y que permita la movilización del petróleo entrampado aún ante los efectos de dilución y adsorción en el reservorio. En la figura 3 se muestra el ejemplo de la optimización de la relación de uno de los componentes de la formulación de surfactante.

Existe un efecto del polímero en la tensión interfacial con petróleo, como se demuestra en la figura 3, donde se aprecia que la formulación óptima en agua no es la misma que en solución polimérica. Debido a que no hay interacción entre el surfactante y el polímero, las hipótesis planteadas se basan en que la difusividad del surfactante podría estar siendo limitada por la viscosidad de la solución o que la transferencia de cantidad de movimiento durante la medición podría verse afectada por la viscoelasticidad del polímero.

Para corroborar las hipótesis se procedió a realizar pruebas en el proceso de siembra de la gota de petróleo en el capilar del tensiómetro. En la figura 4 se muestra las diferencias entre mediciones de IFT por siembra directa de gota de petróleo en el capilar *versus* siembra y estabilización en estufa a 50 °C por 48 h para garantizar equilibrio y difusión del surfactante.

Se requiere un período de equilibrio de 48 h para alcanzar un valor estabilizado de tensión interfacial. Un

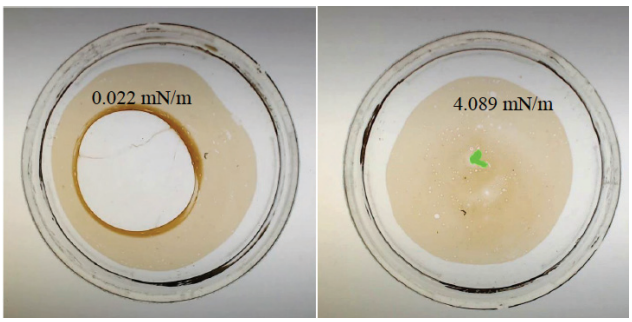


Figura 2. ***Prescreening*** **comparativo de productos surfactantes. A la izquierda SURF 3 en crudo Diadema, a la derecha un tensioactivo comercial en crudo Diadema.**

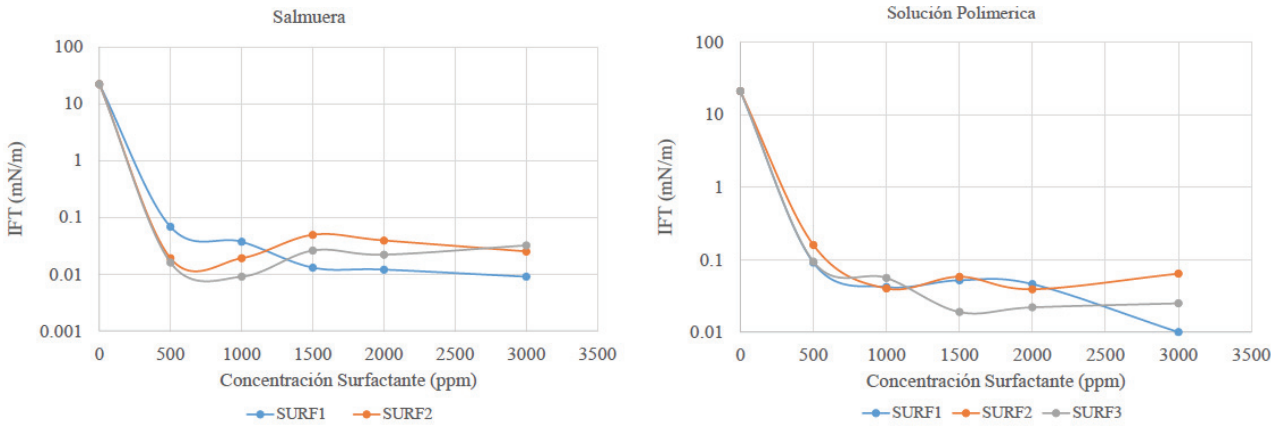


Figura 3. **Evaluación de la tensión interfacial en función de la concentración de surfactante a) en salmuera sintética b) en solución de polímero a 3500 ppm, para tres surfactantes diferentes.**

tiempo de equilibrio inferior podría conllevar a resultados inexactos del valor deseado, sobre todo a concentraciones bajas de surfactante.

Estabilidad y compatibilidad

Un parámetro de suma importancia es el posible efecto del surfactante sobre el desarrollo de la viscosidad de la solución de polímero. Se debe trabajar con un producto a una concentración tal que no afecte la correcta hidratación y el desarrollo de la molécula en solución, para lograr obtener una viscosidad con mínimos cambios respecto de la solución sin presencia de surfactante.

Se preparó una solución de polímero a la concentración deseada con salmuera sintética, se midió viscosidad a 50 °C en viscosímetro rotación Brookfield con Spindle LV61+Guard leg. Luego se agregó surfactante a la concentración deseada y se midió nuevamente la viscosidad.

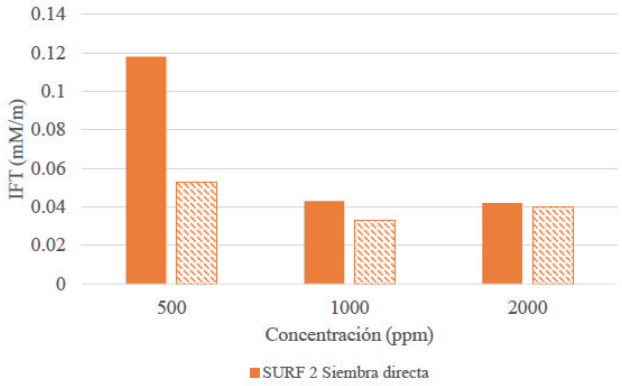


Figura 4. **Ensayo de estabilidad de medición según tiempo de equilibrio para SURF 2.**

	SURF 1	SURF 2	SURF 3
Viscosidad sin surfactante (cP)	134	131	134
Viscosidad con surfactante (cP)	140	135	137

Tabla 3. **Comparación de viscosidad en solución de polímero.**

En la tabla 3 se muestran los resultados obtenidos para los tres productos ensayados.

Se realizaron estudios de la estabilidad térmica de una solución de polímero de 3500 ppm que contenía 3000 ppm de surfactante. La solución se guardó en estufa a 50 °C durante 42 días, midiendo el IFT antes y después de finalizado el proceso (Tabla 4).

Como el valor de IFT se mantuvo en el rango deseado de acción, se corrobora que la solución final de inyección no se verá afectada por el efecto de la temperatura en el tiempo.

Interacción fluido-roca

En la práctica regular, los tensioactivos se evalúan en forma rápida por su capacidad para reducir la tensión interfacial agua-petróleo, buscando aditivos que minimicen su valor o que muestren un rango más amplio de efectividad con un mínimo de concentración del producto.

Sin embargo, si se focaliza el estudio solo en este parámetro se da por sentado que la remoción del petróleo en contacto con la roca no es un proceso relevante para el progreso o eficiencia del tratamiento. Por el contrario, el desprendimiento del petróleo involucra superficies y fuerzas moleculares relacionadas a las interacciones sólido-líquido que tienen elevado impacto en el éxito de los procesos de EOR.

Los fenómenos de adsorción dinámica del surfactante están incluidos en este aspecto y, en el caso de surfactantes aniónicos en mineralogías arcillosas pueden atentar contra la economía del proyecto al requerir mayores concentraciones de surfactante o estrategias de mitigación como el uso álcali o gradientes salinos. Sin embar-

Muestra	IFT (mN/m)
Inicial	0,0298
42 días	0,0255

Tabla 4. **Estudio de estabilidad térmica de solución de polímero y surfactante.**

go, años de inyección previa de poliacrilamida aniónica (polielectrolito) tienen un impacto positivo, ya que limita los sitios activos de adsorción.

Con el objeto de estudiar el efecto de avance del tensioactivo a través de la acumulación de petróleo y hacer una primera evaluación comparativa de los productos en estudio, se diseñó una experiencia muy simple destinada a evaluar los fenómenos que no solo dependen de la IFT.

El ensayo se diseñó para medir el impacto de las fuerzas capilares, que a su vez están vinculadas directamente a la tensión interfacial y a los ángulos de contacto (mojabilidad del sistema roca-fluidos).

En resumen, con el diseño de estos ensayos complementarios se buscó poner de manifiesto la primera función del surfactante: "remover" el petróleo para separarlo de la superficie sólida. En este sentido, se estima que la velocidad del proceso es una buena medida de la "habilidad" de cada producto para producir este efecto.

Protocolo de ensayo y resultados

Se utilizaron probetas de 100 cm³ con angostamiento en la zona de lectura de producción de petróleo. Se generó un medio soporte del tipo pasta con la muestra de roca desagregada a la que se agregó 1/3 VP de agua sintética y 2/3 de petróleo. Este medio se utilizó en las probetas como estándar de medio poroso con hidrocarburo. El estudio se realizó calentando las probetas a temperatura de 50 °C y se hizo un registro experimental de detalle (fotografías, videos, descripciones y lecturas volumétricas) a 1 min, 5 min, 10 min, 20 min, 40 min, 1 h, 2 h, 4 h, 8 h, etc., hasta alcanzar un período de medición de 48 h. Finalmente se determinó el contenido de polímero y surfactante en la fase acuosa.

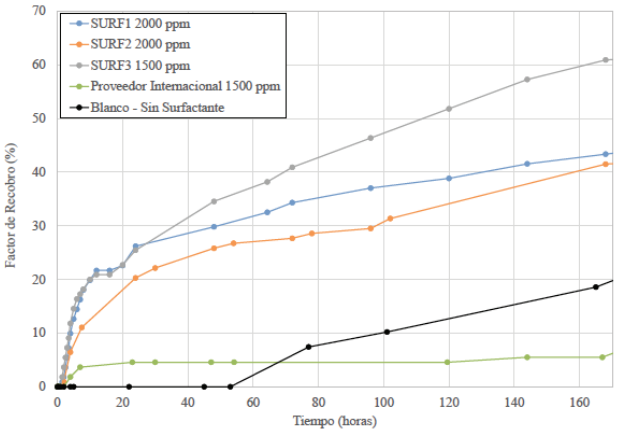


Figura 6. **Factor de recuperación en función de horas de ensayo.**

En la figura 5 se muestran las probetas utilizadas en el ensayo y el método de medición adaptado con graduación. El primer ensayo tuvo como objetivo determinar el efecto de la mineralogía en el surfactante comparado con un medio de esferas de vidrio inerte. Los gráficos muestran que no hay impacto significativo por efecto de adsorción en roca real o difusión en solución viscosa, lo cual habilita el análisis comparativo de capacidad de producción de los productos surfactantes a partir de un ensayo dinámico, sin la necesidad de muestras de testigos reales de roca.

En la figura 6 se muestra el factor de recuperación de los productos surfactantes en medio de esferas de vidrio con crudo de Diadema.

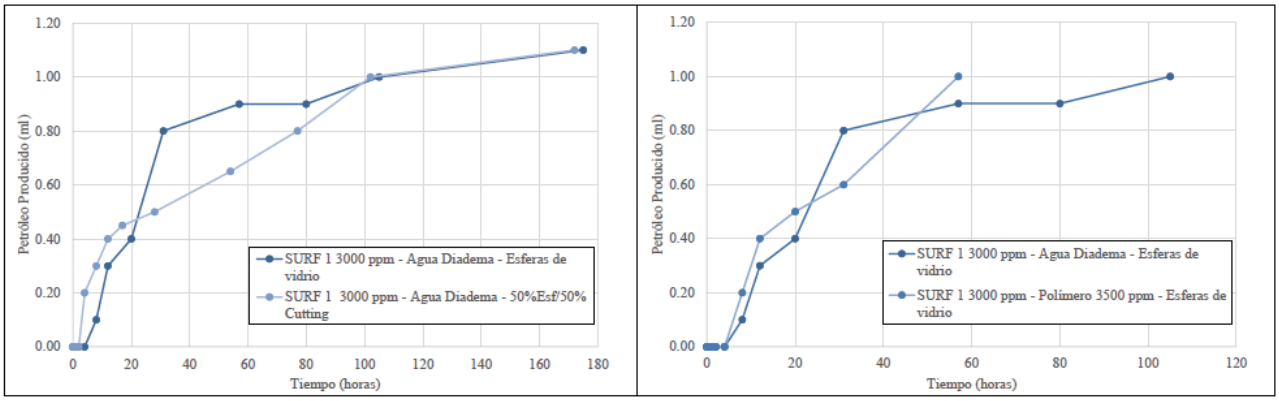


Figura 5. **Estudio del impacto de la mineralogía en el estudio de adsorción y producción.**

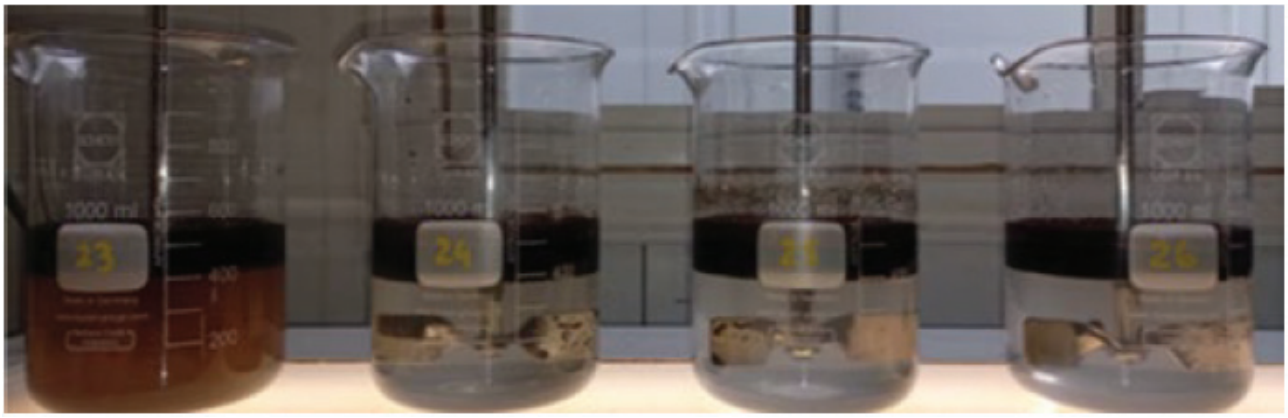


Figura 7. **Ensayo en Jar test de clarificación para control de calidad de agua (muestra de agua real tomada de ingreso a planta).**

Impacto en la producción

Durante la aplicación de los surfactantes en la inyección, después de su llegada a las corrientes de producción se modificarán las condiciones del fluido de entrada a los procesos de separación primaria y tratamiento. En consecuencia, es importante realizar un debido estudio del grado de impacto que tendrán en la deshidratación del crudo y la clarificación del agua en los diferentes puntos del proceso (colectores, baterías, plantas) y encontrar el mejor paquete de productos químicos que se adapte a las nuevas características de fluido de producción.

El estudio de impacto de surfactantes en deshidratación y clarificación inicia en 2017 con prueba de formulaciones iniciales de surfactante (base de la formulación actual que fue optimizada), validada en distintos escenarios de producción con muestras reales de fluidos de producción. Se realizaron varias matrices de ensayos con diferentes químicos (clarificantes, floculantes, desemulsionante, etc.) de uso actual y alternativos, para determinar las posibles condiciones de llegada del fluido y las dosificaciones necesarias para su tratamiento.

El piloto tiene asociada una única batería de producción e ingresa diluido a la planta de tratamiento de la producción. Los ensayos se realizaron con agua real de ambas instalaciones, teniendo en cuenta las fluctuaciones de calidad debidas al proyecto actual de polímero (concentración actual de arribo). Se realizó una sensibilidad en presencia de varias concentraciones de surfactante. En algunas ocasiones se adicionaron sólidos provenientes de batería y tanque cortador para emular las condiciones dadas en ambas instalaciones. En total se realizaron más de 100 ensayos, realizados tanto en Jar test como en probetas.

En estos ensayos se observó que el aumento de la concentración de surfactante por encima de los 1000 ppm puede provocar una desmejora en la calidad de agua final (contenido hidrocarburo y solidos suspendidos en agua) y en el proceso de deshidratación. Esto se resolvió rápidamente manteniendo el paquete químico de tratamiento actual, pero con un aumento de la concentración de dosificación final. El hecho de continuar utilizando los paquetes actuales representa una ventaja operativa en la implementación del piloto y demuestra que el surfactante seleccionado no representa un tratamiento complejo en los fluidos de producción.

En la figura 7 se muestra uno de los Jar test realizado que mantiene la concentración de surfactante, pero variando la dosis de clarificante y floculante hacia valores crecientes desde vaso de la izquierda hacia los vasos de la derecha.

La evaluación del proceso de deshidratación se realizó en ensayos de botella, con análisis visual de resultados y con ensayos de probeta (*top oil*), evaluando el porcentaje de agua libre y la altura de interfase obtenida. En la Figura 8 se observan los resultados obtenidos para una concentración de surfactante de 1000 ppm en una muestra de producción tomada del colector que se verá afectado por el piloto.

El tratamiento químico actual respondió adecuadamente ante la presencia de surfactante, obteniendo los

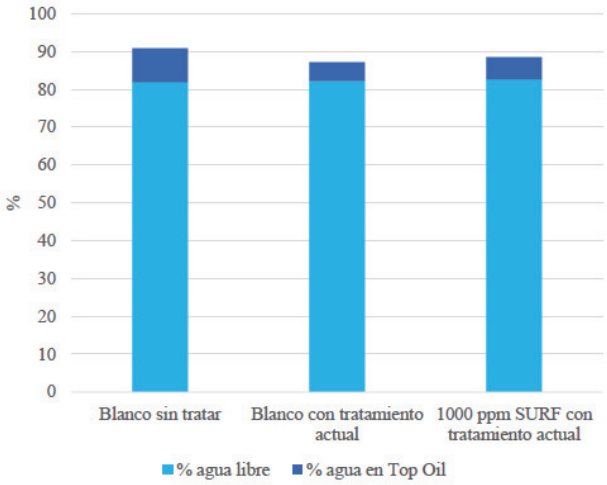


Figura 8. **Evaluación cuantitativa del % de agua libre y del % de agua emulsionada en top oil en muestras reales de producción, con y sin tratamiento, y el agregado de 1000 ppm de surfactante.**

mismos resultados de separación de agua libre y aún mejor poder de deshidratación en el petróleo centrifugado. Se demostró que el surfactante no supone un desafío en su tratamiento.

Piloto de surfactante-polímero

Producto surfactante seleccionado

En función de los resultados obtenidos se procedió a seleccionar el surfactante que mejor se adapta a las condiciones buscadas. El producto se encuentra registrado actualmente con el nombre *Rocksweep***.** En la Figura 9 se muestra el valor medido de tensión interfacial del producto final a 2000 ppm (activo) en solución de polímero, en el equipo de gota rotatoria Kruss SDT adquirido para el seguimiento del proyecto.

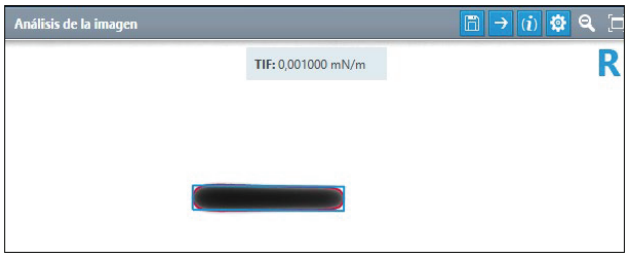


Figura 9. **Medición de tensión interfacial de crudo en solución de polímero-surfactante *Rocksweep*.**

Diseño

El piloto programado para iniciar hacia finales de 2023 involucra la inyección de surfactante-polímero en 7 pozos y en 4 capas someras, de profundidad promedio 1000 m con buena continuidad lateral. La zona corresponde a la de mayor historial de inyección de polímero, actualmente con alta eficiencia volumétrica de barrido y saturaciones de petróleo cercanas a la residual.

Los distanciamientos inyector-productor promedio son de 250 m, por lo que se perforaron 2 pozos (1 inyector y 1 productor) a una distancia de 100 m, con el propósito de reducir el tiempo de respuesta y adelantar la evaluación de la tecnología.

Con una inyección total de 600 m^3/día, el proceso contempla un slug de 2000 ppm de surfactante *Rocksweep* (materia activa) y 3500 ppm de polímero FLOPAAM 6035S (comercial). Durante los primeros tres meses se implementará una rampa gradual, hasta alcanzar la concentración objetivo. El volumen objetivo a inyectar en el *pattern infill* será de 0,30 volúmenes porales.

Implementación y logística

Las mezclas de surfactantes puros habitualmente son soluciones viscosas a temperatura ambiente, lo que dificulta su almacenamiento e inyección directa. Razón por la cual los productos comerciales disponibles tienen baja actividad y están diluidos en agua o solvente. Es recomendado preparar el surfactante desarrollado para el proyecto en solución parcialmente diluida en agua para facilitar su bombeo.

La planificación de la logística de movimiento de materia prima y stock es clave para lograr costos competitivos de surfactante puesto en yacimiento (Barnes *et al.*, 2018). Para evitar el coste en flete de movilización de agua, se transporta puro desde Buenos Aires hasta una locación cercana al yacimiento, donde se prepara la solución final que se moviliza en isotanques pocos kilómetros hasta el tanque de almacenamiento de producto en planta de polímeros.

Monitoreo

La definición de un plan de monitoreo adecuado para el control y el seguimiento del piloto es esencial para el análisis del resultado final. El plan consiste en una serie de mediciones que se agrupan bajo los siguientes elementos:

Inyección

- Control de calidad QA/QC lotes de fabricación.
- Físico químico, contenido de hidrocarburos y sólidos en suspensión del agua de inyección.
- Medición de viscosidad de: 1) solución de polímeros, 2) solución SP inyectada.
- Medición de IFT de: 1) producto puro, 2) solución de surfactante en tanque stock y 3) solución SP inyectada con petróleo a condiciones de reservorio.
- Telemetría de presiones y caudales por pozo.

Reservorio

- Seguimiento de la saturación de petróleo a través del perfil de Carbono Oxígeno (C/O) en el pozo monitor, con una frecuencia de seis meses desde la perforación.

En la figura 10 se muestra los resultados obtenidos del primer perfil a pozo entubado (CH) realizado en el pozo monitor, previo a iniciar la inyección de surfactante. Como se observa, en los intervalos de interés las saturaciones de agua se aproximan a un valor promedio entre 70% y 60 %, posinyección de polímeros.

- *Fall off test* antes y después de la inyección de surfactante.
- Registros de inyección y producción (PLT-ILT).

Producción

- Medición de la concentración de polímero y surfactante en los pozos productores e ingreso a batería y planta, mediante espectrofotómetro UV-Visible usando técnicas específicamente desarrolladas y adaptadas para los productos inyectados y los fluidos de producción.
- Luego del *breakthrough* del surfactante, medición de IFT en los pozos productores e ingreso a batería y planta.

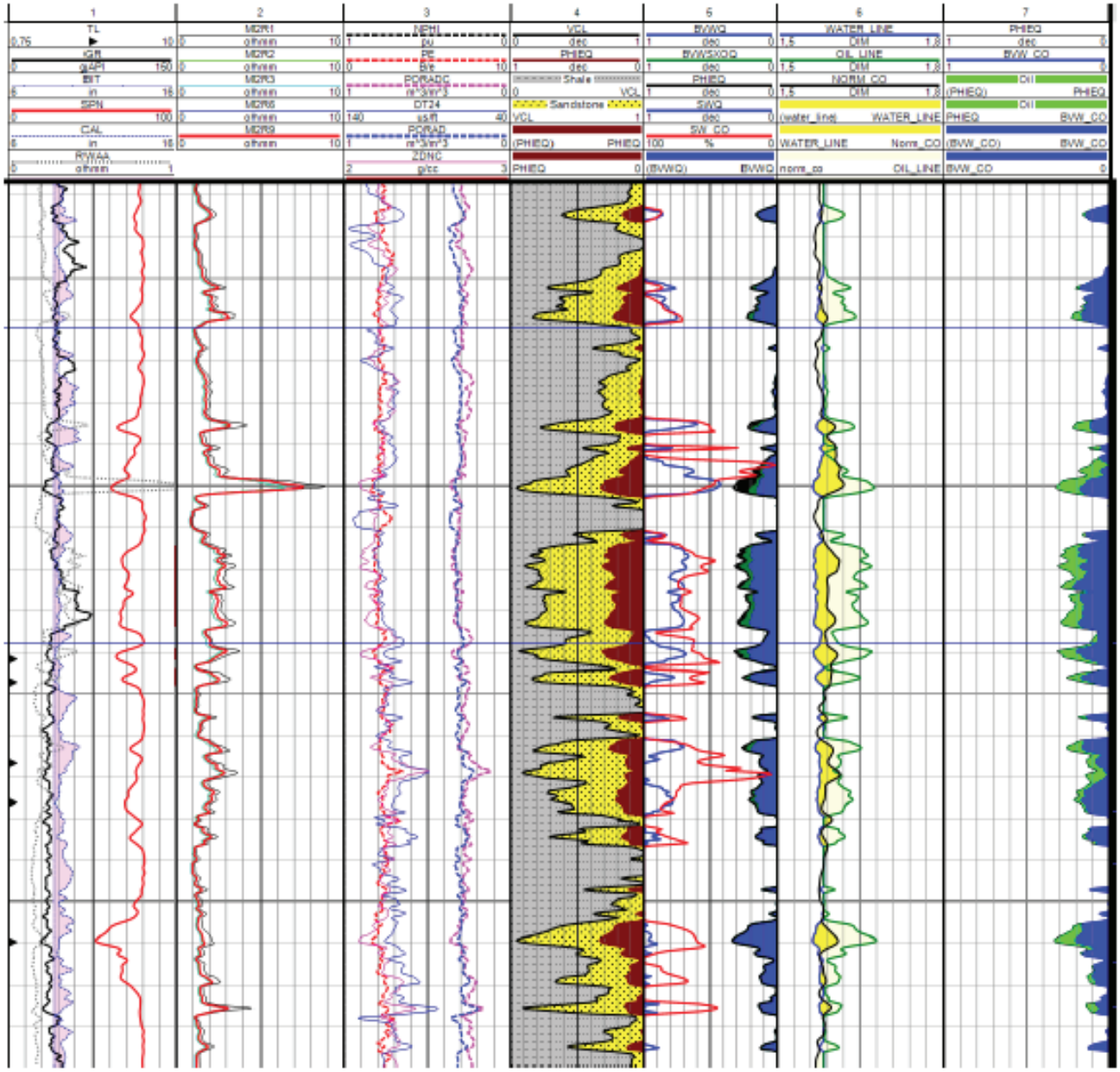


Figura 10. **Perfil neutrón pulsante del pozo monitor.**

- *Bottle test* y *Jar test* para monitorear la eficiencia de los tratamientos de deshidratación y clarificación.
- Caracterización del crudo y agua de producción. Debido a que la tecnología favorece la movilización de "nuevo" petróleo e intercambio iónico con la superficie mineral expuesta, es posible que el hidrocarburo y agua producida se modifiquen.

Conclusiones

Plantear desde el inicio y de manera integral un proyecto de inyección surfactante-polímero (SP) incluyendo el desarrollo de surfactante con bases conocidas es fundamental para viabilizar la masificación costo-efectiva de los proyectos de SP y poder sortear los puntos débiles principales de este tipo de proyectos: logística, tratamiento de la emulsión producida y reutilización del agua de producción para inyección.

Se logró desarrollar localmente una formulación de surfactante superadora a otras disponibles en el mercado, que alcanza el objetivo de 0,01-0,001 mN/m de IFT desde 500 ppm de concentración, compatible con el polímero, estable en condiciones de reservorio, sin detrimento del control de movilidad ya ganado con polímero y sin interferencias con el tratamiento en superficie de la producción.

¿Qué viene en la cuenca del golfo de San Jorge después de polímeros? El éxito del piloto podrá responder a esa interrogante, ya que se presenta como una tecnología que abrirá una nueva frontera en el desarrollo de la cuenca, marcando el cuarto hito que pone en valor la gran cantidad de petróleo residual que hoy es bypasseado con agua y polímeros, logrando expandir los factores de recuperación a niveles superiores a los actuales. Así es posible extender la vida de los yacimientos maduros.

Referencias

Barnes, J.; Regalado, D.; Crom, L.; Doll, M.; King, T.; Covin, D; Crawford, J.; Kunkeler, P. (March, 2018). *Large Scale EOR Projects: Cutting Costs on Surfactant Supply Logistics*. Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia.

Buciak, J.; Fondevila Sancet, G.; Del Pozo, L. (2013). *Polymer Flooding Pilot Learning Curve: 5+ Years Experience to Reduce Cost per Incremental Oil Barrel*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 September-2 October 2013, Louisiana, USA.

Del Pozo, L.; Daparo, W. D.; Fernández, G. and Carbonetti, J. (April 2018). *Implementing a Field Pilot Project for Selective Polymer Injection in Different Reservoirs*. Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA.

Delamaide, E.; Rousseau, D.; Wartenber, N.; Salaun, M. (November 2021). *Surfactant Polymer SP vs. Alkali-Surfactant Polymer ASP: Do We Need the a in ASP?* Paper presented at the SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, event canceled.

Fondevila Sancet, G.; Goldman, M.; Buciak, J. M.; Varela, O; D'Accorso, N; Fascio, M.; Manzano, V. and Luong, M. (March 2018). *Molecular Structure Characterization and Interaction of a Polymer Blend of Xanthan Gum-Polyacrylamide to Improve Mobility-Control on a Mature Polymer Flood*. Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman.

Li, Z; Zhang, A.; Cui, X.; Zhang, L.; Guo, L. and Liantao, S. (April 2012). *A Successful Pilot of Dilute Surfactant-Polymer Flooding in Shengli Oilfield*. Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA.

Lu, Q.; Ning, Y.; Wang, J. and Xue, Y. (August 2015). *Full Field Offshore Surfactant-Polymer Flooding in Bohai Bay China*. Paper presented at the SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia.

Massarweh, O.; Abushaikha, A. S. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances, *Energy Reports*, 6, 3150-3178.

Puskas, S.; Vago, A.; Toro, M.; Ordog, T.; Kalman, G.; Hanzelik, P.; Bihari, Z; Blaho, J.; Tabajdi, R.; Dekany, I.; Dudas, J.; Nagy, R.; Bartha, L.; and Lakatos, I. (March 2018). *Surfactant-Polymer EOR from Laboratory to the Pilot*. Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman.

Wang, H.; Cao, X.; Zhang, J.; Zhang, A. (2009). Development and application of dilute surfactant– polymer flooding system for Shengli oilfield, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 65, 1-2, pp. 45-50.

La sostenibilidad en el diseño del esquema de producción NOC con satélites

Por *Marco Bergel* y *María Florencia Cibau* (YPF)

En esta investigación se indaga sobre el modelo de captación y tratamiento de la producción de YPF en Vaca Muerta con satélites y las mejoras de sostenibilidad implementadas.

Este trabajo fue seleccionado en 1° lugar en el concurso de Eficiencia Energética y Huella de Carbono / Hídrica *en el* 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, *realizado en noviembre de 2023 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.*

El desarrollo del NOC en la Argentina está en aumento: se espera un importante incremento en la producción en los próximos cinco años. El acompañamiento de dicho crecimiento exige, entre otras cosas, un estudio de selección del modelo de desarrollo óptimo de los bloques, la mejora en las instalaciones de superficie y la captura de financiamiento. Ante esto, y sumando la conciencia ambiental corporativa e internacional, que exige metas de intensidad de emisiones para asegurar inversiones, se concluye que el desarrollo del NOC necesariamente requiere la incorporación de la sostenibilidad como valor, con foco en reducción de emisiones y eficiencia energética.

Este trabajo indaga sobre el modelo de captación y tratamiento de la producción con satélites y las mejoras de sostenibilidad incluidas en el diseño, presentando las mejoras:

- Asociadas al propio modelo de producción del NOC.
- Las incluidas en el diseño particular de las IISS que lo componen.

La selección del modelo: Benchmarking y estudio de modelos de desarrollo

El comienzo del desarrollo del NOC desde el punto de vista de instalaciones de superficie, se realizó siguiendo el mismo modelo que en la histórica producción de petróleo convencional: baterías. Las numerosas lecciones aprendidas y propuestas de mejora al modelo incorporadas durante la curva de aprendizaje en los últimos diez años, sumada a la necesidad de optimización de las instalaciones de superficie para acompañar el incremento de producción, llevan a desafiar al propio modelo: ¿el modelo de baterías es el más adecuado para el NOC?

El primer abordaje para responder el cuestionamiento se basa en un estudio tipo *benchmark* entre las diferentes operadoras de NOC en Argentina permitiendo definir los modelos por analizar y comparar:

- Modelo baterías: modelo compuesto por instalaciones de separación primaria, almacenamiento y bombeo de líquido y compresión de gas (baterías) y por plantas de tratamiento de crudo (PTC) (Figura 1).

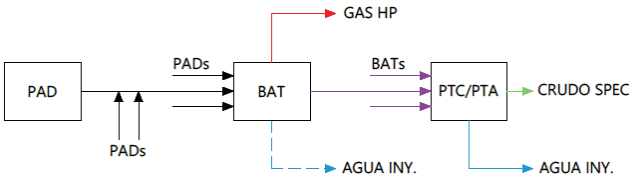


Figura 1. **Diagrama de bloques modelo baterías.**

- Modelo satélites: modelo compuesto por instalaciones de separación primaria (satélites), plantas de compresión centralizada (PC) y plantas de tratamiento de crudo (PTC) (Figura 2).
- Modelo CPF: modelo compuesto por una única instalación centralizada de separación primaria, compresión de gas y tratamiento de crudo, CPF (Figura 3).

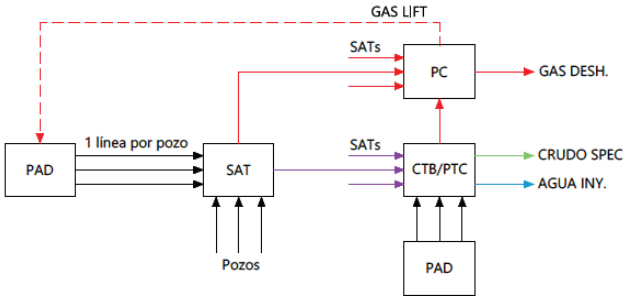


Figura 2. **Diagrama de bloques modelo con satélites.**

Una vez definidos los modelos, se determinan cuatro bloques "tipo" (chico, grande, XL y de alto GOR), para someterse a un análisis cualitativo de los principales ejes de interés: operación, construcción, desarrollo, *flow assurance*, seguridad y ambiente.

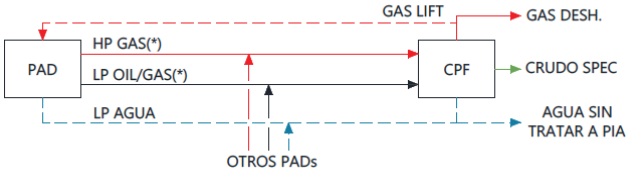


Figura 3. **Diagrama de bloques modelo CPF.**

En el cuadro resumen de la figura 4 se observa que el resultado del análisis otorga la mayor valoración al modelo satélites.

Modelo satélites

El Modelo satélites se basa en la captación de la producción de *wellpads* en separadores bifásicos distribuidos

Eje		Baterías	Satélites	CPF con booster
Operación (21%) (*)	Valoración %	62	71	67
	Descripción	(-) Mayor personal. (-) Más equipos y lazos de control. (+) Menor lucro cesante ante escenarios de paro. (+) Operación familiar.	(+) Simplicidad de satélites (menor personal, equipos y lazos de control). (-) Mayor lucro cesante ante escenarios de paro.	Opción intermedia.
Construcción (32%) (*)	Valoración %	78	62	69
	Descripción	(+) Mayor %CAPEX estandarizable. (-) Más equipos e instrumentos.	(-) Menor %CAPEX estandarizable. (+) Menos equipos e instrumentos.	Opción intermedia.
Desarrollo (19%) (*)	Valoración %	45	98	65
	Descripción	(-) Menor %CAPEX sujeto a sinergizar. (-) Mayor impacto en CAPEX por altimetría.	(+) Mayor flexibilidad a cambios de plan. (+) Mayor %CAPEX sujeto a sinergizar. (+) Menor impacto en CAPEX por altimetría. (+) Menor impacto del esquema de captación en la producción.	Opción intermedia.
Flow Assurance (18%) (*)	Valoración %	72	80	67
	Descripción	Opción intermedia (punto de referencia).	(+) Menores problemas de flow assurance. (-) Mayor impacto en caso de desarenado inadecuado en pad.	Simil Baterías con mayor impacto en caso de desarenado inadecuado en pad y requerimiento transitorio de metanol en salida de gas de boosters.
Seguridad y Ambiente (10%) (*)	Valoración %	33	100	76
	Descripción	(-) Mayor cantidad de SIFs. (-) Exposición a problemas de mezcla explosiva en tanques. (-) Mayor cantidad de inventario y energía almacenada en ductos. (-) Más puntos de emisión.	(+) Menor cantidad de SIFs. (+) Sin tanques en instalaciones intermedias. (+) Menor venteo en caso de paro de compresor. (+) Menor cantidad de inventario y energía almacenada en ductos. (+) Menos puntos de emisión.	Opción intermedia (sin tanques de almacenamiento en instalaciones intermedias).
Total (*)	**Valoración %**	**60,2**	**80,3**	**67,5**

Figura 4. **Cuadro resumen: ejes de análisis por modelo de desarrollo.**

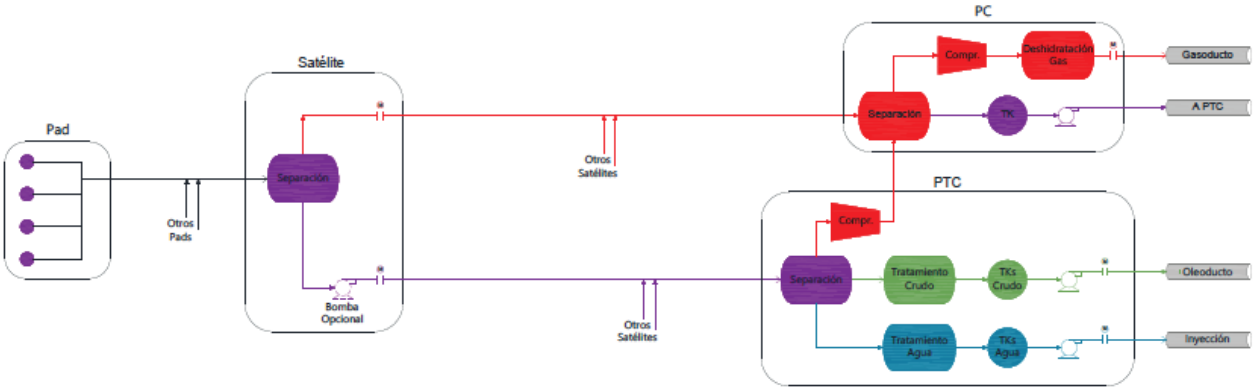


Figura 5. **Diagrama de bloques detallado. Modelo con satélites.**

estratégicamente en el bloque, llamados satélites. Son instalaciones sencillas, no operadas, compuestas por un separador bifásico como equipo principal. El gas y líquido separado son enviados directamente a las plantas de compresión de gas y tratamiento de crudo, respectivamente. Para lograrlo, la presión de operación ronda los 8 a 12 kg/cm^{2}g. Es decir, hay un aprovechamiento de la energía propia del reservorio que permitirá llegar con presión hasta las instalaciones de compresión y tratamiento.

El gas de los satélites es enviado a una Planta Compresora (PC), donde es comprimido y deshidratado para su evacuación por gasoducto. El líquido por su parte es enviado a la Planta de Tratamiento de Crudo (PTC), donde se separa el crudo del agua, se realiza un tratamiento de crudo en dos etapas de lavado y se lleva a especificación el agua para inyección. Adicionalmente, y dado por la característica de las instalaciones de separación primaria (satélites), donde no se pasa por una etapa de almacenamiento en tanque, se incorporan en la PTC las facilidades necesarias para manejo del gas generado por la despresurización desde la presión de los satélites hasta la presión de ingreso a la PTC (4 kg/cm^{2}g) y los venteos generados posteriormente en los tanques atmosféricos.

La configuración de un bloque desarrollado con este modelo está dada entonces por satélites distribuidos en el campo y dos instalaciones centralizadas para compresión de gas (PC) y tratamiento de líquidos (PTC) (Figura 5).

Así como el gas de la compresión de la PTC en enviado a la PC para su compresión y deshidratación, los condensados de la PC son enviados a la PTC para su tratamiento.

Dependiendo de la altimetría del terreno y/o distancia a la PTC, podría ser necesaria la incorporación de un bombeo en línea desde los satélites, que se presenta como un opcional en la instalación.

Ventajas del modelo satélites

- Hay un menor inventario distribuido en campo lo que reduce los puntos de venteo de baja presión, difíciles de captar.
- Se presenta un mejor aprovechamiento de la energía de reservorio que reduce las instalaciones de bombeo intermedio.
- Permite una mejor gestión de la compresión centralizándola en una única plata, con una esperada reducción de paros e inestabilidad del proceso.
- En términos de sensibilidad a la variabilidad de GOR, se espera que sea menor, dado que esta será absorbida por los satélites, disponibles en diferentes capacidades, y luego desaparece aguas abajo.
- Mejor operatividad, dada por la reducción de instalaciones operadas y centralización de las mismas en solo dos instalaciones: PTC y PC.
- Menor tendencia al *slugging*.

La sostenibilidad en el modelo con satélites

El modelo con satélites no solo trae ventajas desde el punto de vista operativo, constructivo, de desarrollo, *Flow assurance*, sino que también tiene importantes ventajas a nivel sostenible.

En el desarrollo de la producción de petróleo, trae aparejada indefectiblemente la aparición de puntos de emisión que se dividen en aquellos generados por el flasheo en tanques atmosféricos y los de combustión:

- Las características intrínsecas del petróleo NOC, con alto contenido de C3 y C4, redundan en una elevada generación de venteos en los tanques, mucho mayor que la presentada en la producción del convencional. Si bien las instalaciones están diseñadas para que estos venteos sean captados por unidades de recuperación de vapores (VRU), en caso de paro de las mismas, los gases son venteados a la atmósfera, generando emisiones directas de Metano (CH_4), entre otros gases. El CH_4 es un GEI y con un grado de contaminación incluso más elevado que el CO_2.
- Por otro lado, si bien el gas producido es captado para ser comprimido y deshidratado, las propias fluctuaciones de la operación combinadas con un inapropiado sistema de control pueden generar un paro de la compresión y consecuente envío a antorcha para quema del gas y emisión de CO_2.

Resulta entonces evidente la necesidad de gestionar los puntos de emisión y focalizar el desarrollo del modelo en la reducción de paradas de VRU y compresores.

Reducción de puntos de emisión

Una forma de gestionar más eficientemente los puntos de emisión es centralizándolos en la menor cantidad de instalaciones, permitiendo un mayor manejo y control.

Los satélites operan a presiones entre 8 kg/cm²g y 12 kg/cm²g, esto permite que tanto el gas como el líquido fluyan de forma directa a la PC y PTC, respectivamente, evitando el paso por una etapa de almacenamiento en tanque para bombeo.

Esto reduce los puntos de emisión respecto al modelo de desarrollo anterior, en el cual se presentaba un punto de venteo por cada batería, sumado al de la propia PTC. En el nuevo modelo, solo se presentan venteos en la PTC y PC.

Mayor estabilidad en la carga de VRU

Otro punto importante para reducir los venteos es evitar los paros de VRU. Para ello, se debe focalizar en estabilizar la carga a las mismas, ya que es la inestabilidad en la presión de succión lo que implica paros recurrentes.

En el modelo baterías, cada enganche de PAD, genera un marcado pico de producción. Los sucesivos enganches de PAD, producen entonces una marcada inestabilidad en la producción que ingresa a las baterías trasladándola hacia el ingreso de tanques y a la generación de venteos en los mismos, es decir, en la carga de la VRU. Actualmente, en los tanques de baterías se observan reiterados paros por este motivo que implican una reducción de la disponibilidad de las VRU entre un 40% y un 70%.

En el modelo con satélites, por las características intrínsecas del modelo, los picos de producción dados por los enganches de PAD son neutralizados en los propios satélites, donde no se pasa por una etapa de tanques. Las VRU, únicamente ubicadas en las PTC y PC, reciben un promedio de venteos asociados a la producción de todo el bloque, permitiendo una mayor estabilidad de carga en las VRU. Se espera entonces, una marcada reducción de paros de VRU.

Mayor estabilidad en la carga de compresores

Análogamente al beneficio aparejado que trae en las VRU la estabilidad en su carga, sucede con los compresores de la PC: cuanto mayor sea la estabilidad, más se reducirán los paros de compresores. Dado que, en caso de paro de compresores, el gas se ventea en antorcha, si se mejora la estabilidad, también se reducirán las emisiones de CO_2.

En el modelo baterías, cada una de ellas ve una producción variable porque solamente recibe producción de una cantidad reducida de PAD generando picos de gas, que rápidamente decaen. La PC, por el otro lado, ve la suma de la producción de PAD de todo un bloque proveniente de distintas zonas, por lo que la variabilidad de caudal se compensa entre las distintas áreas. La suma de pequeños aportes da un caudal más estable.

- El enganche de un PAD en los compresores de batería ocupa un 30% de la capacidad instalada.
- El enganche de un PAD en los compresores de PC ocupa un 10% de la capacidad instalada.

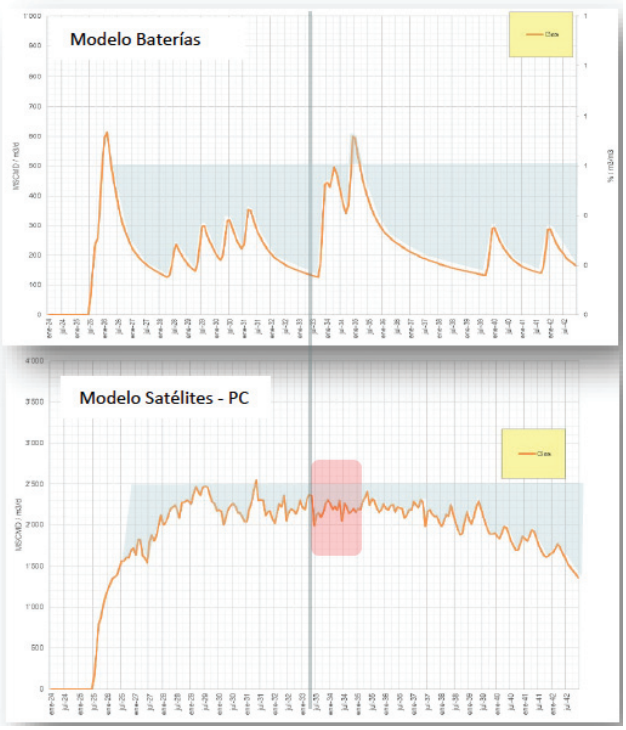


Figura 6. **Producción de gas a compresión-comparación modelo baterías *versus* satélites.**

Las baterías tienen venteo muy alto dada por la variabilidad de caudal de compresión que hace que los compresores paren y venteen gas. Por el contrario, la PC con más estabilidad en el caudal, generará entonces menos venteos.

Como beneficio aparejado, la PC te permite aprovechar mucho mejor la potencia instalada. Esto se observa en la figura 6, área sombreada en naranja. En el modelo baterías como el desaprovechamiento es mayor: una batería con 500MSMCD de capacidad instalada, posee en buena parte del tiempo uno o dos compresores apagados. En la PC no solo el aprovechamiento es mayor, sino que esto permite disponer de un *spare* caliente. En baterías hay tres compresores de 167MSCMD, pero sería prohibitivo disponer de un *spare* en caliente (cuarto compresor), ya que, en caso de caída de una máquina, las tres restantes deberían manejar 1/3 más de caudal y adicionalmente debería replicarse el compresor adicional en cada batería. En la PC, hay nueve compresores en total. En caso de caída de una máquina, cada uno de los compresores restantes tendrían que manejar 1/8 más de caudal, lo cual es perfectamente manejable, además, al ser una única instalación es uno solo el compresor adicional.

De esta manera, se logra maximizar la disponibilidad de los compresores, reduciendo los paros y consecuentes venteos que generan emisiones de CO_2.

Gathering asociado al modelo satélites

Junto con el nuevo diseño de las instalaciones del modelo satélites, se desarrolla el *Gathering* asociado, es decir, los ductos de PAD a satélites y de satélites a PTC y PC.

Para ello, se desarrollan filosofías integradas de manejo arena, deposición de parafinas, selección de mate-

riales e integridad y manejo de *slugs*. Es en este último punto en el que se hace foco desde el lado de la sostenibilidad del modelo.

Los *slugs* están directamente relacionados con la baja disponibilidad de compresores y/o VRU por la generación de una inestabilidad en la carga de la instalación ante su aparición. Es por ello que se espera que un correcto manejo de *slugs* redunde en una disminución de paros de compresores y VRU y consecuentemente reduzca las emisiones asociadas de CO_2 y CH_4.

Para ello se incorporó:

- Volumen disponible para recepción de *slugs* en los satélites.
- Incorporación de *slug* cátcher en el ingreso de PC.
- Incorporación de dump valve en Free Water de PTC y Slug Catcher de PC.

La Sostenibilidad en instalaciones del modelo con satélites: PTC y PC

Así como las características propias del modelo aportan a la sostenibilidad desde el punto de vista de reducción de puntos de venteos y estabilidad en la carga de las VRU, se implementan mejoras en las instalaciones de mayor magnitud que componen al modelo: PTC y PC.

Tecnología de captación de vapores: VRT+VRU+LP Flare

Como la generación de vapores en tanques es uno de los principales focos de posible generación de emisiones, se busca mejorar su tecnología de captación. Un aspecto clave a la hora de definir las tecnologías es el punto y presión de captación. Si los venteos fueran capturados únicamente desde el techo de los tanques, en caso de paro de las VRU, no habría presión suficiente para enviar los venteos desde los tanques hacia un Flare, ya que no disponen de presión de diseño suficiente. De esta manera, indefectiblemente se ventearía CH_4.

La solución se basa en el agregado de desgasificadores tipo VRU en el ingreso de los tanques. Los desgasificadores trabajan a una presión levemente superior a la presión de los tanques (700mmca), lo que genera que la mayor parte de los venteos sean liberados en este punto. Luego, una VRU capta los venteos de baja presión (LP) para comprimirlos hasta la presión de succión de compresores y, en caso de paro de la misma, la presión en la VRT será suficiente como para que los venteos sean enviados y quemados en una antorcha de baja presión (LP Flare). Por otro lado, para capturar los venteos remanentes en el tanque, se dispone de una VRU de muy baja presión (LLP).

Los venteos entonces quedan segregados en venteos de LP y LLP y en caso de paro de las VRU de LP, las emisiones generadas serán de CO_2, un gas menos contaminante que el CH_4.

Es esperable una reducción de emisiones considerable con la mejora en la tecnología de captación, sumada a la mayor estabilidad en la carga de las VRU (Figuras 7 y 8).

En la PTC se incorpora la recuperación de vapores en tanques Skimmer y pulmón de agua. Si bien los caudales de venteos generados son de menor magnitud que en los tanques de crudo, en caso de no recuperarlos se producirían sistemáticamente emisiones de CH4 en el techo.

Adicionalmente, el tanque pulmón de agua está diseñado como Skimmer, con el fin de asegurar la calidad de agua de inyección a pozos sumideros en caso de no disponer de este último (Figura 9).

Menor consumo de agua dulce para lavado

Dentro del circuito principal de tratamiento de crudo, se encuentra el sistema de lavado para desalado del

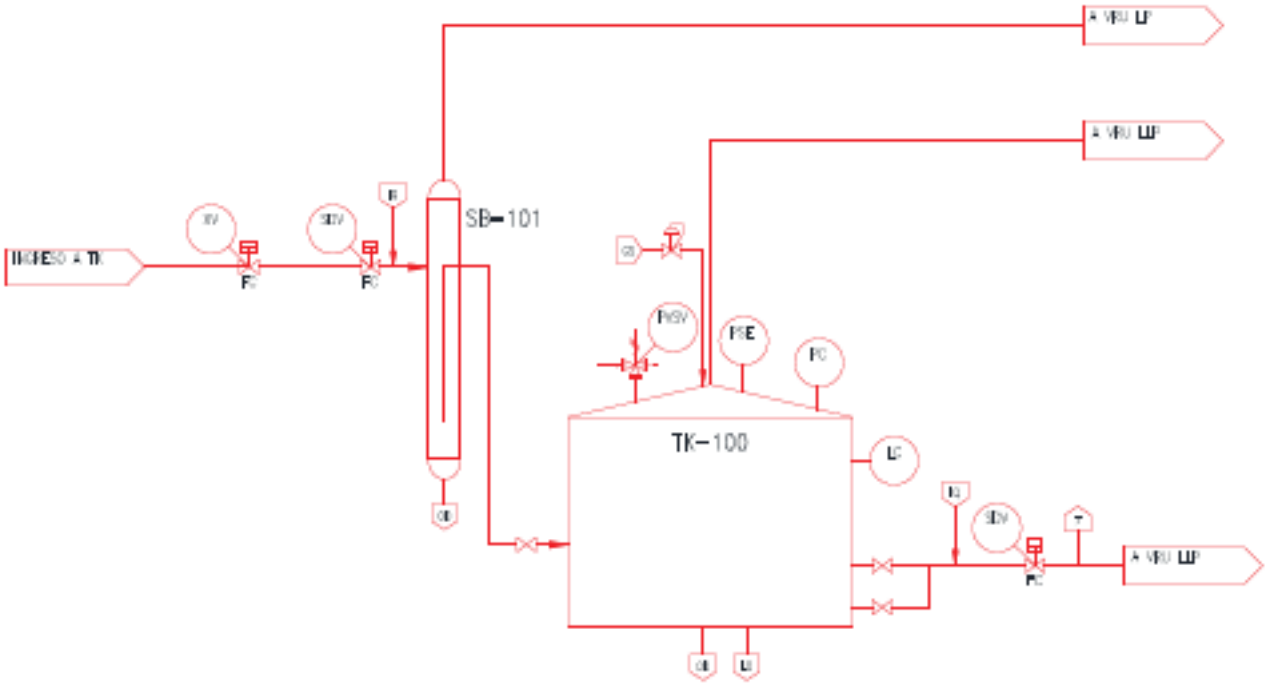


Figura 7. **Tecnología de captación-tanques con VRT.**

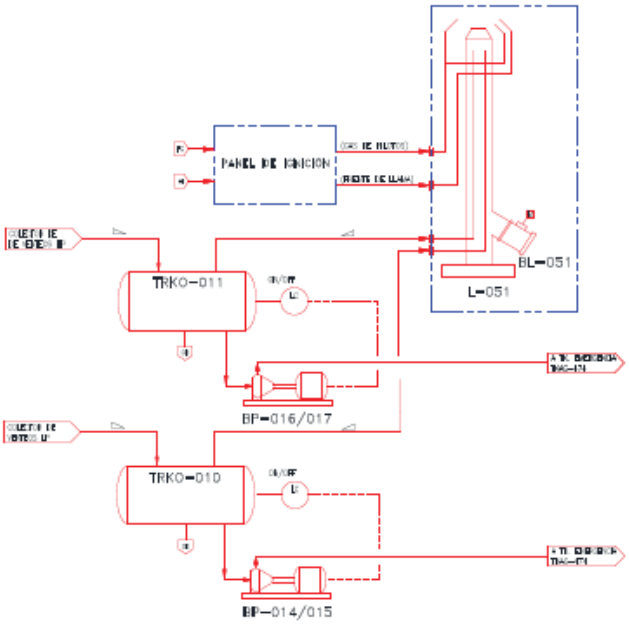


Figura 8. **Tecnología de captación-LP. Recuperación de vapores en TK Skimmer y TK pulmón de agua.**

crudo. Es usual encontrar que el sistema de lavado se realiza en una única etapa que consume grandes cantidades de agua dulce para lavado.

Debido a que el agua dulce es un recurso natural, resulta fundamental reducir y optimizar su uso. Para ello, se incorpora en la PTC del modelo satélites una segunda etapa de lavado que reduce considerablemente el consumo de agua dulce.

El lavado en dos etapas consiste en un equipo de separación mecánica y un tratador electrostático. El agua dulce se inyecta en el ingreso del tratador electrostático, donde se utiliza para lavar el crudo, se separa y luego se recircula a la primera etapa de lavado, para ingresar al separador.

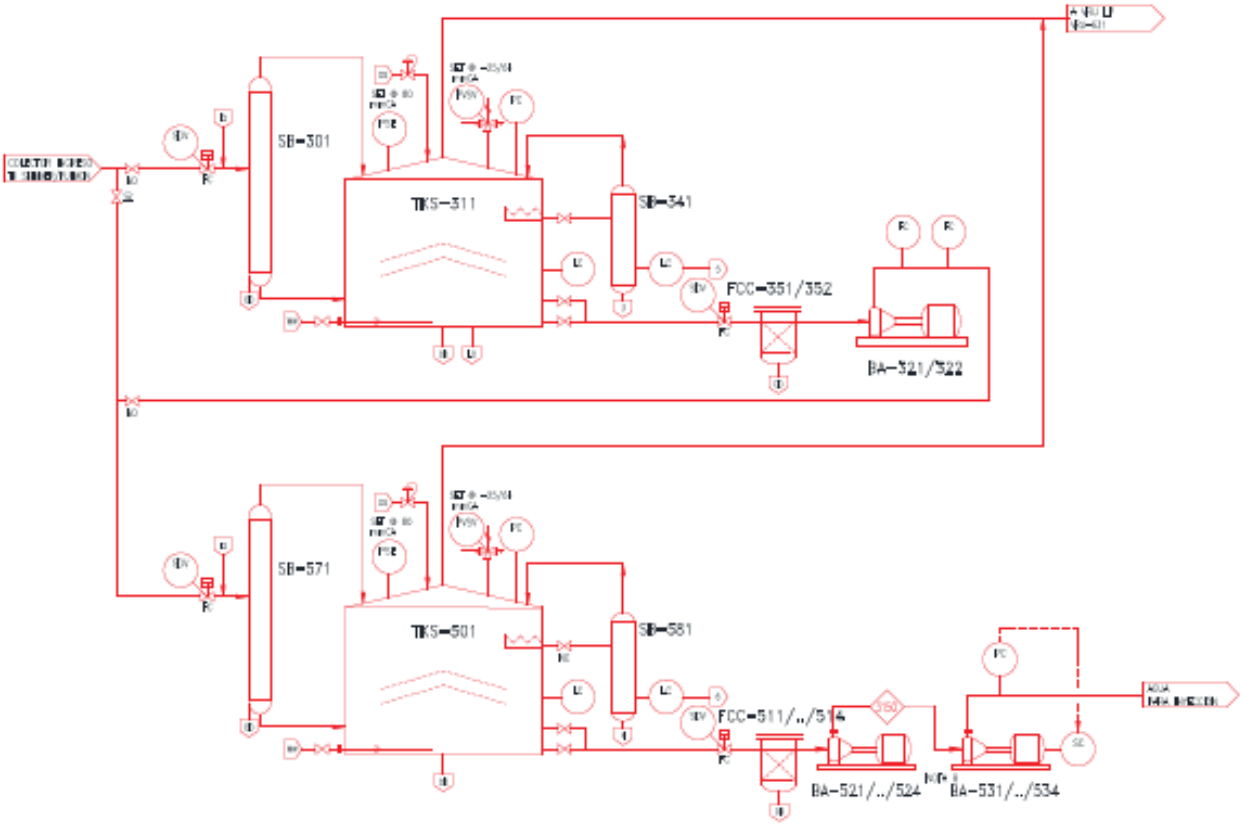


Figura 9. **Captación de vapores en TK Skimmer y TK pulmón.**

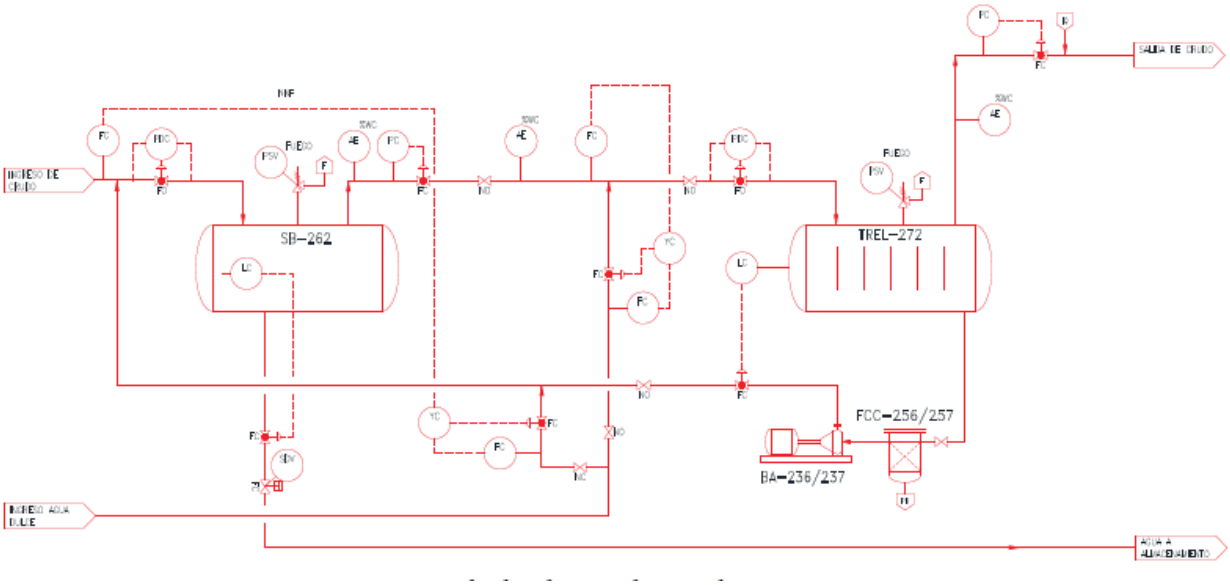


Figura 10. **Desalado de crudo en dos etapas en PTC.**

Esta operación conlleva a un doble beneficio: menor consumo de agua de lavado por incorporar la segunda etapa y menor potencia de inyección, ya que, el agua que se utiliza para lavado luego debe inyectarse. Si el caudal es menor, consecuentemente menor será la potencia consumida para inyectar agua.

- Un 85% de reducción del consumo de agua dulce por incorporación de segunda etapa de lavado.
- Un 35% de reducción de potencia de inyección (Figura 10).

Menor consumo de eléctrico

El nuevo modelo con satélites presenta entonces dos marcadas reducciones de consumo eléctrico: la asociada a la eliminación de los bombeos intermedios entre instalaciones de separación primaria y PTC y la asociada a la reducción de la potencia de inyección por el menor consumo de agua de lavado en PTC.

Si se totalizan los principales consumos eléctricos (bombeo de bruta de instalaciones de separación primaria a PTC, bombeo de crudo de PTC a punto de evacuación, potencia de inyección de agua de lavado y agua de producción), se observa que con el modelo satélites se reduce en un 40% la potencia total de bombeo necesaria, respecto al modelo baterías (Figura 11).

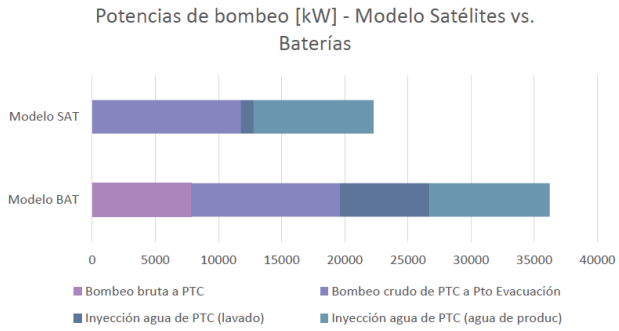


Figura 11. **Reducción de potencia total de consumo eléctrico.**

Mejoras en el diseño y control de la compresión de gas en PC

Siguiendo con la filosofía de maximizar la disponibilidad de la compresión evitando paros y consecuentes venteos, se aplicaron mejoras en la compresión y control de gas en la PC con una serie de puntos estratégicos:

- Incorporación de *slug* cátcher en el ingreso para amortiguar las variaciones de caudal.
- Incorporación de una estrategia de control en la succión en etapas y de la recirculación.
  - Por un lado, ante parada del sistema de despacho de gas, actúan válvulas *full flow* de sobrepresión. Están son válvulas grandes (8”), que actúan enviando el gas a venteo y evitan parar el campo (lo prioritario es el despacho de petróleo).
  - Por otro lado, para atajar oscilaciones propias del proceso, actúa una válvula seteada a una presión menor, más chica y de rápida respuesta. Por ejemplo, si se cae una máquina y consecuentemente entra más gas del que pueden tomar los compresores, abre esta válvula y alivia el caudal correspondiente a ese compresor.
- Si hay más compresores prendidos y se caen en vueltas, abre la recirculación, que a su vez tiene un control para evitar generar hidratos. Este consiste en una toma de recirculación de la salida de compresores y otra toma aguas arriba del aero. De esta manera, controlan la presión de succión del Scrubber haciendo una mezcla entre las dos recirculaciones para lograr una temperatura que evite la formación de hidratos (Figura 12).

Recuperación de BTEX y gas de stripping en PC

La PC posee una unidad de deshidratación de gas con TEG. En esa unidad, se presenta un punto de emisiones a la salida del regenerador de la TEG, siendo una fuente de venteo de benceno, tolueno y xileno (BTEX), CH4 y vapor de agua. El BTEX es dañino para la salud humana y muy contaminante de la atm. Además, el y por su parte

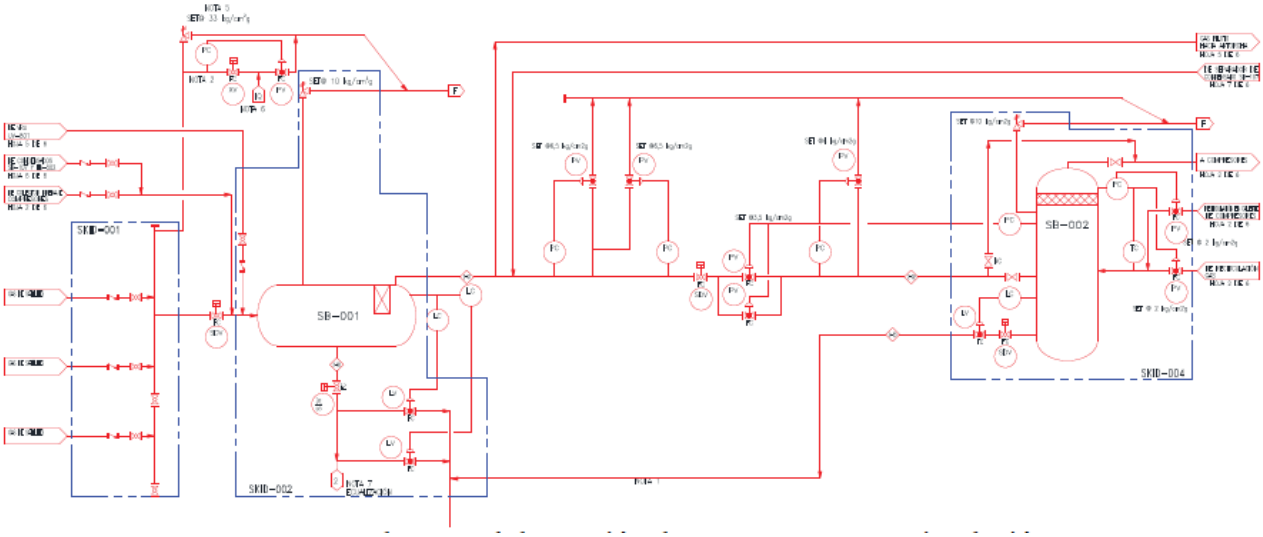


Figura 12. **Esquema de control de succión de compresores y recirculación en PC.**

el CH_4, que es utilizado como gas de *stripping*, tiene un poder de calentamiento global de 25 veces el de CO_2. La utilización del gas de *stripping* ronda los 1000 m^3/d de CH_4, lo que equivale a 25.000 m^3/d de CO_2.

En la PC del modelo satélites, un aeroenfriador y separador vertical se incorpora a la salida del regenerador de TEG. Al pasar por el aeroenfriafor, se condensan los BTEX (que ingresan desde el regenerador a 100 °C y condensan a una temperatura de 65-70 °C,). La salida del aeroenfriador se envía al separador vertical donde se separan los condensados para enviarse al tanque de condensado y el gas para enviarse a compresión en una VRU. De esta manera, se eliminan las emisiones directas de CH4 a la atmósfera (Figura 13).

Mejora en calidad de gas combustible

Se sabe que una causa adicional de las paradas sistemáticas de compresores es por detonaciones asociadas a la mala calidad del gas combustible (bajo número de CH_4) o por aparición de líquidos en la succión de estos.

En línea con evitar las paradas de compresores que generan emisiones de CO_2 por quema del gas, se incorpora en las nuevas plantas del modelo satélites una mejora en la calidad del gas combustible mediante un cambio en el proceso de obtención de este.

Esta optimización consiste en la incorporación de un módulo JT donde se enfría el gas, se condensan los líquidos y luego se separan, mejorando el número de CH_4 y bajando el punto de rocío. El gas enviado a consumo es calentado previamente con la entrada al separador.

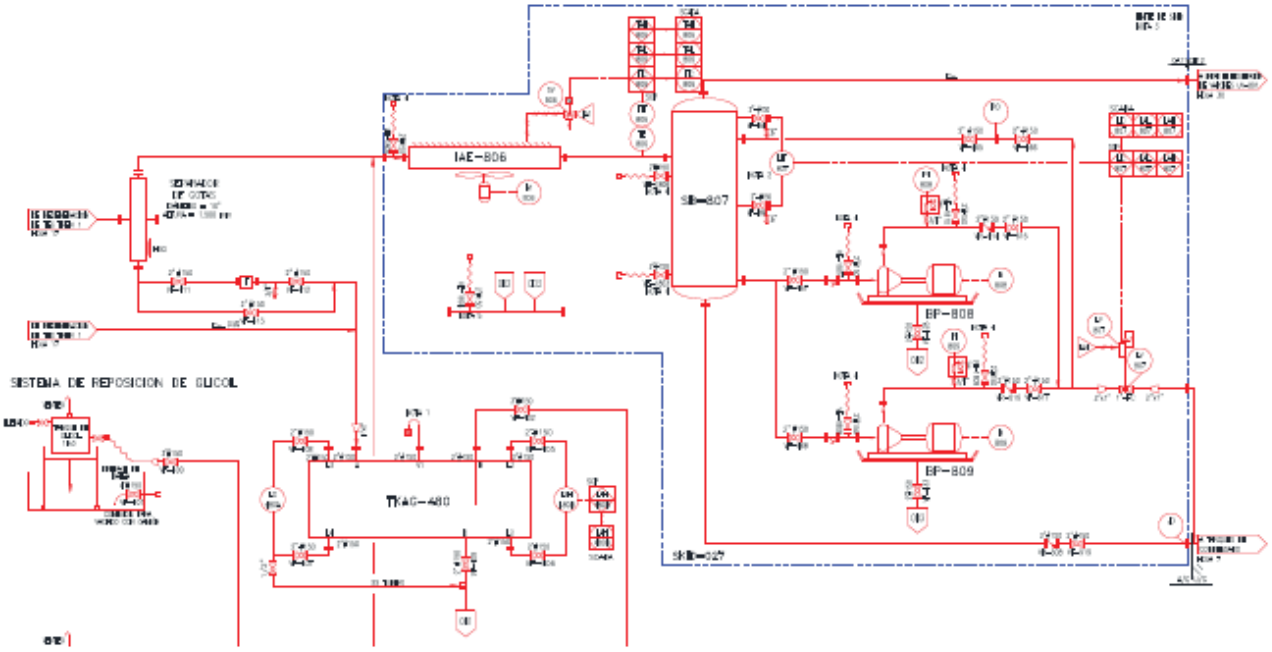


Figura 13. **Esquema de recuperación de BTEX y gas de stripping (CH4) en PC.**

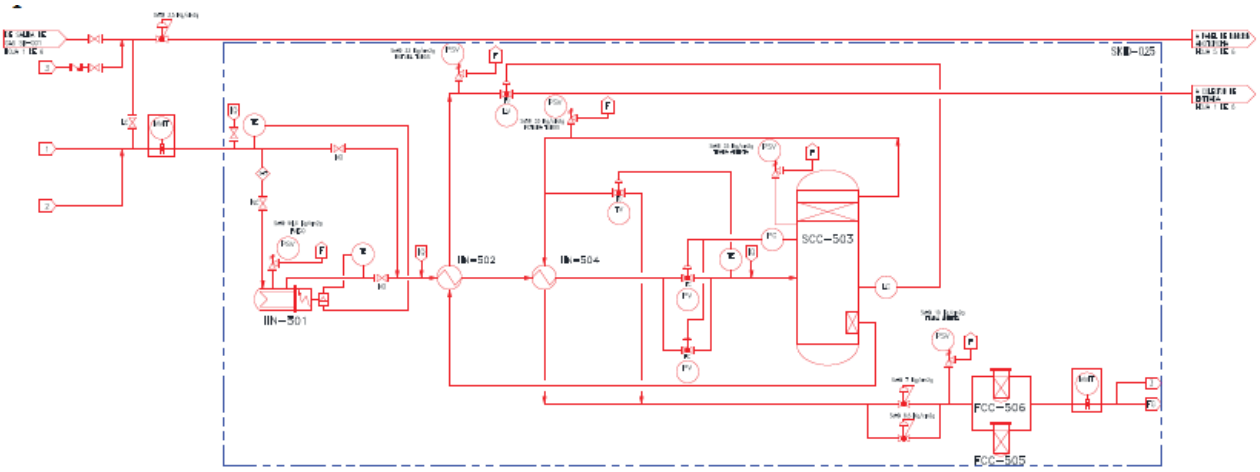


Figura 14. **Modulo JT para mejora en calidad de gas combustible.**

De esta manera, se espera que la proporción de paros por problemas en calidad de gas combustible desaparezca o se reduzca considerablemente.

Antorcha con encendido dual y soplador para performance smokeless

Garantizar la disponibilidad de la antorcha y asegurar la completa combustión de los gases es otro desafío que se presentó y abordó en el diseño de las instalaciones.

Se observaban problemas con el encendido de las antorchas haciendo que el gas de barrido esté apagado o demande *shut down* de las instalaciones.

Para garantizar la disponibilidad de la antorcha, se opta por el encendido dual con frente de llama y chispero.

Por otro lado, para garantizar la combustión completa de los gases a quemar (y evitar emisiones de CO), se incorpora un soplador que permite garantizar una performance

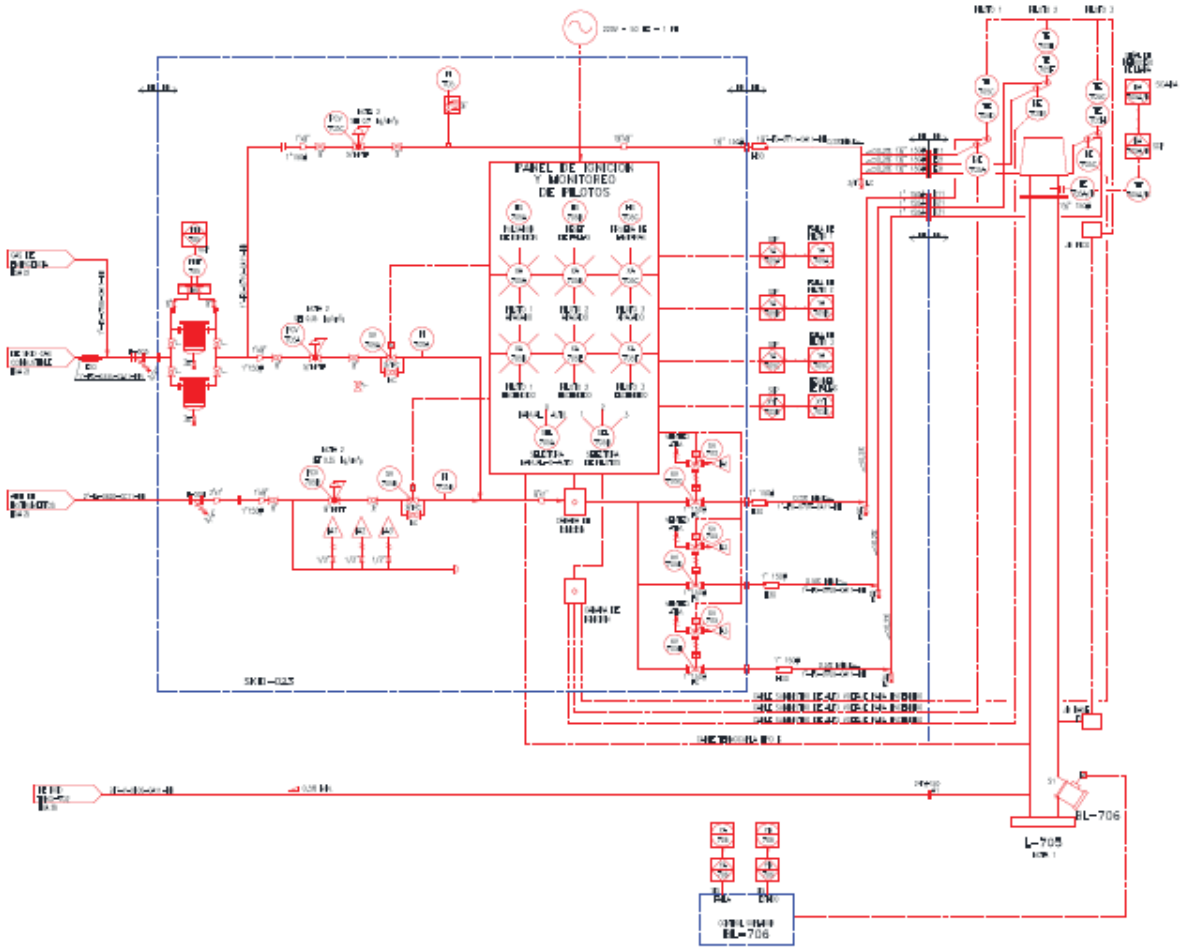


Figura 15. **Antorcha con encendido dual y *smokeless*.**

smokeless para los escenarios más comunes y esperables, como el venteo de gas de tanques con peso molecular alto que tienen a generar combustión incompleta.

Conclusiones

El incremento de la producción del NOC y la recurrente incorporación de lecciones aprendidas asociadas al modelo de baterías llevaron a desafiar al propio modelo. Luego de un estudio de benchmarking y modelización de los diferentes tipos de bloques, se llegó a la conclusión de que el modelo más conveniente era el modelo satélites. Ante este escenario se diseñaron las instalaciones y el *gathering* asociados, incorporando lecciones aprendidas, filosofías integradas de manejo de arenas, parafinas, *slugs* e integridad y abordando el diseño desde ejes claves, como seguridad, disponibilidad de las instalaciones y sostenibilidad.

Respecto al abordaje sostenible, uno de los ejes principales en instalaciones es la reducción de las emisiones asociadas a la quema de gas en antorcha (CO_2) y al venteo de gases de baja presión (CH_4). Por ello que es de vital importancia garantizar la estabilidad suficiente para evitar el paro de compresores (que envía el gas a quema en la antorcha), la reducción de paros de VRU y mejora en la captación de los venteos de baja presión y en casos de inminente venteo reemplazar las emisiones de CH_4, por emisiones de CO_2.

Ante esto, se presentan las siguientes mejoras:

- El modelo satélites reduce la cantidad de puntos de emisión, lo que facilita la gestión de los puntos de emisiones al centralizarlos en solo dos instalaciones: PTC y PC.
- Las características intrínsecas del modelo implican una mayor estabilidad en el caudal de ingreso a las instalaciones. Por un lado, las fluctuaciones asociadas a enganches de PAD son absorbidas por los satélites y; por otro lado, se incorpora una filosofía de manejo de *slugs* en cada una de las instalaciones. La mayor estabilidad implica menos paros de compresores y de VRU y, en consecuencia, menos emisiones.
- Se introduce una mejora en la tecnología de captación de vapores en la PTC al incorporar una segregación de venteos de baja y muy baja presión, mediante desgasificadores tipo VRT + VRU de baja presión y VRU de muy baja presión. Aparte de mejorar la captación de los venteos, en caso de paro de las VRU de baja presi*ón, el gas puede quemarse en antorcha* emitiendo CO_2, en lugar de ventearse a la atmósfera emitiendo CH_4 (un gas mucho más contaminante).
- Se incorpora la recuperación de vapores hacia la VRU en tanques Skimmer y pulmón de agua.
- Se implementan mejoras en el control de succión de gas hacia el Scrubber en la PC. Estas mejoras implican una segregación de las válvulas de sobrepresión, incorporando válvulas más chicas y ágiles que permiten absorber oscilaciones típicas del sistema. Ante una oscilación, como el paro de una máquina, no se ventea por sobrepresión el total del caudal, sino solamente el caudal asociado a esta, evitando el *full flow* y reduciendo las emisiones de CO_2.
- Se incorpora la recuperación de BTEX y gas de *stripping* (CH_4) en las unidades de deshidratación con TEG de la PC. El BTEX, muy contaminante para la atmosfera y el ser humano, es enviado a los tanques de condensado y el gas de *stripping* es enviado a la VRU. De esta manera se reducen las emisiones del BTEX y de CH_4.
- Se rediseña el *skid* de gas combustible para mejorar del número de CH_4 y reducción del punto de rocío, para reducir los paros de compresión por detonaciones o presencia de líquidos en la succión, respectivamente. El nuevo diseño implica un módulo JT. La reducción de paros de compresores reduce las emisiones de CO_2.
- Se incorpora una antorcha con encendido dual y *smokeless* con el objetivo de garantizar la disponibilidad de la antorcha y la combustión completa, que evita emisiones de gases más contaminantes como el CO.

Adicionalmente, desde el lado sostenible, se incorporaron otras mejoras relacionadas con el consumo de un recurso natural como es el agua y la reducción del consumo eléctrico:

- En la PTC se reemplaza el lavado en una etapa por el lavado en dos etapas, reduciendo en un 85% el consumo de agua dulce y en un 35% la potencia de bombeo asociada a la inyección del agua.
- El aprovechamiento de la energía de reservorio, trabajando las instalaciones de separación primaria a mayor presión, elimina la potencia de bombeo asociada al envío de producción desde estas instalaciones a las de tratamiento. Sumado a la reducción de potencia de inyección asociada al agua dulce, redunda en una reducción de un 40% de la potencia total de bombeo respecto al modelo de baterías.

La combinación de mejoras al modelo que implica una reducción de emisiones, un menor consumo de energía y una baja en la utilización de un recurso natural como es el agua dulce, hacen de este modelo uno más sostenible.

Marco Bergel *es Jefe de Procesos a cargo del diseño y estandarización de instalaciones de superficie de upstream. Responsable de un equipo de 15 ingenieros de procesos. Ex Director Nacional de Eficiencia Energética, a cargo del diseño e implementación de políticas de eficiencia energética. Ingeniero químico egresado de la Universidad de Buenos Aires y licenciado en Administración egresado de la Universidad del Salvador y magíster en Gestión de la Universidad de Toulouse, Francia.*

María Florencia Cibau *es Ingeniera Química, ITBA, 2014. Diplomada en Gestión de las Transiciones Energéticas, 2022 Programa de Formación de Líderes Energéticos, 2018. Ingeniera de Procesos YPF (2019 - actualidad). Docente de "Tecnologías de fabricación y procesos unitarios", UNLZ (2016-2022). Docente de "Transición energética y sustentabilidad", ITBA, 2023-actualidad. Ingeniera de Procesos con experiencia de ocho años en la industria del Oil&Gas, tanto en empresas de ingeniería como en YPF. Desarrollo de ingenierías básicas, conceptuales, visualizaciones y estandarización de instalaciones de superficie.*

Evaluación de *frac-hits* y su impacto en Loma Campana, cuenca Neuquina, Argentina

Por *Mariana Mamaní*, *Amalia Rosemblat* y *María Fernanda Álvarez Castillo* (YPF S.A.)

Este estudio se realizó para identificar las variables del *frac-hit* que influyen en la productividad de los pozos progenitores e hijos en Vaca Muerta, y para analizar los flujos de trabajo y evaluaciones de la Interacción Impulsada por Fractura (FDI, por sus siglas en inglés) observada en el desarrollo del proyecto Loma Campana.

Este trabajo fue seleccionado en 1° lugar en el Concurso de Jóvenes Profesionales *del* 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, *realizado en noviembre de 2023, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.*

El bloque Loma Campana se encuentra ubicado en el engolfamiento de la cuenca Neuquina, a 90 km al NO de la ciudad de Neuquén, con un área de 395 km² y comparte la zona oeste con la localidad de Añelo (Figura 1). Actualmente es una concesión de explotación No Convencional con la sociedad de YPF S.A. (50 %) y Chevron (50 %).

En la actualidad, el principal horizonte productivo es la formación Vaca Muerta como reservorio No Convencional con más de 390 pozos verticales y 285 pozos horizontales. Loma Campana constituye el principal yacimiento No Convencional de la Argentina y se encuentra en desarrollo desde 2011.

Por la configuración estratigráfica de la formación Vaca Muerta, se pueden reconocer al menos cinco niveles de navegación de pozos horizontales según la zona dentro del bloque, "la cocina" (Intervalo T1-T2 según Vittore *et al.*, 2016) y el "orgánico inferior" (base de T3-T4, Vittore *et al.*, 2016) son los niveles mayormente perforados con muy buenos resultados a la fecha (Figura 2), en los cuales nos concentraremos en este trabajo. El desarrollo del campo se enfoca principalmente en dos niveles estratigráficos con una separación horizontal estándar de 300 m entre pozos de un mismo nivel y 150 m con los pozos del nivel superior (Figura 2).

Los campos en explotación con objetivo formación Vaca Muerta evolucionan desde una fase inicial de exploración/delineación con unos pocos pozos horizontales aislados hacia una fase de desarrollo con actividad masiva de pozos horizontales, los cuales requieren exclusivamente fracturamiento hidráulico para ser producidos. Cada pozo horizontal produce y drena un volumen de acuerdo con el diseño de estimulación y reservorio contactado. En el estadio de desarrollo se observa que, al fracturar un pozo nuevo al lado de pozos existentes, este pozo nuevo se contacta con el vecino en producción. Estas interacciones generan pérdidas de productividad e ineficiencias en las fracturas de los nuevos pozos.

Las interacciones entre pozos son ampliamente conocidas y estudiadas en muchos yacimientos no convencionales de Estados Unidos (Rangriz y Chalaturnyk, 2019; Seth, 2020); sin embargo, este fenómeno está cobrando mayor importancia en los desarrollos de Vaca Muerta y, particularmente, en Loma Campana.

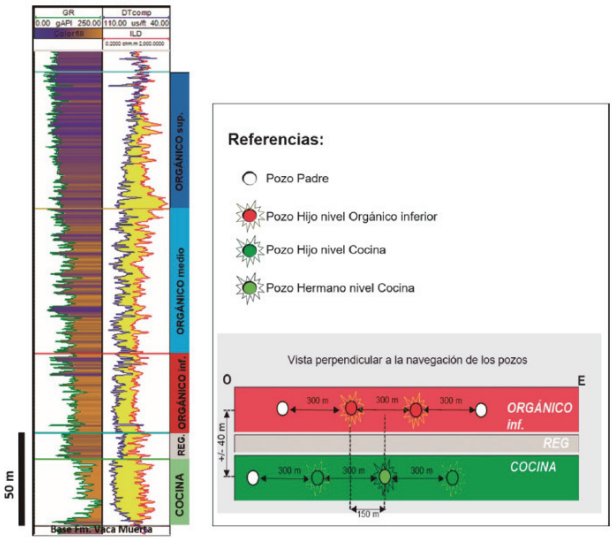


Figura 2. **Perfil tipo de la formación Vaca Muerta para el área de Loma Campana y los principales niveles geológicos en desarrollo. A la derecha, se observa esquemáticamente el posicionamiento de los pozos horizontales por nivel y los distanciamientos estándares.**

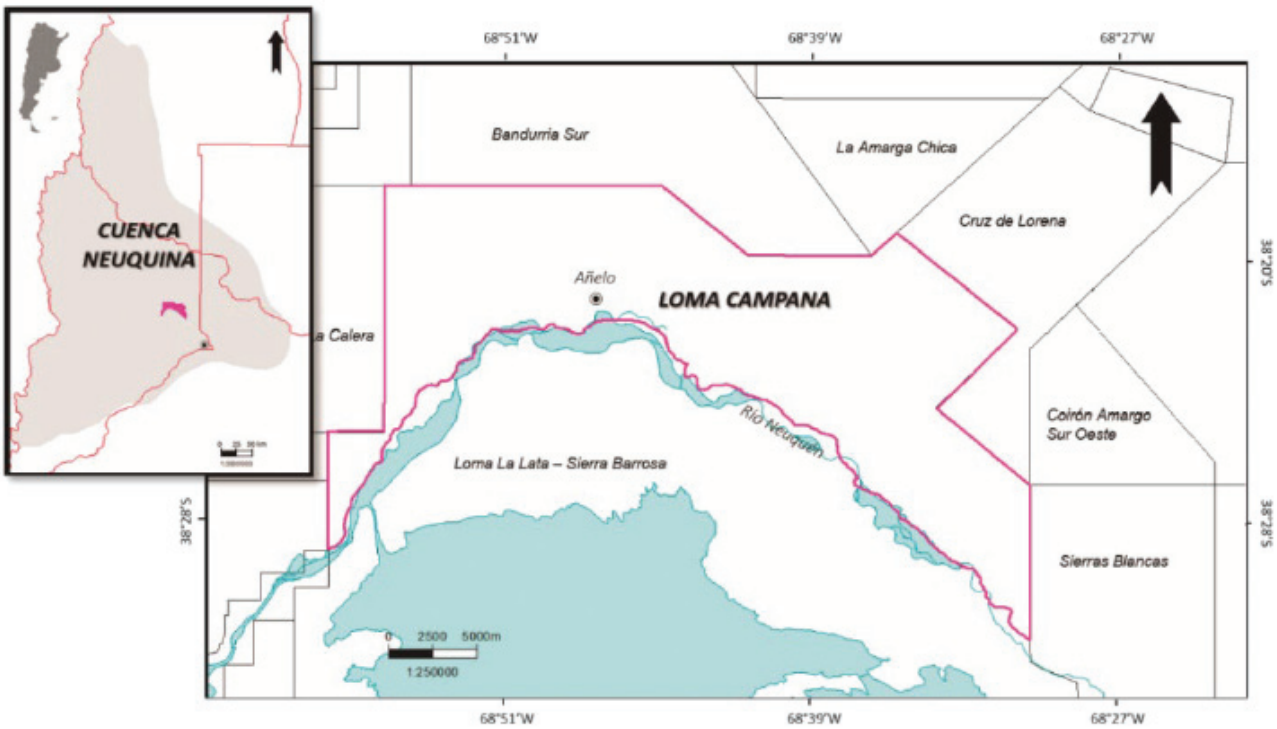


Figura 1. **Ubicación del bloque Loma Campana.**

Este trabajo muestra las particularidades de este fenómeno a través de análisis de presiones de pozos en el Play Loma Campana, al caracterizar sus variables diagnósticas y presentar una propuesta de metodología de análisis. Además, se pone en relevancia su relación con el fenómeno parent-child, intentando destacar la importancia de la identificación y seguimiento de los *frac-hits* para contribuir con la eficiencia de desarrollo de los campos.

Metodología

Definiciones

Inicialmente, para poder entender el fenómeno padre-hijo (más conocido en la bibliografía por sus términos en inglés *parent-child*) y las interacciones entre pozos horizontales en reservorios *shale* durante la etapa de fractura de pozos nuevos, se deben definir los siguientes términos: pozo padre, pozo hijo e interacciones (o *frac-hits* como comúnmente se conocen), y qué tipo de estas se analizaron y relacionaron para estudiar el fenómeno.

Pozo hijo: aquel pozo nuevo que interactúa con los pozos existentes incrementando la presión en ellos durante su etapa de fractura.

Pozo hermano: aquel que se ubica al lado del pozo hijo, en el PAD nuevo que se encuentra fracturando.

Pozo padre: pozo existente en producción con anterioridad a la terminación del pozo hijo. La identificación de este se realizó a nivel etapa de fractura del pozo hijo. En la tabla 1 se enumeran las consideraciones que un pozo padre debe cumplir.

Parámetros definidos para el pozo padre

1 El radio de búsqueda es hasta 1100 m.
2 El padre debe tener mínimo 90 días de producción.
3 Primer pozo ubicado en frente y que cumpla con un ángulo de 30° en el plano horizontal (Figura 3a).
4 A mismo nivel perforado se clasifica el pozo como lateral, a distinto nivel se clasifica como *stagger* o *stack* si se ubica en un ángulo de 20° (Figura 3b).
5 La distancia medida entre la etapa del pozo padre e hijo es la mínima distancia en 3D entre ellas, la tangente.

Tabla 1. **Consideraciones para definir el pozo padre.**

A mismo nivel perforado se clasifica el pozo como *lateral*, a distinto nivel se clasifica como *stagger* o *stack* si se ubica en un ángulo de 20° (Figura 3b)

Interacciones: también conocidas como *frac-hits* en la bibliografía (Rangriz y Chalaturnyk, 2019), se definen como los incrementos de presión medidos en boca de los pozos identificados como padres que se encuentran cerrados mientras se fracturan los pozos hijos.

Con el fin de analizar las interferencias, se monitoreó y midió la presión de boca en los pozos padres durante la terminación de los pozos hijos, los cuales fueron cerrados con anterioridad por seguridad operativa. Otro dato importante que debe ser registrado con precisión es el tiempo de ejecución de cada etapa de fractura en el pozo hijo. Se debe consolidar toda la información e identificar qué etapa del pozo hijo provocó cada interferencia. Estos análisis interpretativos comprenden la fase más laboriosa de todo el estudio.

Caracterización del *frac-hit*

Como se mencionó, algunas etapas fracturadas del pozo hijo interactuaran durante su terminación con el pozo padre, a esto se lo define como *frac-hit*, el cual se asocia a un incremento de presión cuando está cerrado. Para poder analizar esta respuesta se busca caracterizar con detalle la curva de presión de boca del pozo padre.

La evaluación de los *frac-hits* se llevó a cabo a través del análisis de un grupo de variables seleccionadas, consideradas de primer orden para el estudio, las cuales se muestran en la figura 4.

A continuación, se describen las variables que surgen de la caracterización de la curva de presión: **Intensidad** (kg/cm²/min): recta entre el punto donde comienza la perturbación de la presión y el máximo de esta curva. Representa una velocidad.

Tiempo *delay* (min): diferencia entre el tiempo de inicio del evento (t0) y el tiempo en el que comienza la perturbación(t1).

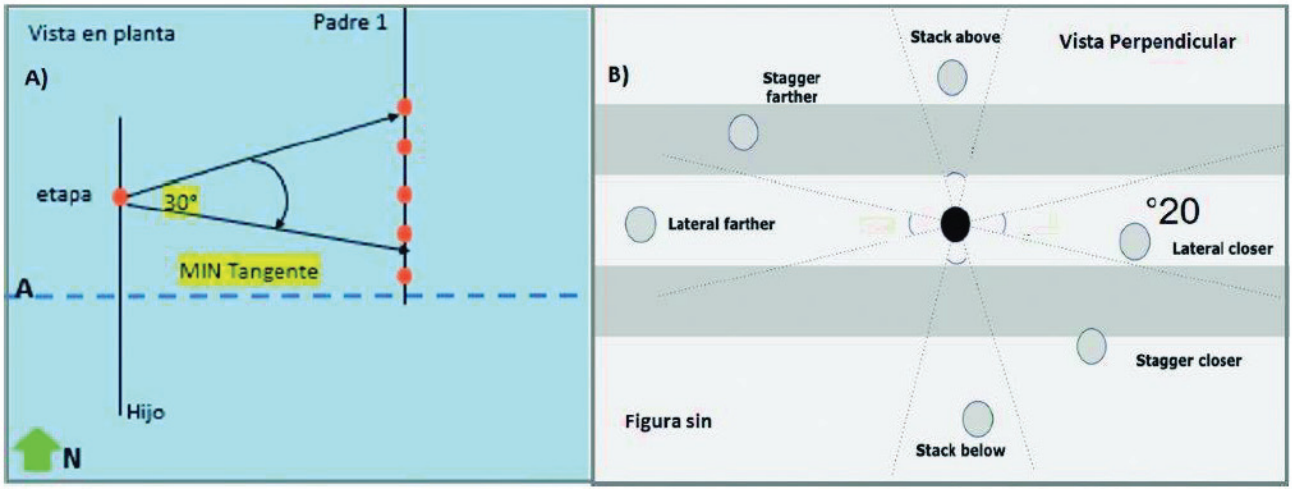


Figura 3. **a) Vista en planta de la búsqueda del pozo padre. b) Vista perpendicular de la posición de padres de acuerdo con el nivel navegado y la clasificación en relación con el hijo.**

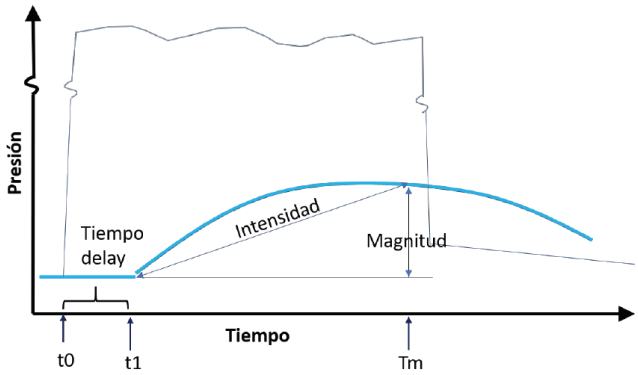


Figura 4. **Las variables que describen el *frac-hit*, modificada de Rangriz y Chalaturnyk (2019).**

Magnitud (kg/cm²): delta de presión entre la presión al inicio del evento y la presión máxima alcanzada durante el *frac-hit*.

Otros datos asociados a cada evento de interacción:

Distancia entre pozo padre e hijo (m): distancia mínima medida en tres dimensiones entre las dos etapas más próximas entre padre e hijo.

Tipo de padre: esta variable determina las relaciones espaciales entre pozos. Indica si corresponde o no al mismo horizonte productivo del pozo hijo: *lateral, stagger o stack*. En relación con la proximidad o distanciamiento, puede ser *closer o farther*.

Hipótesis del fenómeno físico

La explicación física del fenómeno de interacción entre los pozos hijos y los pozos padres puede ejemplificarse con una curva de presión de pozo padre.

En la figura 5 se representa la presión del pozo padre *post-frac-hit*, en celeste se grafica la presión de tratamiento de los pozos hijos y en líneas verticales entrecortadas la fecha de inicio de cada etapa ejecutada del grupo de pozos nuevos (Pad) que se está fracturando.

Se identificaron tres etapas con diferente comportamiento de presión cuando el pozo padre ha sido cerrado por seguridad, previo a la fractura de los pozos hijos:

- Etapa 1: recupero de presión mientras ninguna etapa impacta en el padre, realizando un *build up*.
- Etapa 2: la presión del pozo padre comienza a incrementar más rápidamente que su recupero esperado o *build up* normal. En este periodo se entiende que se produce "el llenado del pozo padre" hasta alcanzar una presión máxima.
- Etapa 3: la presión del padre se estabiliza en un máximo de presión, alcanzando el estrés mínimo de la roca, por lo que cada incremento de presión se disipa rápidamente.

Cuando se analizaron las curvas completas de presión de boca posfractura de los pozos padres, se pudo observar dos tipos de respuestas diferentes en bloque Loma Campana:

1) Respuesta con aumento rápido de presión:

En este tipo de respuestas se puede apreciar un aumento rápido de la presión del padre, con altas intensidades de los *frac-hits* desde el momento en el que ocurre la primera interferencia y durante la etapa 2 hasta iniciar la etapa 3, cuando se estabiliza la curva en un máximo de presión.

En la mayoría de los casos esta respuesta se observó en pozos padre-hijo a mismo nivel, con distanciamientos menores al espaciamiento estándar del campo y en pozos padres con mayor tiempo de producción. De acuerdo con otros trabajos publicados estas altas intensidades referencian a la existencia de una conexión muy franca de tipo hidráulica con respuestas directas de *frac-hit* (Seth, 2020).

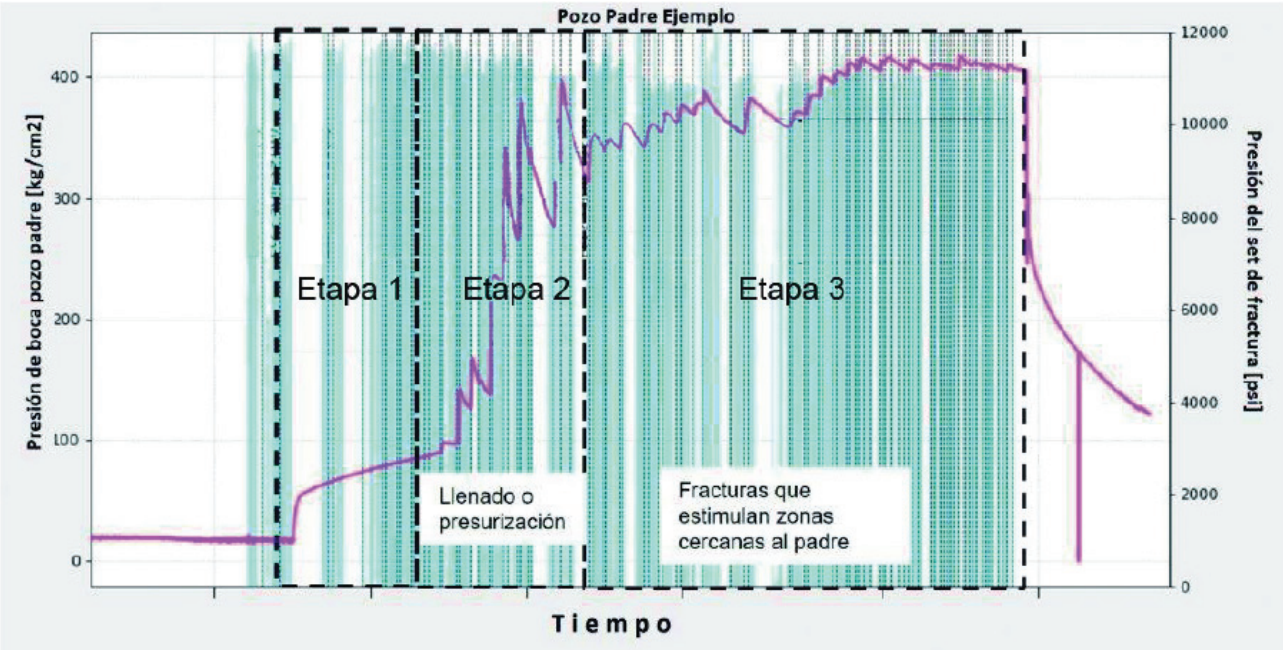


Figura 5. **Curva de presión de boca y respuesta del pozo padre a las interacciones del pozo hijo.**

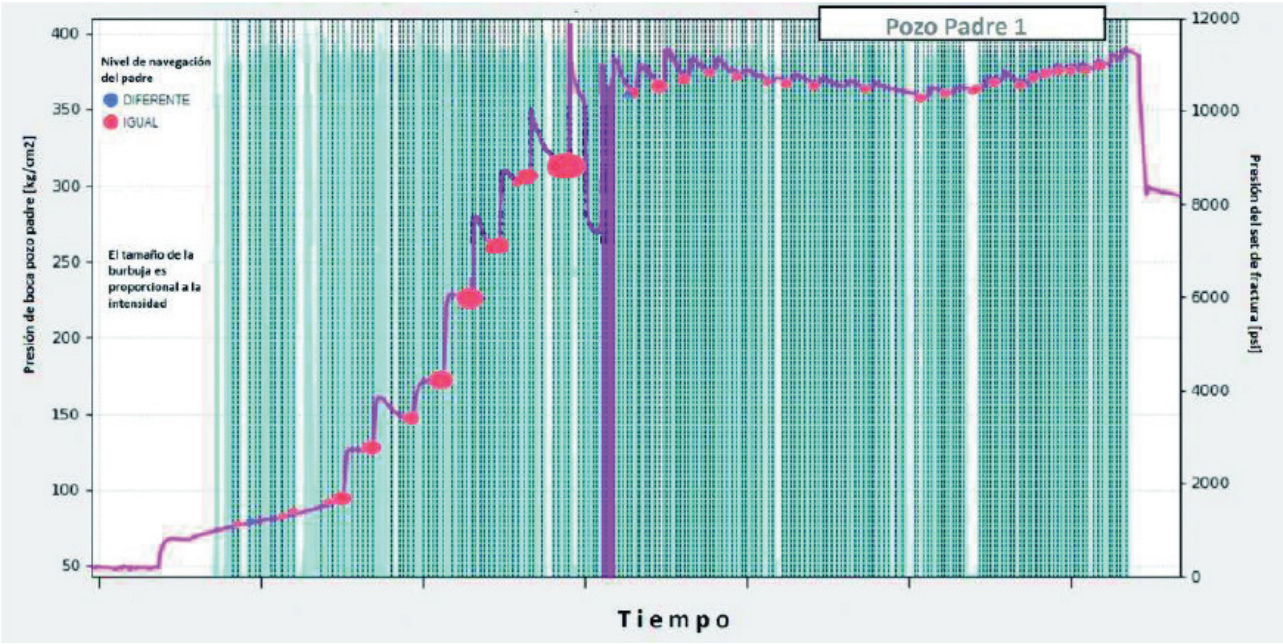


Figura 6. **Incremento de presión acelerado del pozo padre.**

En la figura 6 se muestra el caso de un pozo padre (1) afectado por un aumento rápido de presión. Esta respuesta se adjudica principalmente a la fractura de uno de los pozos hijos que se encuentra a un espaciamiento menor al estándar y posicionado en el mismo nivel productivo. Los pozos hijos correspondientes a diferentes niveles generaron menor impacto.

2) Respuesta con aumento gradual de presión:

En este tipo de respuestas, el incremento de presión es más lento en el tiempo con intensidades un poco más bajas de los *frac-hits* desde el inicio de la etapa 2 hasta el inicio de la etapa 3. Este comportamiento se observó mayormente en pozos padre-hijos con mayores distanciamientos, en configuraciones especiales donde prevalece una mayor cantidad de pozos padres cercanos o con pozos padres no estimulados efectivamente. En pozos padres con este comportamiento es más difícil alcanzar una presión máxima. En estos casos, podría interpretarse que existe una mayor dificultad en realizar una represurización exitosa de los pozos padres, debido a dicho comportamiento.

En la figura 7 se muestra un ejemplo de respuesta con aumento lento o gradual de presión, interacción entre pozos a diferente nivel y más de un espaciamiento.

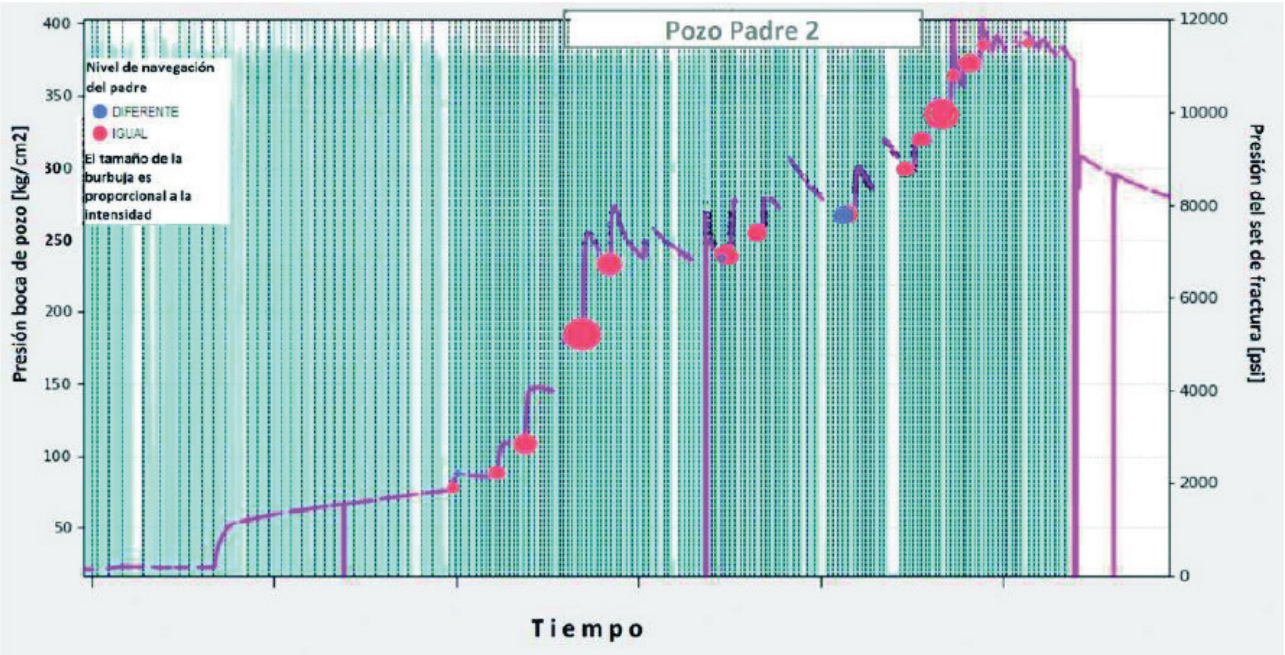


Figura 7. **Incremento de presión gradual del pozo padre.**

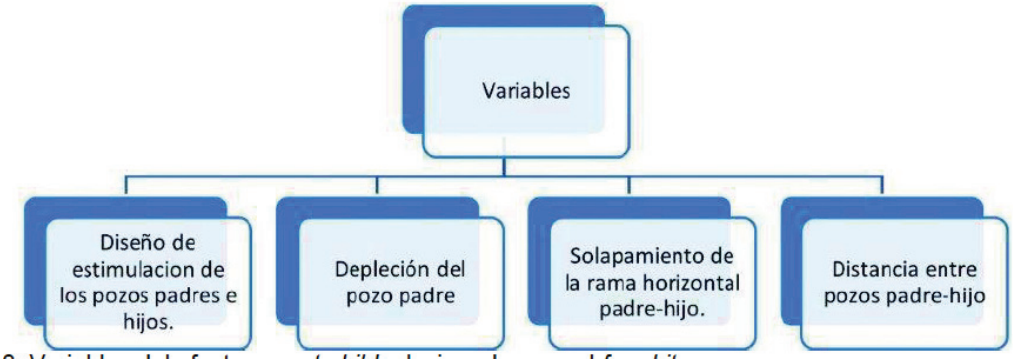


Figura 8. **Variables del efecto parent-child relacionadas con el *frac-hit*.**

En ambas curvas se observó que los pozos con mayor interacción con el padre son los que se encuentran a un distanciamiento y al mismo nivel.

Análisis y resultados

Las interacciones entre pozos brindan información para un mayor entendimiento de lo que hoy se conoce como efecto *parent-child*. Se sabe que en otros trabajos (Lindsay *et al.*, 2018; Esmaili *et al.*, 2021; Gupta *et al.*, 2020), buscan entender las variables que modifican la pérdida de productividad por la interacción de pozos padre e hijo. Las variables hoy conocidas e identificadas que intervienen en el efecto *parent-child* son distancia entre pozo padre e hijo, depleción del pozo padre, diseño del padre e hijo, configuración de donde está ubicado el pozo hijo respecto de los pozos padres y el solape de las ramas horizontales entre pozos. En este trabajo, las variables del efecto *parent-child* que se relacionaron con los *frac-hits*, se resumen en la figura 8.

Se propusieron varios casos para ejemplificar cómo las variables responden a las interacciones o *frac-hits* registrados en los pozos padres, que se explican a continuación:

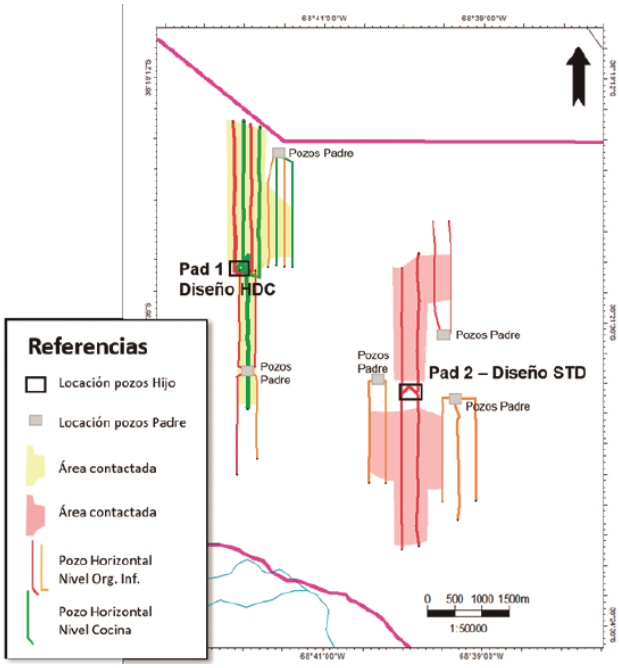


Figura 9. **Áreas contactadas por hijos en Pad estimulados con diferentes diseños.**

Diseño de fractura de los pozos hijos

Se identificaron dos Pad de pozos con diferentes diseños de estimulación para comparar el comportamiento de los pozos padres en cada caso. En el Pad 1 se realizó un diseño denominado alta intensidad (HDC-*High Density Completion)* con más punzados por etapa, y en el Pad 2 se realizó un diseño de baja intensidad (STD-*Standard*) con menos punzados por etapa (Figura 9).

Para ambos diseños de estimulación se observó que las áreas contactadas por las fracturas alcanzan al menos dos distanciamientos (600 m) de pozos para ambos niveles productivos: orgánico y cocina (Figura 9). Otra observación es que, en diseños con menor número de punzados por etapa, pozos hermanos interactuaron con los padres a 900 m, confirmando el mayor crecimiento de la media ala de fractura. Al contrario, en el diseño con mayor cantidad de punzados, se observó que los pozos hermanos contactaron a un solo padre (Figura 10).

Para el caso del diseño de alta intensidad se cuenta además con la oportunidad de entender los fenómenos de interacción entre diferentes horizontes geológicos. En muchos casos, los pozos fracturados en la cocina contactaron a pozos en el orgánico, pero pozos del orgánico no contactaron a la cocina (Figura 11).

Definición de una nueva variable: intensidad máxima

De los dos tipos de respuestas identificadas anteriormente (en la hipótesis del fenómeno) en los pozos padres se observó que estaban condicionadas por el nivel de navegación de los pozos padres e hijos, ya que cuando estos se encuentran al mismo nivel existen interacciones hidráulicas con respuestas directas de *frac-hit* y grandes magnitudes de presión, mientras que cuando están en distintos niveles las interacciones son de menores magnitudes (Seth, 2020). Además, se concluyó que el distanciamiento entre pozos padre-hijo, la configuración, el tiempo de producción del padre, desempeñan un papel importante en el tipo de respuesta de presión de los pozos padres. Se buscó una variable que logre caracterizar estas interacciones entre los pozos hijos con los padres.

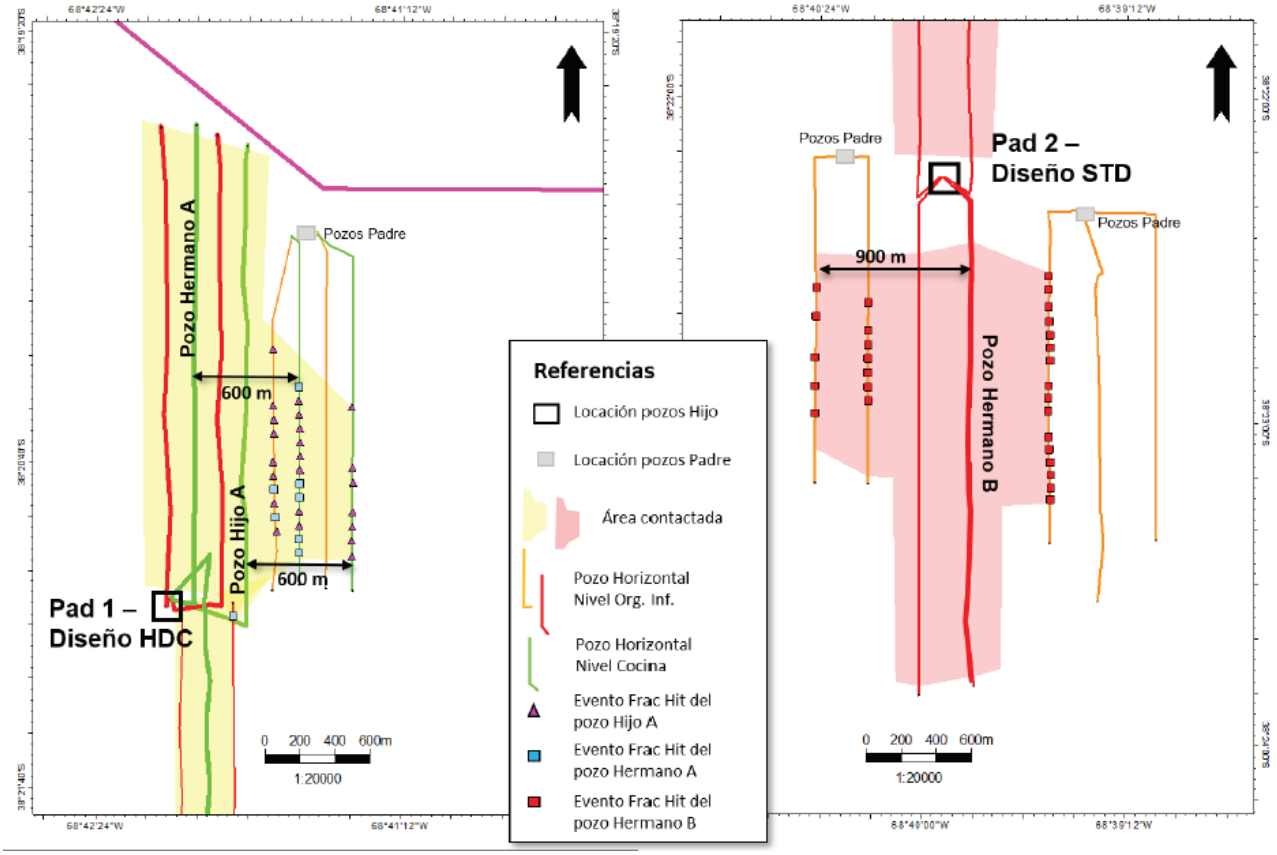


Figura 10. **Diferencias entre áreas contactadas por distintos diseños de estimulación según el alcance de los eventos de frac-hits. En el mapa de la izquierda, se observa el Pad 1 con diseño HDC donde se observan interferencias hasta 600 m. En el mapa de la derecha, el Pad 2 con diseño STD las interferencias se detectaron hasta los 900 m.**

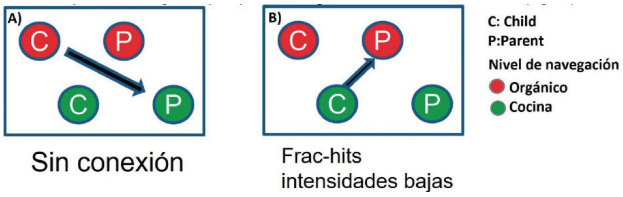


Figura 11. **a) Sin *frac-hits* de pozos orgánicos con la cocina. b) Conexiones débiles de la cocina con el orgánico.**

Se define la intensidad máxima del pozo hijo (Int. Máx.) como la suma de intensidades de cada etapa para todos los padres contactados por cada pozo hijo:

$$Int_{Max} = \sum_{i}^{n} Intensidad\ i$$

Esta variable busca cuantificar las etapas que tuvieron mayores intensidades y, por lo tanto, mayor conexión con el pozo padre generando ineficiencias en la fractura ejecutada en el pozo hijo. Se interpreta que estas etapas en particular podrían presurizar el pozo padre con fluido y no generar un sistema de fracturas en el pozo hijo.

Depleción del pozo padre

En este caso se representó la depleción del padre con la variable tiempo de producción de un numero discreto de pozos. Para ver el impacto de la variable tiempo de producción del padre, se establecieron criterios de filtrados de datos, como la distancia entre pozos padres e hijos de 250 a 350 m, un solapamiento de rama horizontal significativo y pozos padres que alcancen la presión de estabilización máxima. Se estiman las intensidades máximas generadas por un hijo en el padre a analizar. De no alcanzar la presión de estabilización la intensidad máxima depende de la cantidad de etapas compartidas.

En la figura 12a, se graficaron las curvas de incremento de presión por *frac-hits* generadas por sus pozos hijos; y en la figura 12b, se muestra una tendencia de como varia la intensidad máxima para este caso: a mayor tiempo de producción del padre, mayor es la intensidad máxima alcanzada por cada pozo hijo.

Solapamiento de ramas entre padre e hijos

Los pozos padres no siempre se encuentran 100% alineados al pozo hijo, eso quiere decir que las longitudes de pozo y posicionamiento de *landing point* varían en cada caso de Pad. Por lo tanto, existen casos donde el porcentaje de rama horizontal enfrentada a un pozo padre es menor, como se observó en el ejemplo de los pozos del sur del Pad 2 en las figuras 10 y 13a.

Esta observación no es menor para la interpretación de las curvas de presión de los pozos padres, donde la presurización de este depende de cuántas etapas enfrentadas existan entre pozos padre e hijo. Si las etapas son

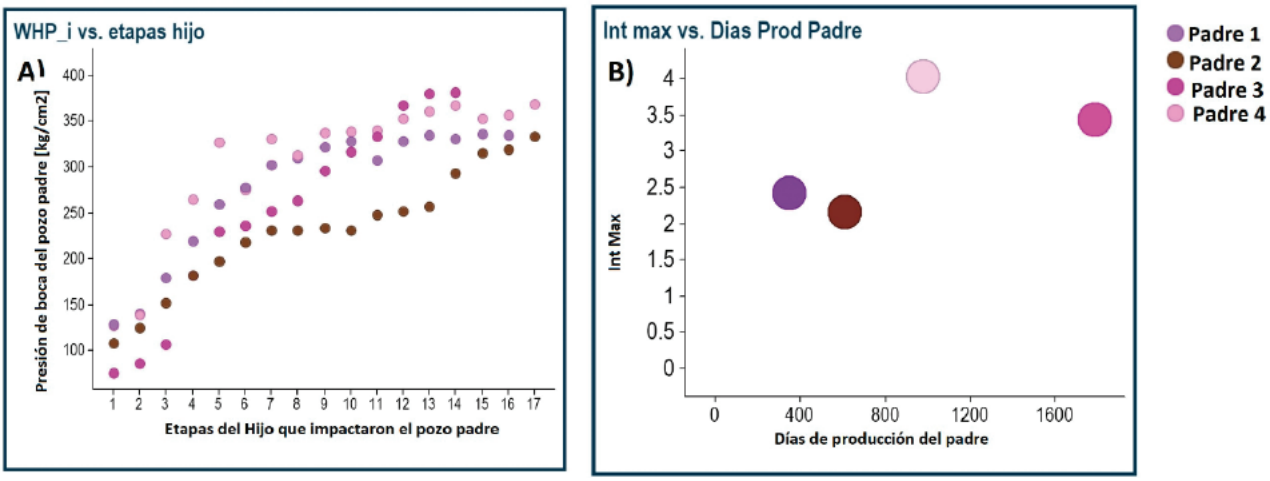


Figura 12. **a) Curva de presión de boca de los pozos padres. b) Intensidad Máxima *versus* Tiempo de producción del pozo padre.**

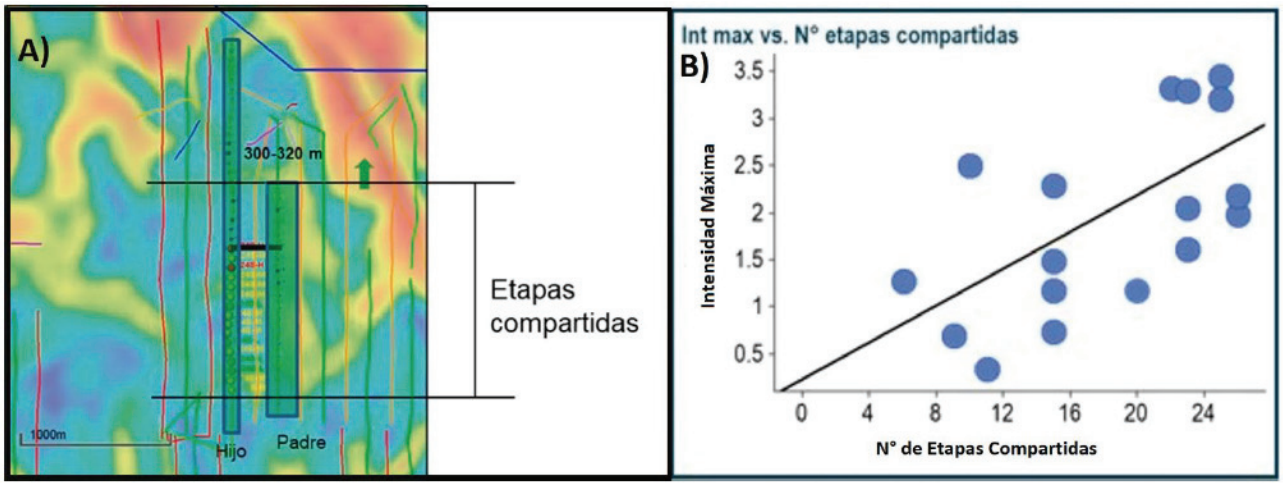


Figura 13. **a) Ejemplo de solapamiento de pozo padre e hijo. b) Etapas compartidas padre e hijo *versus* Intensidad Máxima del hijo.**

pocas es probable que no alcance la presión de estabilización de la etapa 3, antes descripta en la hipótesis del fenómeno.

En este caso, el solapamiento entre pozos es representado por la cantidad de etapas compartidas entre pozo padre e hijo. En la figura 13b se muestra cómo la intensidad máxima aumenta con el mayor número de etapas compartidas entre pozos y muestra una clara proporcionalidad entre ellas. Para obtener esta comparación se normalizaron otras variables, como distancia a un rango acotado de 240 a 350 m, pozos padre e hijo a mismo nivel, esto se consigue usando la variable de clasificación del pozo padre, seleccionando *lateral-closer*.

Distancia mínima entre pozo padre e hijo

Esta es una de las variables de mayor influencia en el efecto *parent-child* y, por lo tanto, en la estrategia de desarrollo de los campos a través de la evaluación del *well spacing* de pozos. Se analizaron las relaciones con las variables del *frac-hits*: intensidad, magnitud y tiempo de *delay*, las que se exponen a continuación.

En la figura 14, se muestra la correlación entre dichas variables, en el eje de las ordenadas se encuentran las variables de *frac-hits versus* la distancia mínima entre pozos en el eje de las abscisas y el color de los datos discrimina la ocurrencia de la interferencia en relación al horizonte o nivel productivo (igual o distinto).

Como se observa en la figura 14, la interacción entre diferentes niveles es baja a los distanciamientos ejecutados, verificando el entendimiento actual sobre la baja ocurrencia de conexión a diferentes niveles. Por otro lado, se observa que las variables de intensidad y magnitud comienzan a disminuir a partir de una distancia identificada (línea vertical punteada), por ahora no asociada a un diseño de estimulación en particular. Las mismas disminuyen a partir de aproximadamente 370 m. De esta observación surge la conclusión de alejar los pozos nuevos a una distancia mayor al espaciamiento estándar del campo, como una medida mitigatoria del efecto *parent-child*.

Relación de la variable intensidad máxima con la productividad

Para cuantificar la perdida de EUR se utilizó el P50 de la productividad esperada de cada población de los pozos hijos, de acuerdo con el diseño, nivel de navegación

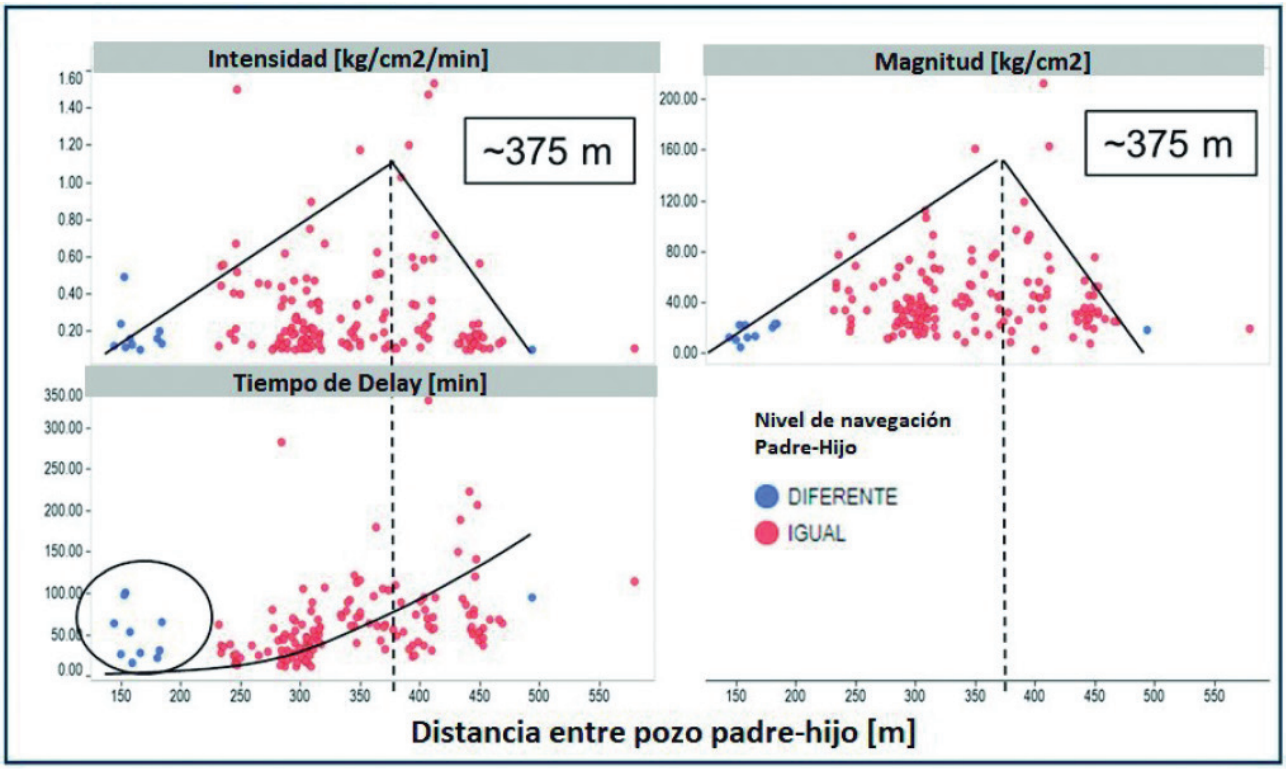


Figura 14. **Variables de *frac-hits versus* distancia mínima entre pozos padre e hijo.**

y zona de fluido. Se pudo constatar que estas pérdidas superan el 20% de la performance esperada para cada pozo hijo.

Los pozos contemplados en este análisis cumplen las siguientes condiciones: el pozo padre se encuentra a una distancia entre 240 a 400 m y las magnitudes de *frac-hits* son mayores a 1 kg/cm^2, para no incorporar interpretaciones erróneas. Respecto de los pozos hijos, solo se incluyeron los que tuvieron datos completos de *frac-hits*.

En la figura 15, se relacionó la intensidad máxima, con las pérdidas de productividad del pozo hijo, observándose que a mayores intensidades máximas existe mayor probabilidad de tener pérdidas en el pozo hijo.

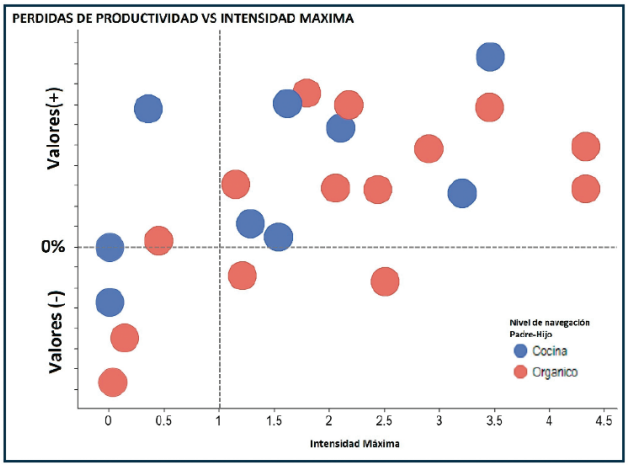


Figura 15. **Relación de pérdidas de productividad *versus* intensidad máxima de cada hijo.**

Los pozos agrupados en la franja de valores negativos no tuvieron pérdidas y superaron la productividad esperada. Los pozos ubicados en la franja de valores positivos tuvieron pérdidas de productividad en el pozo hijo. Se ha observado un comportamiento similar en ambos niveles productivos de la cocina y orgánico.

La intensidad de los *frac-hits* tiene una clara correlación con la productividad del pozo hijo, por lo que disminuirla colaboraría con la mitigación del efecto *parent-child*. Se trata de una aproximación de la eficiencia de cada etapa del hijo.

Conclusiones

A diferentes diseños de estimulación, los *frac-hits* ocurren de igual manera, generando áreas de contacto similares. El incremento de punzados reduce la distancia recorrida por el *frac-hit*. Por ejemplo, el diseño STD contactó 900 m *versus* el diseño HDC que contactó 600 m. En referencia al alto de fractura se observó que en el diseño HDC en el nivel cocina crece y contacta el nivel orgánico, con bajas intensidades mientras que la fractura en el nivel orgánico no crece hacia la cocina.

- Los *frac-hits* también brindan una primera aproximación del área contactada por la fractura de los hijos, verificando que no hay un crecimiento uniforme de estas, parte por la ineficiencia de las fracturas que van a llenar el pozo padre sin generar reservorio nuevo.
- Se definió una nueva variable, intensidad máxima, que representa la suma de las intensidades de las

etapas que interactuaron con los pozos padres y se correlacionó con las variables del efecto *parent-child*, demostrando correlación con las variables de depleción del pozo padre, solapamiento de rama horizontal padre-hijo y distancia entre pozos.

- Se identificó una distancia mínima de ~370 m a partir de la cual los *frac-hits* comienzan a disminuir su intensidad. En función de esta observación, se entiende que ampliar el distanciamiento es una de las medidas de mitigación del efecto *parent-child*, aunque en detrimento de la cantidad total de pozos del campo. Este análisis es aplicable para Loma Campana no necesariamente extrapolable para todos los yacimientos no convencionales de la formación Vaca Muerta.
- La intensidad máxima está relacionada con las pérdidas de productividad del pozo hijo. Es posible identificar en tiempo real las etapas que están siendo ineficientes y eventualmente la posibilidad de aplicar ajustes en el diseño de estimulación. A mayor cantidad de etapas con intensidades altas más pérdida de productividad se observó en el pozo hijo.
- En una próxima fase de análisis se buscará entender la performance de los pozos padres *post-frac-hits*.
- Conociendo que la intensidad está relacionada con la eficiencia de cada fractura del pozo hijo se buscará ganar mayor entendimiento del impacto con cada variable del efecto *parent-child,* a través de un análisis del tipo *data analytic*, con el objeto de mitigar la ineficiencia de las etapas que disminuyen la productividad del pozo hijo.

Agradecimientos

Agradecemos al equipo de estudio de Loma Campana, a Martín Castello por su colaboración, a Luciana de Marzio y a Ana Laura Marlats por las sugerencias, los aportes y la cuidadosa revisión que han realizado a nuestro trabajo.

Referencias

Bommer, P.; Iriarte, J.; Bayne, M.; Cline, C.; Ramírez, A. y Van Domelen, M. (2020). Leveraging Cloud-Based Analytics in Active Well Defense Projects and Automated Pressure Response Analyses. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, pp. 2-19, The Woodlands, Texas, USA.

Daneshi, A. (2020). Frac-Driven lnteractions (FDI): Guides for Real-time Analysis & Execution of Fracturing Treatments, 1st edition. Ali Daneshy, 2020, 65 pp.

Esmaili, S.; Deng, J.; Wolfram, E.; Muralidharan, V.; Harmawan, I. y Cassanelli, J. (2021). Understanding the Interaction between Parent and Child Using Analytical and Numerical Approaches in Permian Basin. Unconventional Resources Technology Conference, pp. 2-14, Houston, Texas, USA.

Gala, D., Manchanda, R. y Sharma, M. (2018). Modeling of Fluid Injection in Depleted Parent Wells to Minimize Damage due to Frac-Hits. Unconventional Resources Technology Conference, pp. 2-14, Houston, Texas, USA.

Gupta, I.; Rai, C.; Devegowda, D. y Sondergeld, C. (2020). A Data-Driven Approach to Detect and Quantify the Impact of Frac-Hitc on Parent and Child Wells in Unconvetional Formations, pp. 2-19, Austin, Texas, USA.

King, G.; Rainbolt, M. y Swanson, C. (2017). Frac Hit Induced Production Losses: Evaluating Root Causes, Damage Location, Possible Prevention Methods and Success of Remedial Treatments. SPE Annual Technical Conference, pp. 2-44, San Antonio, Texas, USA.

Lindsay, G.; Miller, G.; Xu, T.; Shan, D. y Baihly, J. (2018). Production Performance of Infill Horizontal Wells *versus* Pre-Existing Wells in the Major US Unconventional Basins. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, pp. 2-28, The Woodlands, Texas, USA.

Mitchum, R. M. y Uliana, M. A. (1982). Estratigrafía sísmica de las Formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico superior y Cretácico inferior de la Cuenca Neuquina, República Argentina: Primer Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Conferencias, p. 439-484, Buenos Aires, Argentina.

Rainbolt, M. y Esco, J. (2018). *Frac Hit Induced Production Losses: Evaluating Root Causes, Damage Location, Possible Prevention Methods and Success of Remedial Treatments, Part II. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*, pp. 2-23, The Woodlands, Texas, USA.

Rangriz Shokri, A. y Chalaturnyk, R. (2019). Deployment of Pressure Hit Catalogues to Optimize Multi- Stage Hydraulic Stimulation Treatments and Future Re-Fracturing Designs of Horizontal Wells in Horn River Shale Basin, pp. 2-21, Calgary, Alberta, Canadá.

Seth, P.; Elliott, B. y Sharma, M. (2020). Rapid Analysis of Offset Well Pressure Response during Fracturing: Distinguishing between Poroelastic, Hydraulic and Frac-Hit Responses in Field Data Using Pattern Recognition. Unconventional Resources Technology Conference, pp. 2-13, Austin, Texas, USA.

Vittore, F.; Quiroga, J.; Foster, M. y Sagasti, G. (2016). Loma Campana. En González, G.; Vallejo, M.; Kietzman, D.; Marchal, D.; Desjardins, P.; Tomassini, F.; Gómez Rivarola, L. y Domínguez, R. (eds.). Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, pp. 83-93.

Mariana Mamaní *es Ingeniera química por la UNSa. Trabajó 15 años en YPF como ingeniera de reservorios.*
2008-2014 como ingeniera de reservorios convencional, CGSJ. 2014-2020 ingeniera de reservorios y Proyecto No-Operadas, NOC, Tight y Convencional. 2020-actual ingeniera de reservorios, NOC.

María Fernanda Álvarez Castillo *es estudianda de Ingeniería en petróleo, FIUBA. Estuvo un año en YPF de pasante en el sector de Estudio de LC. Y un año en YPF como técnica en reservorios.*

Amalia Rosemblat *es licenciada en Ciencias Geológicas por la UBA. Estuvo 15 años en YPF. 2008-2011 geóloga Desarrollo Operativo Loma La Lata. 2011-2014 geóloga de Estudios Desarrollo No Convencional. 2014-2019 geóloga de Exploración. 2019- actual geóloga de Estudios Desarrollo NOC.*

Iniciativas de las operadoras para impulsar el desarrollo del sector No Convencional

Por *Redacción de* Petrotecnia

En la Mesa Plenaria del 8° Congreso de Producción, los responsables del NOC de las principales operadoras presentaron las estrategias implementadas por sus respectivas compañías en los yacimientos que gestionan, así como las perspectivas a futuro.

Durante la Mesa Plenaria del 8° Congreso de Producción, expertos del sector, entre ellos Matías Hoffmann de Tecpetrol, Alejandro López Angriman de Pan American Energy, Juan Schijman de Pluspetrol y Diego Leiguarda de CGC examinaron el potencial de la Argentina en el ámbito no convencional y compartieron sus estrategias para optimizar el aprovechamiento de los recursos. A continuación, se describen las perspectivas y las proyecciones planteadas por estos *decision makers*.

Desde su visión de director de Desarrollo de Vaca Muerta en la empresa Tecpetrol, Matías Hoffmann destacó el potencial de Fortín de Piedra, donde la producción de gas no convencional alcanzó los 24 millones de metros cúbicos (m^3) por día en agosto último, que representa apenas el 1% de la superficie total del *play*.

En ese sentido, Tecpetrol realizó una evaluación de los recursos de Vaca Muerta centrada en la ventana de gas, sin considerar restricciones de infraestructura y financieras. Los resultados revelaron la existencia de 150 TCF, estimando recursos de petróleo en 2 billones de barriles, con la necesidad de perforar 12.000 pozos para lograr estos números. El área desarrollable se extendería por más de 4.000 kilómetros cuadrados (km^2).

Implicancias del desarrollo completo de Vaca Muerta

Según el ejecutivo de Tecpetrol, un desarrollo total de esta formación conllevaría una longitud de perforación de 66.000 km, "equivalente a 1,5 vueltas alrededor del mundo". Asimismo, se estima que el consumo de arena ascendería a 50 millones de m^3, y la producción diaria total alcanzaría los 450 millones de m^3 por día, que representa el 80% de la producción actual de América del Sur (Figura 1).

En cuanto a los requisitos necesarios para el desarrollo, Hoffmann planteó la necesidad de una inversión de 150.000 millones de dólares, entre 50 y 100 equipos de perforación (*rigs*), y la perforación de 12.000 pozos de 2.500 m. Esto generaría un superávit exportable de 75 TCF y unos ingresos estimados entre 700 y 900.000 millones de dólares (Figura 2).

Además, señaló que actualmente la Argentina tiene un exceso de gas, con un mercado saturado, excepto durante el invierno. Por lo tanto, se vuelve imperativo buscar nuevos mercados. Destacó que el desarrollo de Vaca

Figura 1. **Fuente: Presentación de Matías Hoffmann en el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas 2023.**

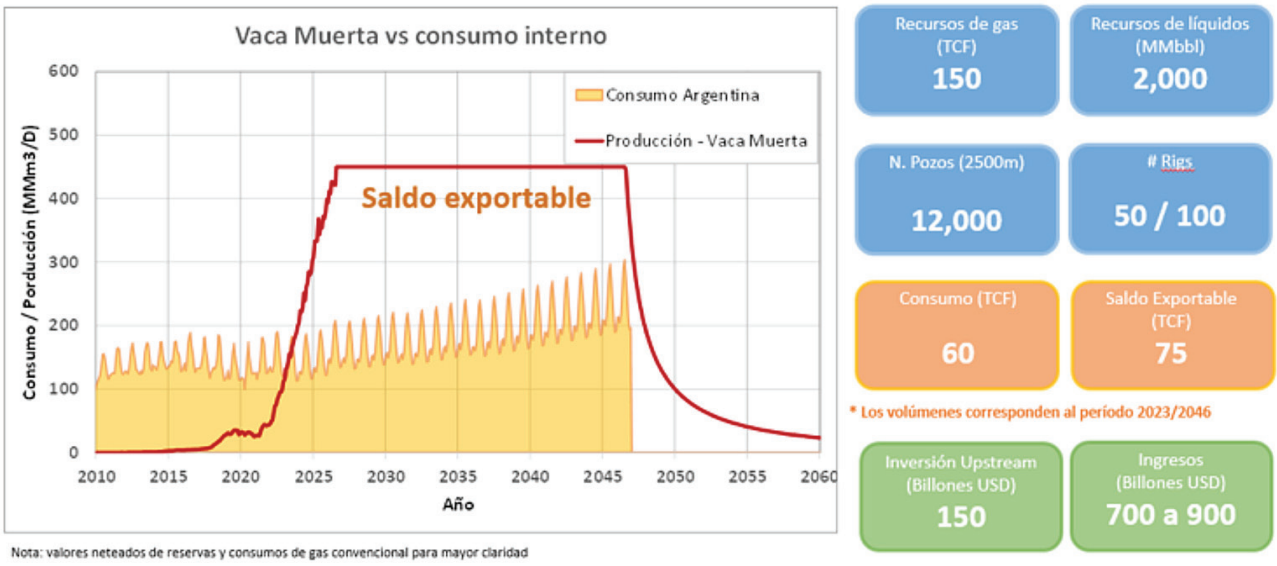


Figura 2. **Fuente: presentación de Matías Hoffmann en el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas 2023.**

Muerta supera la capacidad de absorción de los mercados de Brasil o Chile, sugiriendo la necesidad de una terminal de Gas Natural Licuado (GNL), siguiendo el ejemplo de Estados Unidos.

Por último, el ejecutivo enfatizó en la calidad mundial de la roca en Vaca Muerta y la abundancia de recursos de gas, no solo para el consumo interno, sino también para proyectos de exportación e integración industrial. Y subrayó la importancia de acelerar el desarrollo, aprovechando estos recursos como parte de la transición hacia fuentes de energía más sostenibles.

Transición energética

Por su parte, y como vicepresidente de Desarrollo de Reservas y Relaciones con Socios de Pan American Energy (PAE), Alejandro López Angriman abordó el desarrollo en Aguada Pichana Oeste y destacó el papel del gas como un medio efectivo para reemplazar fuentes de energía más contaminantes en medio de la transición energética.

Aseguró que la producción actual fue de 10 millones de metros cúbicos (m^3) por día en agosto, con planes de alcanzar los 20 millones m^3 diarios. Destacó la importancia de buscar mercados para el excedente de gas durante la primavera y el verano.

López Angriman proyectó un mercado interno respaldado por el Plan Gas hasta 2028, exportaciones a Chile, reemplazo de importaciones de GNL y la expansión del gasoducto Néstor Kirchner. Sin embargo, identificó la necesidad de desarrollar gasoductos para exportar gas desde la Argentina, así como obtener financiamiento y mejorar la eficiencia (Figura 4).

Superar desafíos

A su turno, y en su calidad de vicepresidente de Desarrollo y Producción de Pluspetrol, Juan Schijman presen-

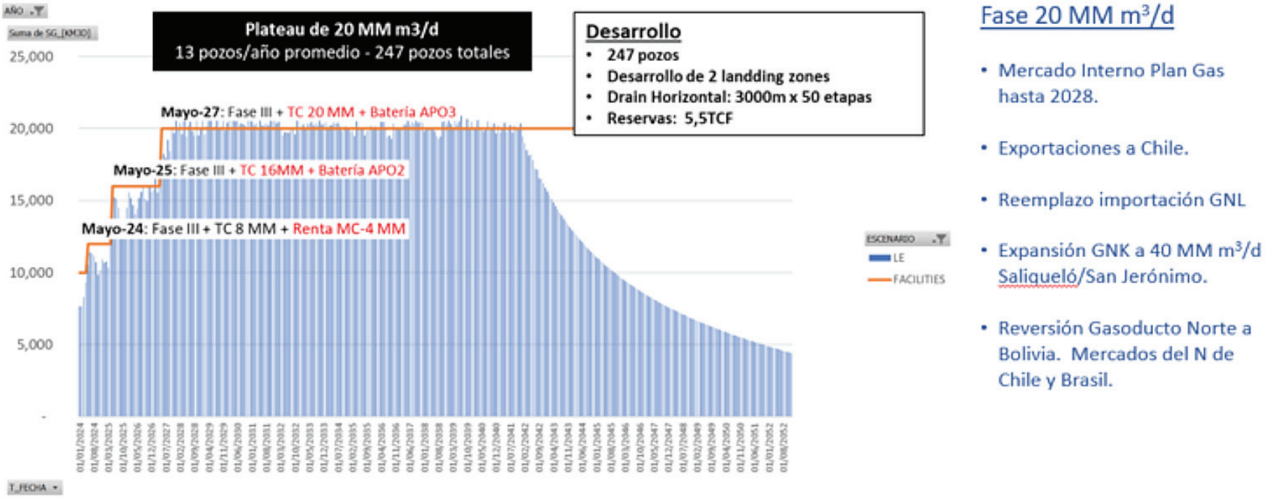


Figura 3. **APO/ACAS: Plan de Desarrollo de Gas. Fuente: Presentación de Alejandro López Angriman en el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas 2023.**

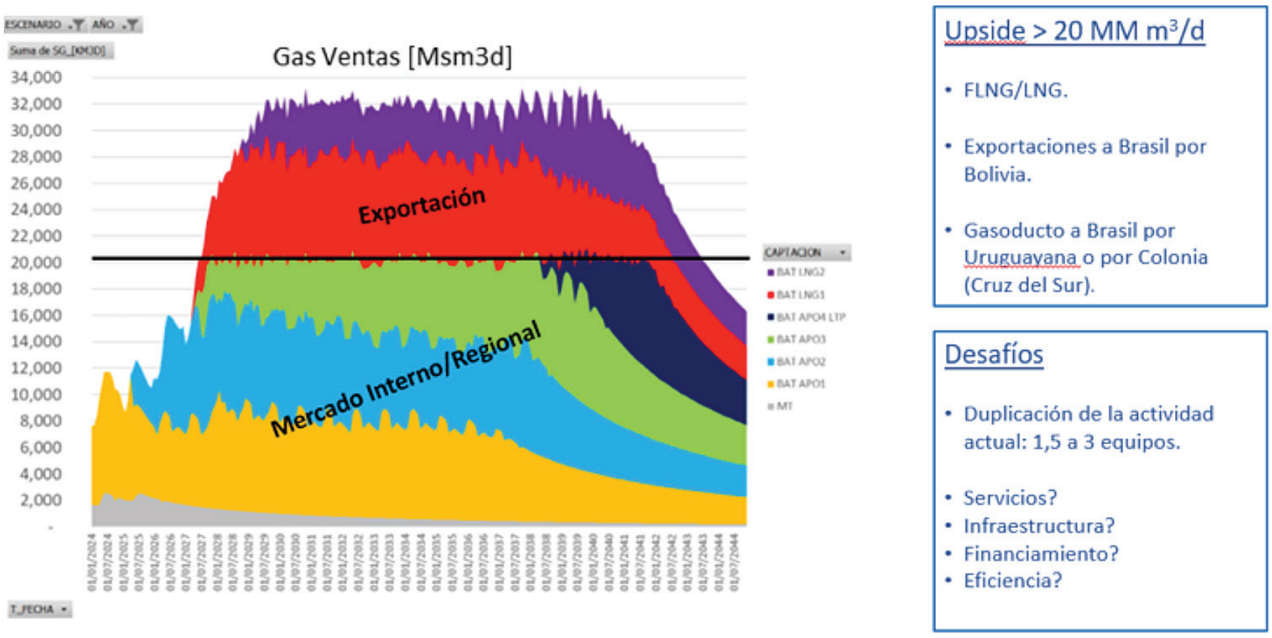


Figura 4. **APO/ACAS: Upside Gas. Fuente: Presentación de Alejandro López Angriman en el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas 2023.**

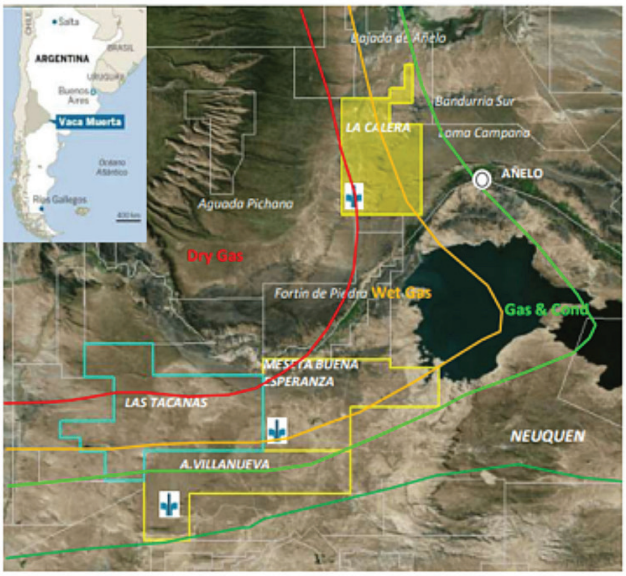
tó el desarrollo de La Calera y destacó el acreaje total de 316.000 acres y un potencial estimado de 2.135 millones de barriles recuperables.

Schijman informó que la estimación de la cantidad de pozos necesarios supera los 600, identificando tres *landings* y la posibilidad de un cuarto, lo que permitiría aumentar esta cifra. Actualmente, la producción es de 5.000.000 m³, con la expectativa de llegar a los 10.000.000 en 2024. Se han aprobado expansiones para alcanzar los 17.000.000 m³. "El desafío radica en cubrir los períodos de menor demanda con nuevos mercados de exportación durante el verano", aseguró (Figura 5).

En cuanto a las medidas para potenciar el desarrollo, Schijman subrayó la necesidad de una mayor eficiencia en términos de costos. Señaló que la reducción del tiempo de perforación se ve obstaculizada por la falta de maquinaria adecuada y repuestos. Destacó la importancia de reducir los costos de desarrollo en las áreas de Vaca Muerta, más allá de la excelente productividad actual; y desafíos, como el desarrollo sostenible de la formación, la accesibilidad del gas para todos en el país y la reducción de la huella de carbono en las operaciones (Figura 6).

Desarrollo al sur

A su turno de exponer, Diego Leiguarda, vicepresidente de Unidades de Negocios de CGC, mostró el trabajo de la empresa en Campo Indio, Cañadón Seco y Palermo Aike. Detalló estrategias para mejorar la productividad, que incluyen fracturas híbridas y técnicas avanzadas de perforación.



Situada a 120 km al noroeste de la ciudad de Neuquén

Extensión de aprox. 230 km2

Localizada en zona de transición: Gas y Condensado

Formación Vaca Muerta: 400 metros aprox. de espesor

Zona de interés: 180 metros.

Tres zonas de navegación identificadas hasta el momento:

- Orgánico Superior
- Orgánico inferior
- Cocina.

Figura 5. **Fuente: Presentación de Juan Schijman en el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas 2023.**

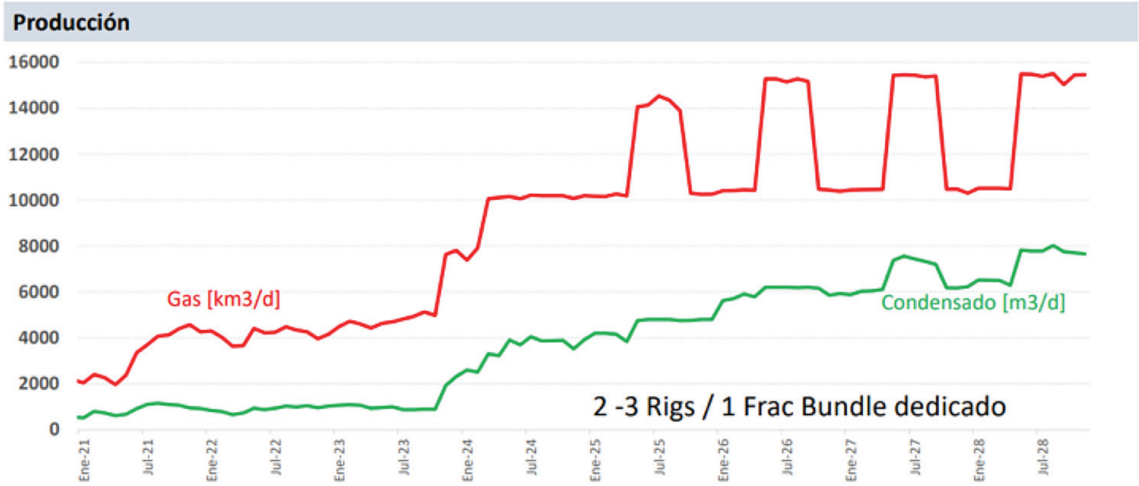


Figura 6. **Fuente: Presentación de Juan Schijman en el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas 2023.**

En Cañadón Seco, el objetivo es desarrollar las Tobas Arenosas de los niveles superiores de la formación D129. Actualmente, existen dos pozos en producción completados con fracturas convencionales de baja extensión. El bloque cuenta con dos sub-bloques separados por una falla, uno con mayor producción de líquido que el otro. Se completaron dos pozos y se perforaron dos más, previendo su producción a finales de 2023.

En Campo Indio, se abordó el deterioro de la calidad del reservorio hacia el este, resultando en reservorios de baja permeabilidad *tight*. La respuesta fue la implementación de fracturas híbridas y una disminución del caudal de fractura para un mayor empaquetamiento. Se utilizó un agente de sostén de malla única, arena cerámica y fluidos HVFR. Campo Indio, que producía 600.000 m^3, llegó a un pico de millones de m^3", aseguró.

Leiguarda destacó que la Cuenca Austral ocupa el tercer lugar en recursos *shale* en América del Sur, después de Vaca Muerta. "Se realizaron evaluaciones, hubo un crecimiento del área y búsqueda de socios", sostuvo. Se repararon pozos verticales existentes, se implementó un modelo pseudo 3D para modelar la generación, el hidrocarburo expulsado y el retenido. Se seleccionaron zonas de interés para las primeras estimulaciones no convencionales.

La elección de dos pozos por parte de la compañía arrojó resultados significativos. El primer pozo acumuló 142 metros cúbicos (m^3) de petróleo con una densidad API de 51°, mientras que el segundo registró 176 m^3 con una densidad API de 39,1° (Figura 7).

Al concluir su presentación, Leiguarda destacó la relevancia del Plan Gas en el aumento de la producción de la compañía. Detalló que esto impulsó la movilización de un equipo de perforación en la Cuenca Austral para abordar los pozos comprometidos en el plan, lo que resultó en una actividad incremental de 65 pozos, instalaciones en superficie y una inversión total de 267 millones de dólares estadounidenses. Además, se llevaron a cabo incorporaciones de unidades de separación primaria con deshidratación y compresión para el yacimiento Cerrito Norte, otra para Cañadón Seco, una planta de ajuste de punto de rocío de hidrocarburo para el yacimiento El Cerrito y otra para el Golfo San Jorge.

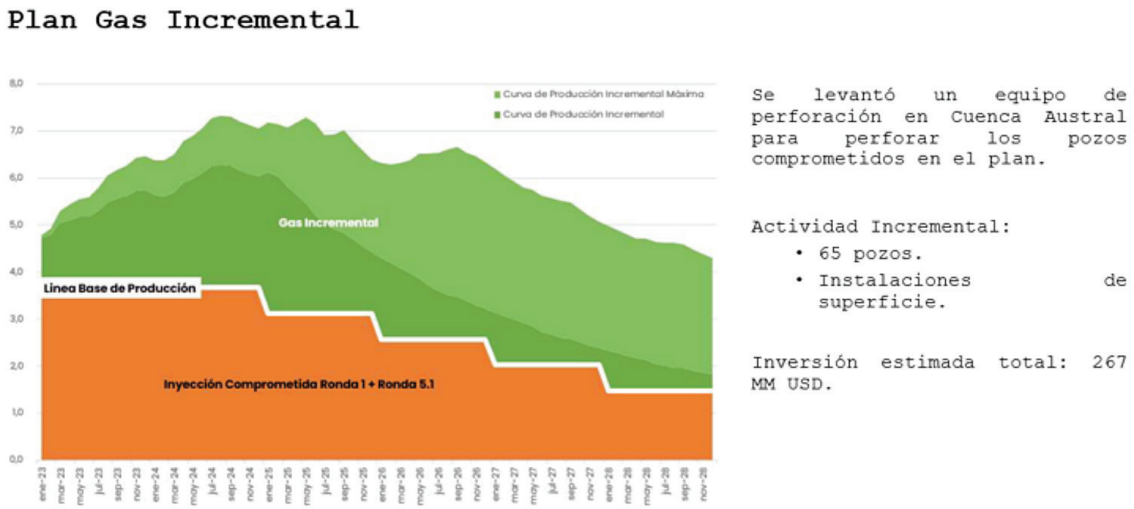


Figura 7. **Fuente: Presentación de Diego Leiguarda en el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas 2023.**

Buscá todo sobre el shale en nuestra web

Shale en ARGENTINA

IAPG
INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

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!

/company/iapg /IAPGinfo /IAPG_Info /iapginfo

Operación con ensuciamiento en torre atmosférica: inestabilidad e inundación

Por *Ana Laura Zuttión* y *Maximiliano Barchiesi* (Pan American Energy)

Este trabajo fue seleccionado en el 6º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación 2022 del IAPG.

La torre de destilación atmosférica de la Refinería Campana (T-1) posee una capacidad para fraccionar crudo de 95 KBD. Su dieta de alimentación corresponde principalmente a 80% crudo pesado y 20% crudo más liviano. Normalmente, se mantiene en operación continua durante ciclos de cinco años, luego de ese tiempo se procede una parada general de planta para mantenimiento y reparaciones.

Luego de estar durante algunos meses con baja carga por motivo de la pandemia mundial, sumado al hecho de drástica caída en la demanda de combustibles, a mediados de 2020, en la etapa final del ciclo de operación de la T-1, se presentaron indicios de inestabilidad en el control del sistema de tope.

Inicialmente, la evidencia se observó por inundación en el recipiente de condensación de cabeza y dificultad en el control de nivel. A su vez, se observó una disminución en la eficiencia de fraccionamiento de los primeros cortes de producto.

Se desarrolló un grupo de trabajo conformado por técnicos y operativos, para analizar el problema y en-

Desafíos y soluciones en la operación de la Torre de Destilación Atmosférica de la Refinería Campana (T-1) durante la pandemia. Descubre cómo un equipo multidisciplinario abordó la inestabilidad del sistema de tope y prolonga la vida útil de la unidad con soluciones innovadoras.

contrar una solución inmediata para la operación y una de mediano plazo para llegar a la parada de planta en febrero de 2022 con la mayor confiabilidad posible. Tener en consideración, que hacia finales de 2020 comenzó a normalizarse la demanda y la corrida de crudo debió verse maximizada, por lo que la operación del tope de la torre presentaba limitaciones al negocio.

Dentro de las soluciones se plantearon alternativas que abarcaron distintos aspectos. Comenzando con la solución básica de colocar un límite de máximo caudal de reflujo. La construcción de facilidades de bypass de plato, mediante la utilización de *hot tap* y *gamma scanning*, y la limpieza y el mantenimiento preventivo del ensuciamiento de la torre con utilización de un químico dispersante de sales de uso periódico.

A partir del trabajo y el análisis en equipo, se logró mantener la operación con mayor corrida de crudo a la esperada luego del ensuciamiento y con cumplimiento de la calidad de los productos, extendiendo el ciclo de operación de la unidad.

Introducción

La torre de destilación atmosférica T-1, es la torre principal de la Refinería de Campana donde se produce el primer proceso de separa-

Producto	Rendimiento
Nafta Virgen	14%
Kerosene	7%
Gasoil	20%
Gas oil Pesado atmosférico	2%
Crudo Reducido	57%

Tabla 1. **Rendimientos habituales de la unidad de destilación atmosférica.**

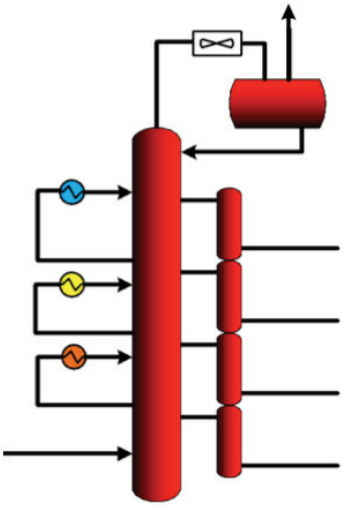


Figura 1. **Esquema torre destilación atmosférica.**

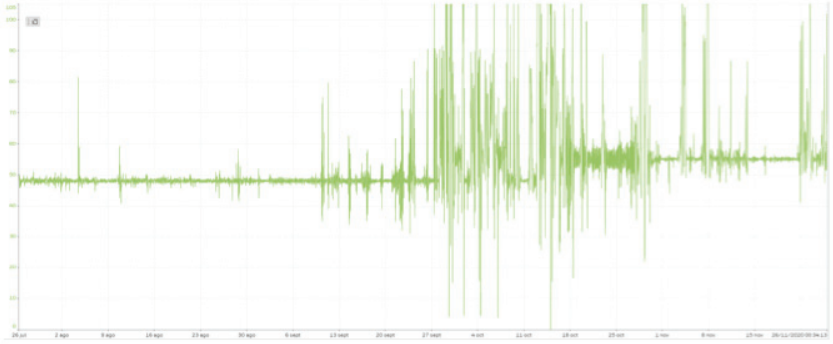


Figura 3. **Nivel D-51.**

ción de los productos provenientes del crudo. La refinería está diseñada para alimentarse principalmente por crudos pesados, por lo que la remesa estándar es 80% crudo pesado y 20% crudo más liviano. La carga máxima de crudo a alimentar es de 95 KBD.

Luego de estar unos meses con una carga de crudo mínima y con un rendimiento a kerosen de 4% debido a disminución de la demanda de productos, cuando se retomó la operación con una demanda habitual se observaron inestabilidades en la zona de tope y dificultades en la especificación de propiedades asociadas a final *boiling point* (FBP) de la nafta virgen (NV) y el *flash point* del kerones (T2). Las inestabilidades, se refieren a problema para mantener el control de nivel del *stripper* del primer corte lateral, inundación del recipiente de tope D-51, aumento de la presión diferencial de la torre (Figura 1).

A lo largo de la torre se tiene medición de presión en la zona flash y en la zona de tope, a partir de estas dos indicaciones se calcula la diferencia de presión general. La cual es un parámetro de monitoreo que se sigue a lo largo del ciclo de operación de esta. Sin embargo, en caso de aumento de la diferencia de presión, al no contar con etapas intermedias de medición de presión, se dificulta la identificación de la zona en donde hay pérdida de carga.

Hipótesis: acumulación de depósitos y ensuciamiento favorecido por las bajas velocidades en el interior de la torre por una operación a menor carga. Zona con antecedentes de deposición en el ciclo anterior de la unidad.

Desarrollo

En base a la evidencia de las variables operativas, para identificar la distribución interna del líquido en la torre se realizó un gamma scanning completo.

El primer scanning (azul) se realizó con el valor de reflujo limitado en 38 m^3/h. En ese caso se observa un valor de absorción normal y acorde al diseño. Luego se realizó un scanning (rojo) forzando a un mayor caudal de reflujo 83 m^3/h. Se puede observar que a partir del plato 4 hacia arriba hay una mayor absorción indicando platos inundados.

A partir de la prueba realizada, se determinó que el plato 4 tiene un elevado grado de ensuciamiento probablemente en el downcomer, provocando un aumento en la pérdida de carga y dificultando el flujo de líquido por la torre. El proceso de inundación dificulta el correcto fraccionamiento de los cortes laterales y producto de tope.

Una vez identificada la zona de la torre con obstrucción, se prosiguió a la construcción de facilidades para "bypassear" una parte del caudal de líquido y de esa forma disminuir la

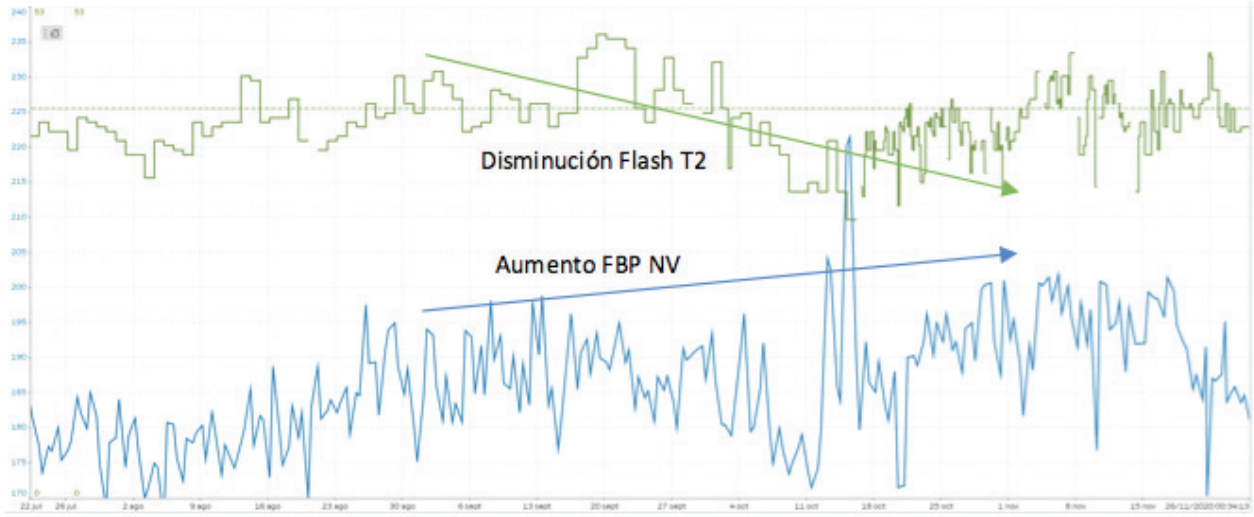


Figura 2. **Flash T2 (verde) y FBP NV (azul).**

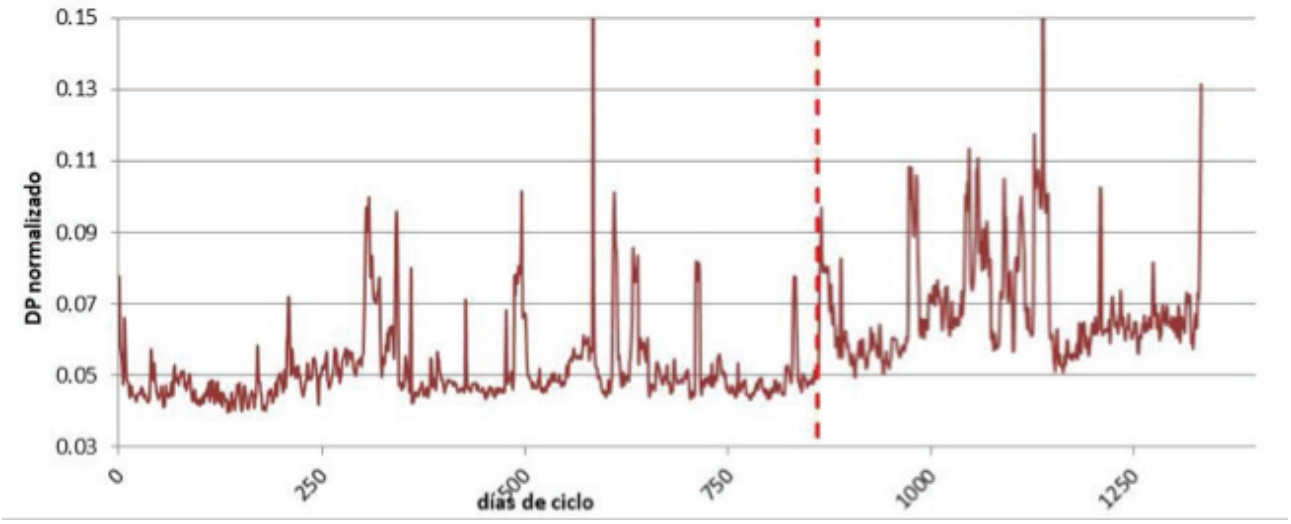


Figura 4. **Tendencia de DP normalizado por carga del ciclo 2017-actual.**

pérdida de carga del plato correspondiente.

Las facilidades construidas fueron una cañería desde el downcomer del plato 3 al plato 6 y una cañería desde el downcomer del plato 4 al plato 6 (Figura 6). La entrada del retorno al plato 6 implicó un desafío ya que no había ningún bloqueo existente y se debió construir mediante un hot tap a la torre en operación.

Nuevamente, para identificar de forma exacta la posición en dónde realizar el hot tap para la nueva entrada a la torre y que resulte efectivo, se utilizó la técnica de gamma scanning. A su vez, resultó de suma importancia el correcto estudio de los planos mecánico de la torre y la correcta orientación de la línea de escaneo.

Se diseñó una línea de 6 pulgadas, desde el plato 3 al 6 y desde el plato 4 al 6. En cada una de las cañerías se calculó mediante simulación la pérdida de carga del fluido para asegurar el correcto pasaje de un punto de menor presión a un retorno de mayor presión sin una bomba booster de por medio. Para lo cual se utilizaron las recomendaciones de un manual de troubleshooting, que plantea la disposición de un sello hidráulico en la construcción de la línea.

Las facilidades se construyeron con purgas y venteos para asegurar el vaporizado antes de la puesta en marcha de la línea y a su vez para poder vaporizarla en caso de futura obstrucción por arrastre de sólidos desde el interior.

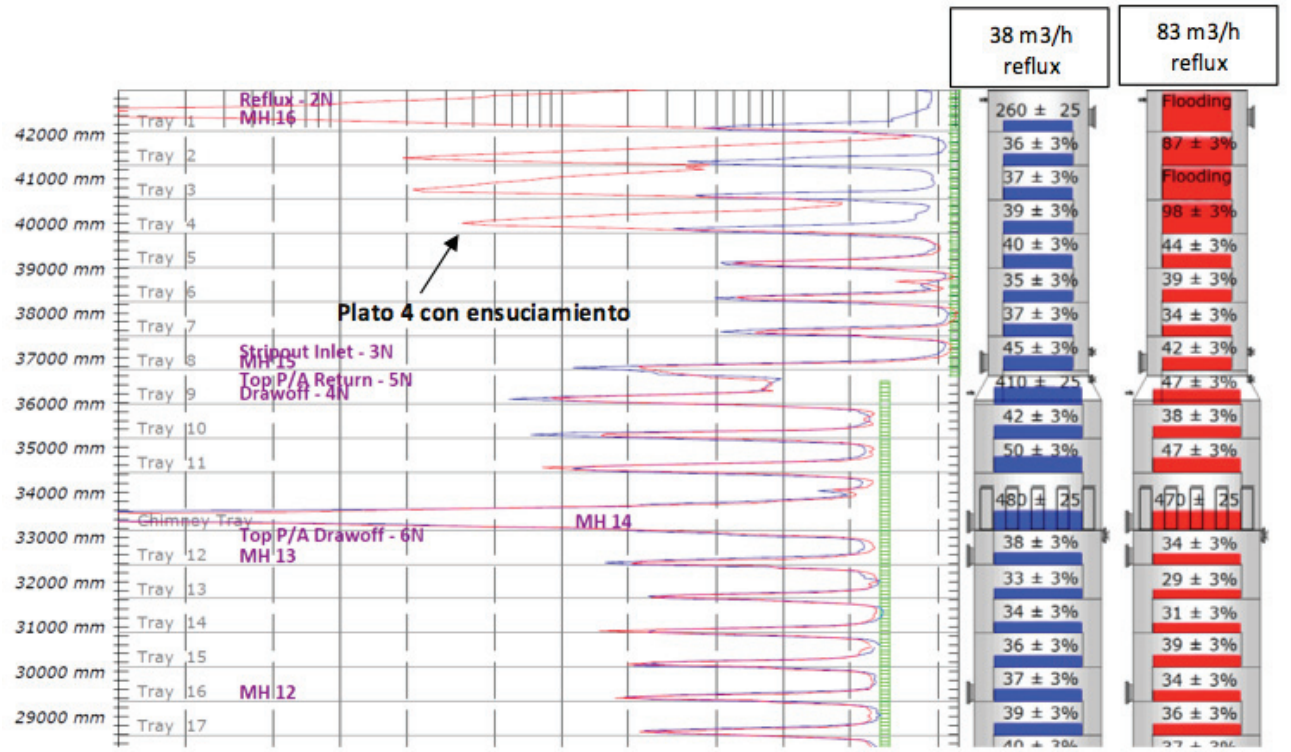


Figura 5. **Gamma scanning con 38 m³/h de reflujo (izquierda) y 83 m³/h de reflujo (derecha).**

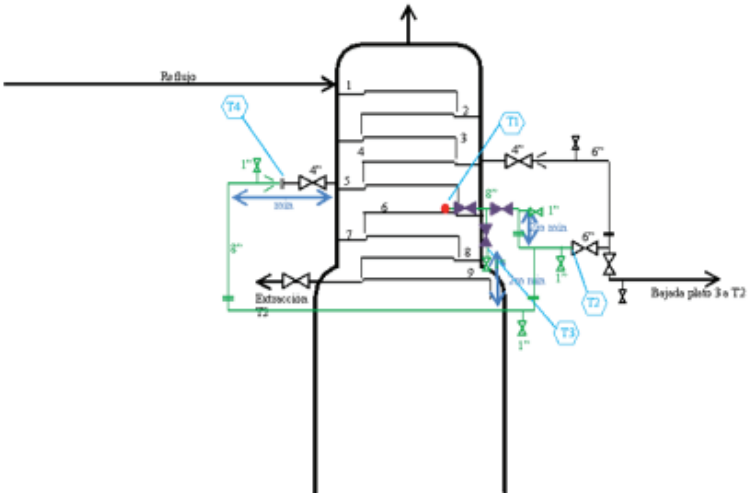


Figura 6. **Esquema de nuevas facilidades para *bypass* del plato 4.**

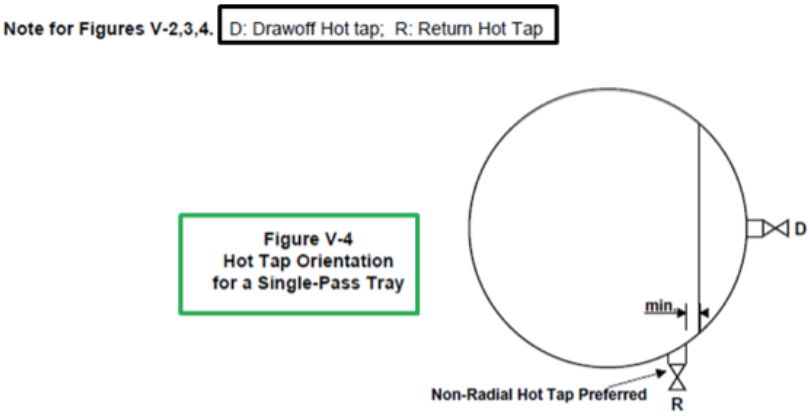


Figura 7. **Orientación recomendada para realización de *hot tap*.**

Una vez puestas en servicio las nuevas facilidades, se logró aumentar el máximo de caudal de reflujo a un valor de 55 m³/h permitiendo una operación estable con 1 km³/d más de carga de alimentación y con propiedades en especificación de los productos.

En forma paralela, se trabajó con el proveedor de tratamiento de químicos de procesos para utilizar un dispersante de sales a modo de shock.

En base a antecedentes observados en el interior de la torre en la parada de planta previa y en base al gamma scanning que se realizó en la fecha actual, se confirmó que en la zona de tope se produce la deposición de sólidos y sales. Por lo que la inyección del dispersante de sales se ubicó en la corriente de reflujo que ingresa al plato 1 de la torre de destilación.

Características del dispersante de sales:

- EC3031A Nalco Water
- Producto con propiedades surfactantes
- Remueve y previene deposición de sales
- Utilizado a nivel global
- Principal uso en torres de destilación atmosférica y de craqueo
- Dosificación escalonada para prevenir arrastre de espuma y sólidos

Efectos colaterales:

- Producción de espuma en los recipientes
- Arrastre de sólidos que pueden causar ensuciamiento de instrumentos
- Acumulación de sólidos en filtros de bombas del circuito nafta-kerosene
- Arrastre de espuma y sólidos al tope de la torre en reflujo
- Color oscuro en nafta debido a sólidos
- Propiedades de jet fuel fuera de especificación

Se realizaron sucesivos shocks mensuales aumentando la concentración final y la pendiente de aumento de la dosis en los escalones. De forma inmediata no se comenzó con una dosificación alta, ya que se corre el riesgo de acumulación de sólidos en los filtros de las bombas del circuito de tope.

Con los shocks del dispersante de sales, se consiguió una operación final con un máximo de reflujo de mayor caudal, alcanzando 66 m³/h. Permitiendo operar a una carga 2 km³/d mayor que la inicial con la identificación del problema y con una buena estabilidad de la operación de la torre (Tabla 2).

El último gamma scanning realizado en la T1 indicó una amplia mejoría

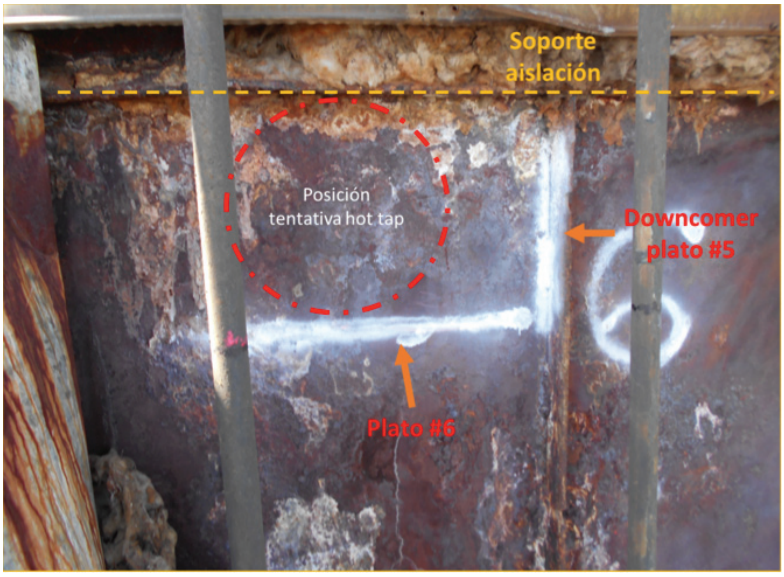


Figura 8. **Identificación de la posición en donde realizar *hot tap*.**

INYECCION 3031			150
Fecha Y hora		Dosis (ppm)	consumo litros
24-jun	07.00	25	2,1
	07.30	50	4,2
	08.00	75	6,3
	08.30	100	8,3
	09.00	125	10,4
	09.30	150	12,5
	10.00	175	14,6
	10.30	200	16,7
	11.00	225	18,8
	11.30	275	22,9
	12.00	300	50,0
	13.00	300	50,0
	14.00	350	58,3
	15.00	400	66,7
	16.00	400	66,7
	17.00	400	66,7
25-jun	FIN 08.00		1000,5
TOTALIZADO			1473

Tabla 2. **Dosificación escalonada del dispersante de sales.**

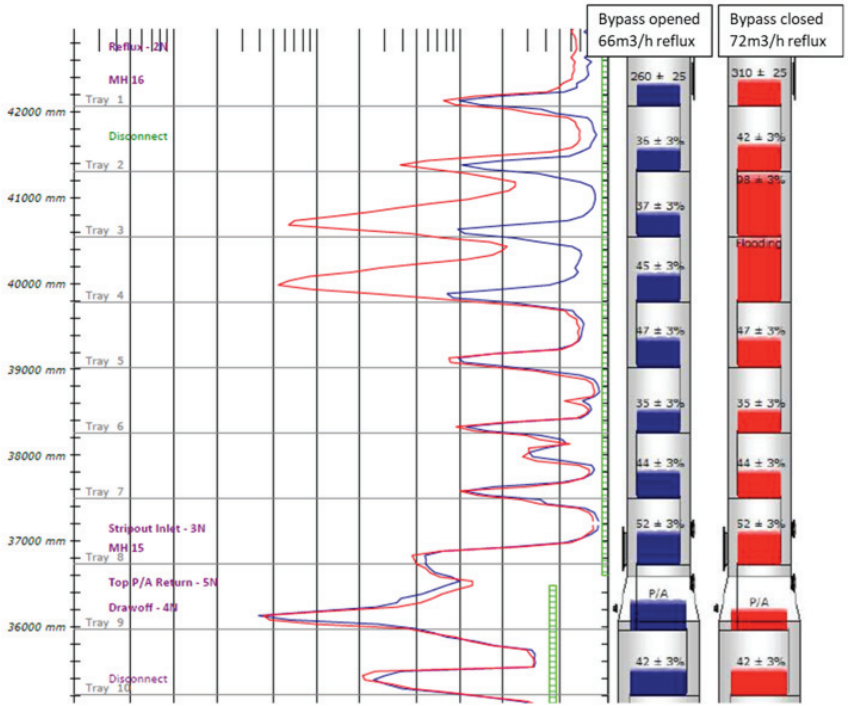


Figura 10. **Gamma scanning posinyección de dispersante de sales.**

en la operación de la torre. Sin embargo, en un caudal de reflujo de 72 m^3/h se comenzó a observar el proceso de inundación de los platos. Como se puede observar en la figura 10.

Conclusiones

Las medidas paliativas tomadas para el caso de ensuciamiento de los platos de la zona de tope de la torre de destilación atmosférica fueron exitosas. Mediante las mismas se consiguió continuar operando aproximadamente por dos años más logrando un incremento de carga de 2 km^3/d versus la carga alcanzada con la obstrucción inicial. Se consiguió a su vez mantener el buen fraccionamiento de los productos de tope y asegurar la producción de jet fuel en especificación.

Con las facilidades construidas de bypass de plato, se logró un primer incremento en el caudal de reflujo y la primera disminución de diferencial de presión en la torre. La operación con las facilidades en campo resultó acorde a las simulaciones previas realizadas con HYSYS, cumpliéndose premisas de pérdida de carga, hidráulica y fraccionamiento.

Se tuvo una gran experiencia de la utilización de la técnica de gamma scanning, principalmente para identificación del estado de operación de la torre y como una importante ayuda a la hora de identificar y marcar el sector en el cual realizar el hot tap en la torre.

Mediante las acciones mencionadas, no solo se logró incrementar la carga de crudo alimentada a la refinería, sino que también se logró extender la fecha de parada de planta de la unidad, ya que en el ciclo anterior se vio altamente influenciada por la torre de destilación atmosférica.

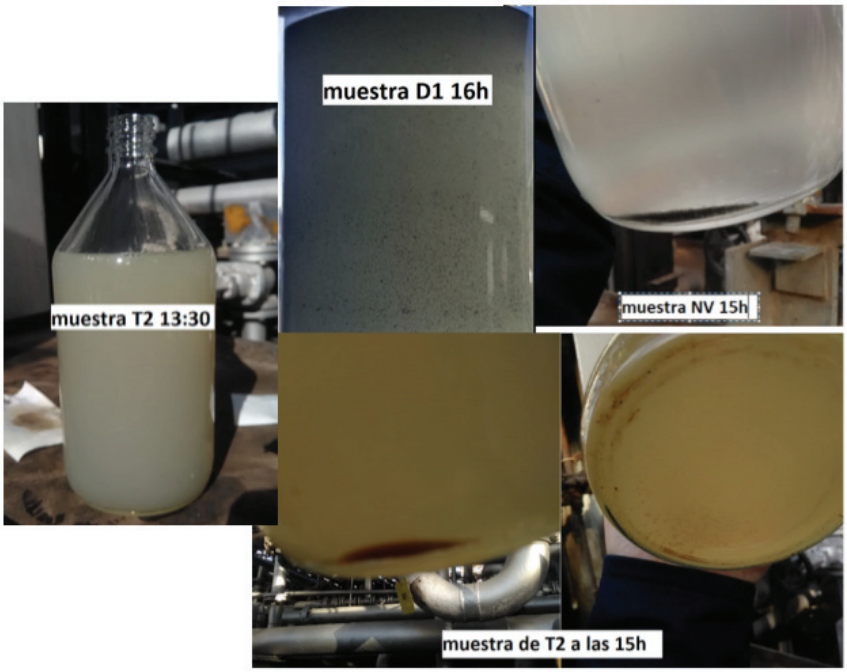


Figura 9. **Muestras tomadas durante inyección de dispersante de sales del circuito de tope.**

Bibliografía

1. Fractionating tower troubleshooting manual. Capítulo 10, sección 5.
2. Informes de gamma scanning realizados en T1.
3. Propuesta técnica dispersante de sales EC3031A Nalco Water.

Calefacción eficiente: ¿bombas de calor o sistemas tradicionales de calefacción?

Por *Raúl Zavalía Lagos* (Fundación Pro Vivienda Social), *Inés Bove* (Udelar), *Jorge Fiora* (INTI), *Pablo Romero* (INTI) y *Salvador Gil* (UNSAM)

Este informe describe los resultados de un estudio sobre el consumo energético en 390 hogares del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) con diversos métodos de acondicionamiento térmico y distintas condiciones socioeconómicas.

El uso de la energía continúa creciendo rápidamente y existe una importante preocupación por los fuertes impactos ambientales, principalmente por su incidencia en el calentamiento global del planeta. A nivel mundial y local, los edificios desempeñan un papel crucial, ya que son responsables de entre el 30% y el 40% del consumo de energía. Este consumo energético en edificaciones residenciales se encuentra estrechamente ligado al clima, las características de las envolventes, la tecnología empleada en sistemas de calefacción y refrigeración, la eficiencia de los artefactos utilizados, los hábitos de los ocupantes y las políticas públicas vigentes.

En el pasado, la eficiencia energética de los edificios era una prioridad relativamente baja en la construcción en la Argentina. Sin embargo, con el aumento y la conciencia sobre el uso de energía y su impacto ambiental, los avances en tecnologías accesibles, las mejoras en la eficiencia energética de los artefactos de uso doméstico y la tecnología de la construcción, el creciente impacto de los costos de la energía en el presupuesto familiar produjeron que el consumo de energía en los hogares se convierta en una preocupación importante para el sector residencial y comercial.

Además, en Argentina, el consumo de gas para uso residencial y comercial está en el tope de las prioridades de abastecimiento. Cuando llega el invierno, esta componente del consumo de gas presenta un pico. Se incrementa en un factor de alrededor de 5, respecto del consumo estival. Para poder abastecer esta demanda, es necesario recurrir a cortes de suministro del sector industrial y de generación eléctrica. Esto obliga, además, a importar gas natural licuado (GNL) a precios que en general, más que duplican el valor del gas de producción nacional. De este modo, los picos de consumo invernales, asociados a la calefacción de interiores, tienen un alto impacto en el sistema de abastecimiento de gas argentina, en la producción nacional y en la balanza comercial del país.

En este estudio la atención se centra en el ahorro de energía para calefacción en edificios residenciales en climas templados, como los prevalentes en la zona central y norte de la Argentina, aunque los casos analizados se centran en la zona del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA). Más específicamente se centra dilucidar cuáles de los méto-

dos de calefacción más comunes usados actualmente en el país son los más eficientes y convenientes, tanto desde el punto de vista económico como ambiental.

Para estudiar y caracterizar los consumos se utilizó una metodología mixta: A) Análisis *Top-Down*, es decir basado en datos estadísticos globales de consumos residenciales, disponibles a partir de distintas bases de datos de la Secretaría de Energía de la Nación[1], ENARGAS[2], distribuidoras[3], etc.[4]. B) Análisis *Bottom-Up*, aquí se estudian los consumos detallados de muestras representativas de viviendas individuales, donde se realizaron auditorías detalladas de los consumos de los distintos artefactos que se encuentran en ellas. La metodología de relevamiento utilizada se describe en otras publicaciones[5], [6]. Combinando ambos análisis se pudo lograr una "radiografía" de los consumos domésticos en esta región de la Argentina[7].

Bombas de calor

Las bombas de calor son equipos muy asombrosos en términos de eficiencia. A primera vista, puede parecer que violan las leyes básicas de la física cuando en realidad no lo hacen, son un subproducto de la termodinámica usada ingeniosamente, que funciona gracias a principios científicos sólidos.

La clave de su eficiencia radica en que se trata de máquinas térmicas que mueven calor de un lugar a otro, como lo hace un refrigerador o heladera, en lugar de generar calor directamente. Por ejemplo, cuando se hace arder un tronco, o se quema gas (en una estufa o calefactor), el calor almacenado en el combustible es liberado por la reacción química de la combustión con el oxígeno del aire. Cada kilogramo de combustible puede liberar una determinada cantidad de energía, denominado poder calorífico de cada sustancia. Por otro lado, la eficiencia de un calefactor se mide como el cociente del calor que una determinada combustión deja en el interior de un recinto o habitación, sobre el máximo calor que podría ser generado en la combustión de ese combustible. Dado que en la combustión se producen gases calientes y otros productos (CO_2, vapor de agua, NOx, humos o partículas, etc.), que por razones de seguridad y salubridad debemos evitar que queden en el interior de la habitación, parte del calor generado se va con estos productos de combustión al ex-

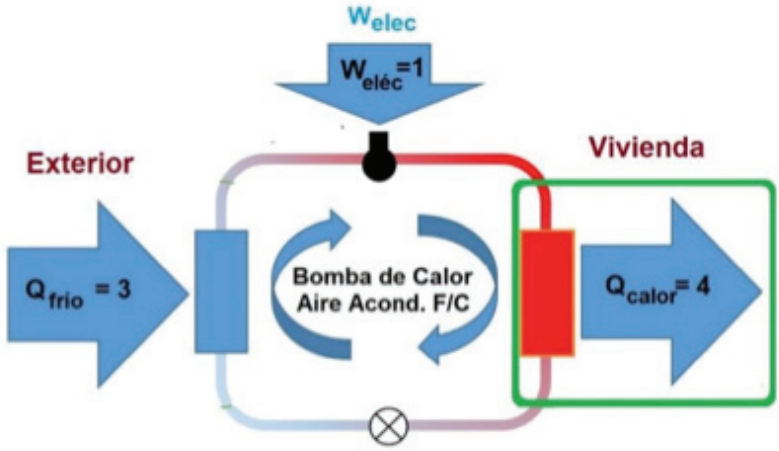


Figura 1. **Diagrama esquemático de un acondicionador de aire (frío/calor) o bomba de calor (BC) usado en modo de calefacción. El equipo toma (o roba) calor del medio exterior frío (Qfrío), de modo similar a un refrigerador, usando energía eléctrica que hace funcionar el sistema (compresor) Welec, y entrega todo este calor al interior, Qcalor. En este ejemplo, para generar 4 unidades de calor, se requiere de una unidad de energía eléctrica, o sea la eficacia de esta BC es del 400%.**

terior, a través de las chimeneas. De este modo, la eficiencia en cualquier calefactor que quema combustible es siempre menor del 100%. En el caso de estufas de gas de tiro balanceado, esa eficiencia es en general inferior al 75%. En algunas calderas puede llegar al 80% y quizás algo mayor en las calderas de condensación. En el caso de una bomba de calor usada para la calefacción de un ambiente, como se observa en la figura 1, la situación es diferente.

Para mover calor de un lugar a otro se utiliza una cantidad relativamente pequeña de energía para realizar esta transferencia. Es como si estuvieran reciclando el calor, aprovechando lo que ya está disponible en el aire o en el suelo para calentar o enfriar un espacio.

El coeficiente de rendimiento o performance (*COP*) se define como el cociente entre el beneficio (*Qcalor*) y el costo energético del equipo o bomba de calor, *Welec*, esto es *COP* = *Qcalor*/*Welec* (cociente entre el calor entregado al ambiente y la energía eléctrica utilizada para este fin). El COP es esencial para evaluar la eficiencia de una bomba de calor. Representa la relación entre la cantidad de calor y la energía eléctrica utilizada. O sea, el beneficio dividido el costo. Por ejemplo, un COP de 4 significa que por cada unidad de electricidad que la bomba de calor consume, genera 4 unidades de calor (400% de eficiencia!). Cuanto mayor sea el COP, más eficiente será el sistema[8].

No obstante, es importante tener en cuenta que el rendimiento de una bomba de calor puede variar según las condiciones exteriores, fundamentalmente la diferencia de temperatura entre el exterior y el interior. Funcionan muy bien cuando este salto térmico es moderado, típicamente inferior a 10 °C. Cuando el salto térmico entre el interior y exterior aumenta, el *COP* (rendimiento) de la BC disminuye. Por esta razón, además de razones de salubridad, es aconsejable usar los termostatos de los AA lo más alto posible en verano (25 °C a 27 °C) y lo más bajo posible en invierno (a 20 °C o 19 °C). En climas muy fríos, donde las temperaturas prevalentes son menores a -10 °C o -20 °C, la eficiencia de la BC disminuye considerablemente, por lo que en estos climas es preciso usar BC especiales, o bien acudir a sistemas de calefacción convencionales que queman combustibles, por lo general las bombas de calor no funcionan bien cuando la temperatura exterior es inferior a unos -15 °C aproximadamente. En un país como la Argentina, para la región centro-norte (norte del Río Colorado) donde solo ocasionalmente se alcanzan temperaturas externas bajo cero, las BC de calor pueden funcionar muy bien como calefactores de alto rendimiento[9].

El diseño y la selección adecuada del refrigerante también desempeñan un papel crucial en la eficiencia de una bomba de calor. Los avances en la tecnología han permitido mejorar la eficiencia de estos sistemas, haciendo que sean una opción más atractiva en términos de ahorro de energía y costos a largo plazo, al mismo tiempo que se redujo el riesgo que los posibles escapes de los refrigerantes de los equipos actúen como gases de efecto invernadero10. El COP se puede incrementar mediante un diseño cuidadoso de la bomba de calor (compresor más eficiente, ventiladores) y el uso de refrigerantes apropiados e incorporando sistemas "inverter" que permiten variar en forma suave la potencia de operación de los compresores, en lugar de hacerlo intermitentemente (encendido y apagado) como lo hacían los sistemas tradicionales. De hecho, los avances logrados recientemente y los que se esperan se traducen en incrementos aún mayores del rendimiento de las BC.

Análisis *Top-Down*

De acuerdo con el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), el 98 % de las familias usan gas para cocinar en la Argentina[11]. Según este relevamiento el número de usuarios de gas licuado de petróleo (GLP) es del 37% mientras que aquellos que usan Gas Natural (GN) por redes es del 61%. Sin embargo, en el sector residencial el consumo de GN es 6,6 veces mayor que el consumo de GLP6. Esto se debe a que los usuarios de GLP y sobre todo de leña, provienen de sectores socioeconómicos más bajos que los usuarios de GN y su consumo por hogar es mucho menor que el consumo de GN.

Por otra parte, el 98% de los hogares argentinos dispone de acceso a los servicios eléctricos y cerca del 61% de los hogares están conectados a las redes de GN. Sin embargo, el consumo de electricidad en este sec-

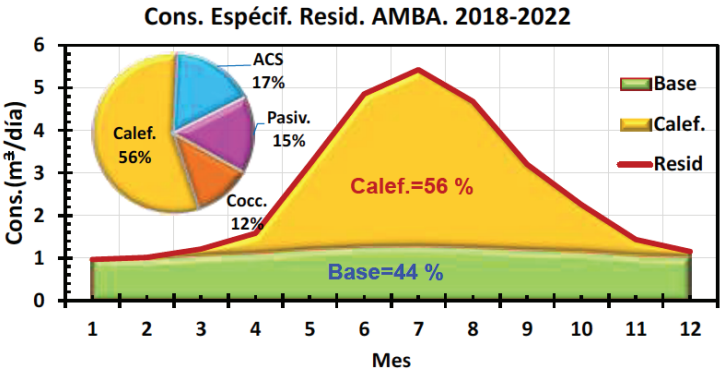


Figura 2. **Variación de los consumos específicos residenciales de gas natural en el AMBA como función de los meses del año. Los datos ilustrados aquí son el promedio entre 2018 y 2022. El diagrama de torta inserto en la parte superior izquierda muestra cómo se distribuye el consumo de gas residencial entre sus distintos usos. Los consumos pasivos, se refieren a los consumos de mantenimiento de termotanque y pilotos de calefones asociados a los sistemas de calentamiento de agua. El consumo de gas para agua caliente sanitaria (ACS) es la suma del calentamiento de agua propiamente dicho y de los consumos pasivos, es decir es del 32%. Fuente: ENARGAS[13].**

tor es solo el 38% del consumo de gas (GLP y GN combinado). Este hecho, está asociado, como se verá, a que los hogares argentinos son más gas-intensivos que electro-intensivos.

Anatomía del consumo residencial de GN por redes

El Gas Natural (GN) constituye el principal componente de la matriz energética argentina, aporta más del 50% de la energía primaria del país[12]. Alrededor del 27% del gas se distribuye a través de redes a los usuarios residenciales.

La figura 2 muestra datos típicos obtenidos de un análisis *Top-Down*, a partir de los datos de consumos publicados por ENARGAS[2]. En esta figura se observa la variación del consumo específico (es decir el consumo por usuario, lo que significa una vivienda con medidor. En la Argentina, en promedio, hay unas 3,2 personas por vivienda) residencial medio de la región del AMBA a lo largo de un año. Los datos de consumo del AMBA se obtuvieron combinando mes a mes el consumo de gas residencial de las distribuidoras Metrogas y Naturgy (Gas Ban) publicadas por ENARGAS[13]. Los datos mostrados en esta figura son el promedio de los consumos residenciales específicos entre 2018 y 2022.

En los meses de verano (diciembre, enero y febrero) el consumo se reduce en gran parte de la Argentina y en el AMBA en particular. Dicho consumo se conoce como el *consumo base*, es decir el consumo de gas usado en cocción y calentamiento de agua sanitaria, área verde en las figuras 2 y 3. Como se ve, esta separación puede realizarse de manera simple, ya que la variación del consumo base es relativamente suave con la temperatura. La abultada joroba amarilla de los meses de invierno corresponde al consumo de calefacción y en promedio es del orden del 56 ± 6% del consumo residencial de gas. Claramente esta proporción puede cambiar según la rigurosidad de los inviernos. De hecho, las figuras 3 y 4 ilustran la variación del consumo de calefacción con el año y el rigor del invierno correspondiente.

El consumo asociado a la calefacción depende de la temperatura, ya que las pérdidas de calor son proporcionales a la diferencia de temperatura entre el interior y exterior de las viviendas. Como además existen otros aportes energéticos en la vivienda diferentes a la calefacción, ya sea radiación solar que entra por la ventana o el mismo calor que emanan sus ocupantes, entre otros, la temperatura de la vivienda sin calefaccionar permanece 2 o 3 grados por encima de la temperatura exterior. Por ello, si queremos una vivienda a 21 °C, permanecerá estable si la temperatura exterior es del orden de 18 °C, donde las pérdidas por la envolvente se compensan con los aportes de la calefacción. Entonces, el consumo de calefacción depende de la diferencia entre una temperatura de referencia, *Tref*, y la temperatura media diaria exterior, *Tmed*. A esta diferencia la llamamos *Déficit Grado Día* o *Deficiencia Grado Día_diaria* (*DGDd* = (*Tref* - *Tmed*)), siempre que *Tmed* < *Tref*, que es cuando se enciende la calefacción, y cero en otro caso. En general se adopta como temperatura de referencia, *Tref* = 18 °C. El consumo anual, destinado a la calefacción resulta proporcional al parámetro (ver fómula al pie de esta página).
conocido como la *Deficiencia Grado Día* anual (*DGDa o simplemente DGD*) de cada zona6. En resumen, el DGD es un parámetro que mide la intensidad o rigor de los inviernos. En general se utiliza la información publicada por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN) y establece la Deficiencia Grado Día a temperatura base 18 °C y como temperatura exterior se adopta la *temperatura efectiva, que es el promedio de la temperatura en cuestión la de los tres días previos*[14]. Estos valores son equivalentes a los de GD18 consignados en la Norma IRAM 11603:2012. De hecho, la variación del consumo para calefacción puede visualizarse claramente en la figura 3, donde los valores del DGD mensual se representan por las barras verdes.

El *Exceso de Grado Día* anual (EGD) es un parámetro análogo al DGD, pero adecuado para conocer la intensidad de calor y duración de los períodos estivales, en este caso se toma como referencia *Tref* = 25 °C[15]. El EGD brida un indicador que da una estimación de las necesidades de refrigeración en una región dada. En los últimos diez años en el AMBA, los valores medio fueron: DGD (18 °C) = 763± 18 Grado.día con una duración de 171 días y el EDG

$$DGD_a = DGD = \sum_{i=1}^{i=365} (DGD_d(i) = \sum_{i=1}^{i=365} (T_{ref} - T_{med})|_{T_{med} < T_{ref}},$$

(25 °C) = 89± 9 Grado.día y una duración de 60 días. En definitiva, la energía requerida para calefacción es aproximadamente 8,6 veces mayor que para la refrigeración en el AMBA. De esta manera, se puede decir que el consumo energético para Acondicionamiento Térmico (AT) de una vivienda en el AMBA, es en términos generales, un 11 % mayor que el de calefacción.

En cuanto a la extracción social de las viviendas conectadas a las redes de gas natural, es en general diversa, pero dado que las redes de gas solo son accesibles en barrios que cuentan con infraestructura urbana adecuada, calles, verederas, ordenamiento territorial y densidad de población adecuada, hace que naturalmente los barrios a los que llegan las redes sean barrios de familias principalmente del sector medio, y alto. Además, la vivienda debe tener condiciones constructivas adecuadas, paredes en regla, regularización de dominio, etc. Sumado a esto, el costo de realizar una instalación interna de gas en la vivienda y conectar los artefactos; puede tener un costo estimativo entre 1000 y 2000 USD. Por los general estos montos deben abonarse al contado. Todo esto resulta en que los usuarios de gas siempre sean sectores medios o altos. En general los barrios populares (o villas de emergencia) no tiene acceso a las redes de gas natural y usan gas licuado de petróleo envasado (GLP) en garrafas principalmente para cocinar. Sin embargo, casi todos estos barrios, sí cuentan con acceso a las redes eléctricas, ya sea de manera informal (conexiones irregulares) o como clientes de las distribuidoras eléctricas a través de servicios prepagos (Mide)[16].

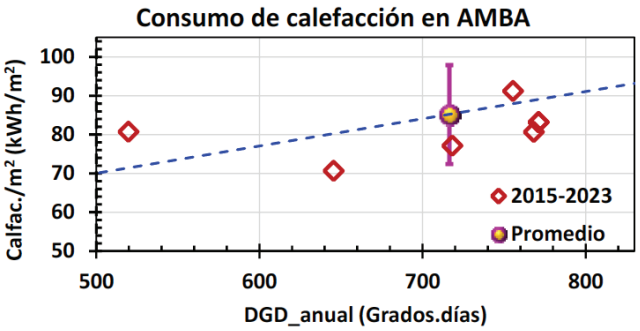


Figura 4. **Consumo de gas para calefacción por m² de las viviendas del AMBA para los años 2016 a 2023, a partir del análisis Top-Down. Los consumos de calefacción por m² (rombos rojos) se obtienen de las figura 4 y el tamaño promedio de las viviendas de los datos provistos por el INDEC[17]. La dependencia del consumo de calefacción con el valor del DGD de cada año, se observa claramente. La línea de punto marca la tendencia de los datos analizados. El valor medio del consumo de calefacción como el promedio del DGD para estos años se muestra con el símbolo circular violeta.**

Por su parte, los consumos de cocción pueden obtenerse del análisis de los datos de consumo de edificios que tienen servicios de calefacción y calentamiento de agua centrales, según Zavalía Lagos y Iannelli (2022). En este caso, el consumo de las unidades o departamentos individuales está asociado a los consumos de cocción principalmente. Dado que en el país hay muchos edificios y cada uno de ellos con decenas de unidades habitacionales con estas características, este estudio puede realizase en forma muy confiable, ya que las distribuidoras disponen por lo general del registro de estos consumos por más de una década[6 y 7]. Así se obtiene que el valor medio del consumo de cocción por habitante y por día es de alrededor de 1 kWh/día.persona.

En la figura 3 se muestra la variación del consumo específico de calefacción en la región del AMBA para el período 2015-2023. En esta figura también se representan los valores de los DGD mensuales (barras verdes). La relación entre el consumo de calefacción y el valor del DGD_mensual se observa claramente.

Por su parte, en la figura 4, se muestra la variación del consumo de gas para calefacción por m² de superficie para las viviendas en el AMBA para los años 2015 a 2023, obtenidos del análisis Top-Down, La línea de punto marca la tendencia de los datos analizados, un análisis más detallado de esta tendencia se puede ver en la referencia 18. Los consumos de calefacción por m² (rombos rojos) se obtienen de la figura 3 y el tamaño promedio de las viviendas de los datos provistos por el INDEC: 65 m² por vivienda[17]. La dependencia del consumo de calefacción con el valor del DGD de cada año, se observa claramente. El valor medio del consumo de calefacción como el promedio del DGD para estos años se muestra en esta figura con el símbolo circular violeta.

En definitiva, del análisis Top-Down, podemos decir que el consumo de calefacción a gas de las viviendas del AMBA con conexión a las redes de gas natural es en promedio de 85,1 kWh/m².año.

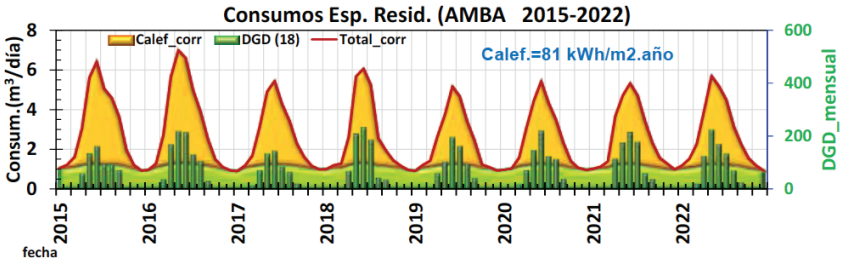


Figura 3. **Consumo específico de gas natural en el AMBA para el período 2015-2023. Estos datos se obtuvieron combinando mes a mes el consumo de gas residencial de las distribuidoras Metrogas y Naturgy (Gas Ban) publicadas por ENARGAS[13]. Las barras verdes corresponden al DGD de cada mes en esta región, análisis Top-Down.**

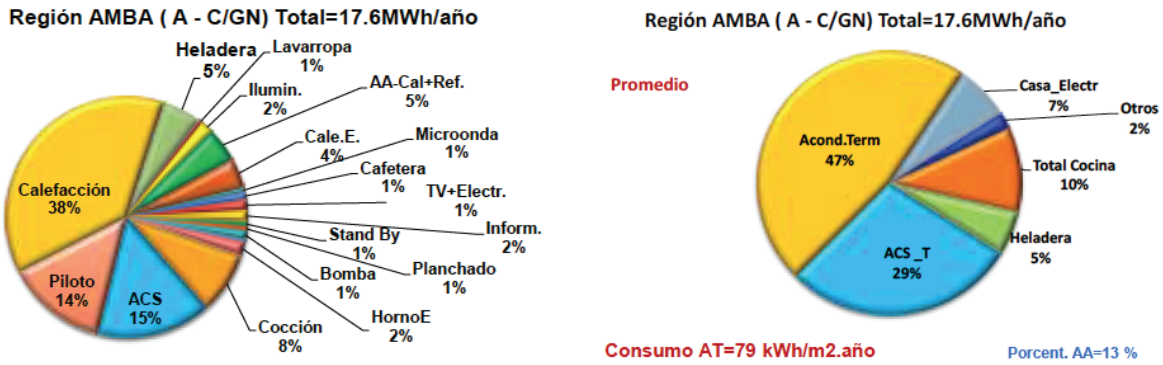


Figura 5. **Consumo medio residencial en una muestra de 272 del Grupo A del AMBA. Izquierda: distribución de consumo de los diversos artefactos del hogar. Derecha: distribución de estos mismos consumos agrupados según su función o ubicación en la vivienda. AA-Cal.+Ref. corresponde a calefacción y refrigeración con Aire Acondicionado. Calefac. E. significa calefacción eléctrica.**

Análisis Bottom-Up

Un segundo estudio complementario al descripto se puede obtener de un análisis Bottom-Up, es decir, a partir de un estudio minucioso de los consumos individuales en un conjunto de viviendas que fueron estudiadas con la metodología descripta de las referencias 5 y 6. Para ellos se realizaron unas 390 auditorías energéticas de viviendas individuales de la región del AMBA, con la colaboración de estudiantes de ingeniería en Energía de la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) y miembros de la Fundación Pro Vivienda Social de Argentina[19]. De las 390 viviendas estudiadas, 272 tenían conexión a la red de gas natural, denominadas

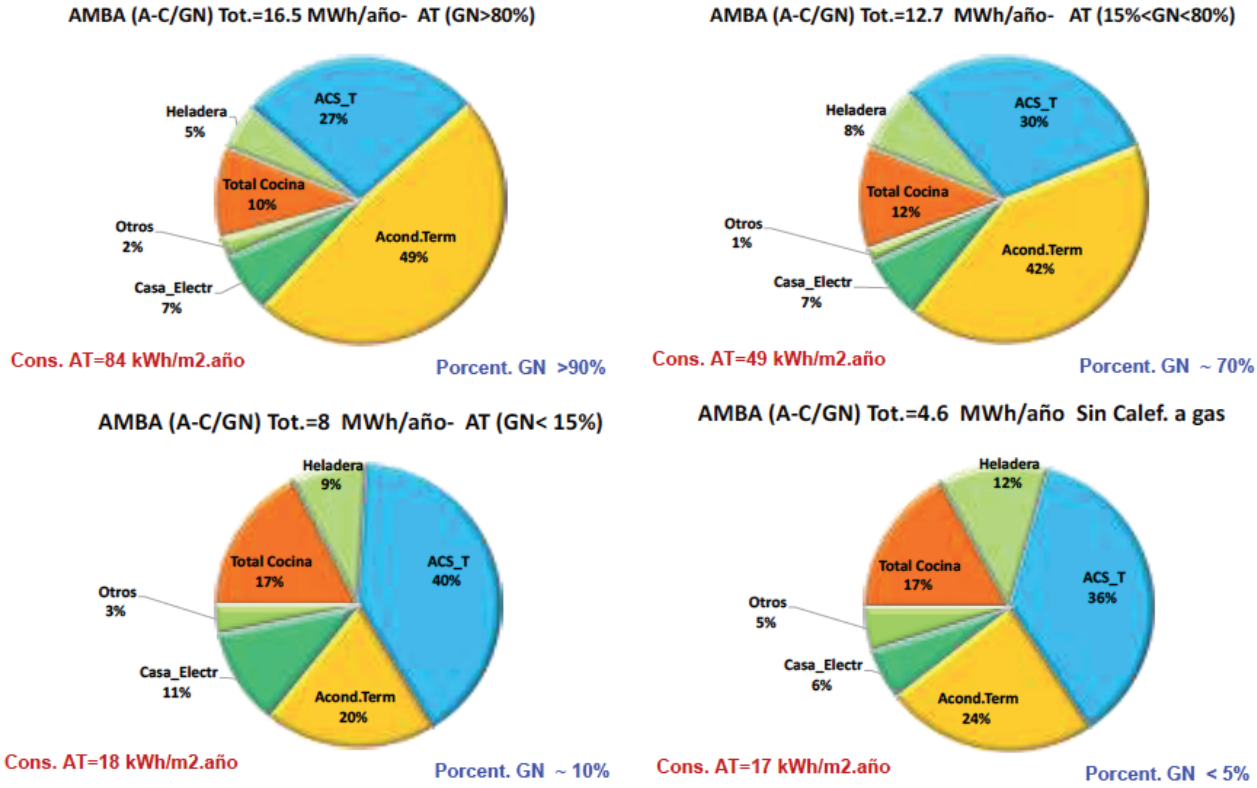


Figura 6. **Distribución del consumo total de energía de viviendas con conexión a redes de GN (Grupo A). Están agrupado según el porcentaje de gas usada en calefacción (Porcent. GN). Cada torta corresponde a distintos rangos de uso de gas en calefacción. El parte inferior en rojo indica el consumo total de energía en acondicionamiento térmico (Cons.AT) en kWh/m².año. El porcentaje total de uso de GN (Porcent. GN) en acondicionamiento térmico se indica con letras azules en la parte inferior de cada torta. Nótese la variación del consumo total entra los distintos subgrupos analizados.**

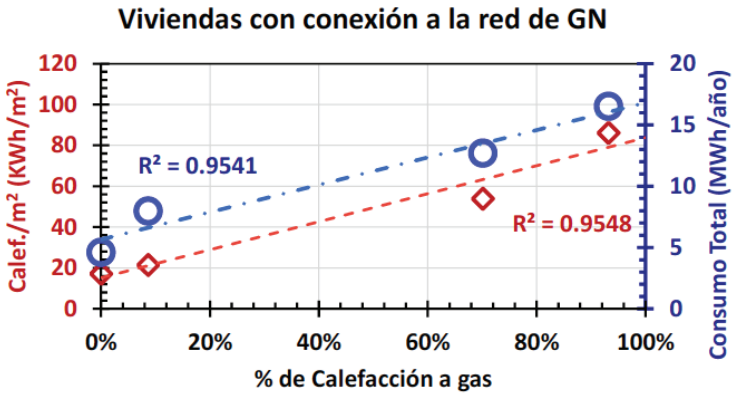


Figura 7. **Variación del consumo de acondicionamiento térmico (rombos rojos) del Grupo A (viviendas con acceso a redes de GN), a partir del análisis Bottom-Up. Más específicamente, se representa el consumo de AT por m² en función del porcentaje de uso de GN en calefacción. Los símbolos azules (círculos), referidos al eje vertical derecho, indican el consumo total (electricidad + gas) de cada subgrupo de vivienda. Cuando mayor es el porcentaje de gas usado en calefacción, mayor es el consumo por m² en AT y el total.**

Grupo A, y las otras 118 no contaban con tal conexión, denominadas como Grupo B. Además, el conjunto de viviendas estudiadas, pertenecían a diversos niveles socioeconómicos bien diferenciados que serán denotados como i) medio-alto (Alto), ii) medio (Medio) y iii) bajo (Bajo).

En cada vivienda se realizó una determinación de los consumos eléctricos y de gas. Para ello se contaba con medidores de consumos eléctricos (potencia y energía) y se median todas las potencias y consumo de todos los artefactos eléctricos disponibles y se construía una torta de distribución de los consumos, basado tanto en los consumos medidos, los tiempos de usos declarados

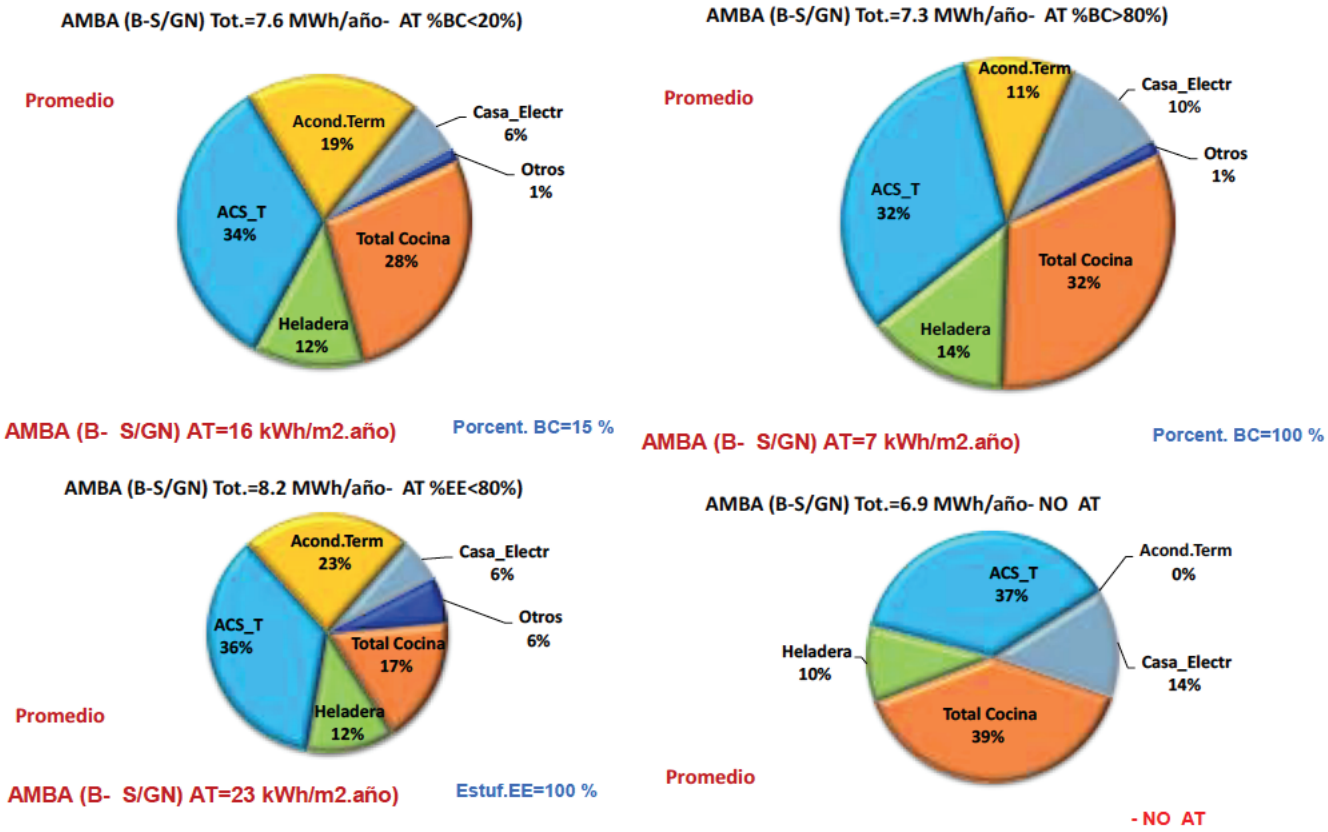


Figura 8. **Distribución del consumo total de energía de viviendas sin conexión a redes de GN (Grupo B). Están agrupado según el porcentaje de uso de bombas de calor en calefacción a (% de BC). Cada torta corresponde a distintos rangos de uso de BC en calefacción. En la parte inferior en rojo, se indica el consumo total de energía en acondicionamiento térmico (AT) en kWh/m².año. El porcentaje total de uso de bombas de calor (en acondicionamiento térmico se indica con letras azules en la parte inferior de cada torta. Estuf.EE indica estufa eléctrica a resistencia. NO AT significa que la vivienda no tiene acondicionamiento térmico. Nótese la variación del consumo total entra los distintos subgrupos analizados.**

por los moradores y los valores de consumo eléctrico del último año registrado por la distribuidora de electricidad que proveían dicho servicio. Los consumos de gas se deducían de los datos de consumo de las facturas, suministrado por las distribuidoras de gas natural para el caso de usuarios conectados a la red de GN. De la variación estacional del consumo a lo largo del año es posible separar el consumo de calefacción y otros consumos del hogar[5]. Para el caso de usuarios de GLP, los consumos se determinaban a partir del número de garrafas de GLP utilizadas en el año. La metodología usada se discute en detalle en las referencias 7, 5 y 6.

En el caso del acondicionamiento térmico (calefacción y refrigeración) se registraban por separado los consumos provenientes de estufas a gas, estufas eléctricas, acondicionadores de aire frío/calor (BC), ventiladores, etc. Asimismo, en las auditorias se registraban la superficie cubierta de las viviendas y el número de miembros de cada hogar.

En la figura 5 a la izquierda se muestran los consumos promedios de todos los artefactos del Grupo A, mientras que a la derecha se muestran los mismos consumos, pero agrupados por su función o ubicación en el hogar. Así, Acond.Term (acondicionamiento térmico) corresponde a calefacción y refrigeración con Aire Acondicionado, calefacción eléctrica (a resistencias) o estufas a gas. ACS_T indica el consumo total de agua caliente sanitaria, incluyendo los pasivos de estos equipos (pilotos). Todos los consumos de la cocina (cocción, pava eléctrica, microonda, horno eléctrico, etc., excepto la preservación de alimentos) se agruparon en total cocina. Casa_Electr Incluye todo el resto de los artefactos eléctricos estándares de las viviendas (como lavarropa, iluminación, Informativa, TV, plancha, etc.). En otros se agrupan los equipos no-estándares que se disponen en la vivienda (bombas de agua, herramientas eléctricas, etc.).

Esta forma de agrupar (torta de la derecha de la figura 5) al ser menor el número de ítems contabilizados, permite visualizar donde están los mayores consumos del hogar. El consumo promedio del acondicionamiento térmico (AT), en las viviendas del grupo A, es de 79 kWh/m².año, y de todo el consumo usado en AT, el 13% proviene de bombas de calor. En el de viviendas sin conexión a la red de gas, grupo B, el consumo promedio de AT es de 12 kWh/m².año, y de todo el consumo usado en AT, el 67% proviene de bombas de calor.

Del análisis de todas las auditorias se observa que existe un conjunto relativamente pequeño de servicios, que explican la mayor parte de los consumos familiares. En este caso cinco servicios claves —calefacción, ACS, cocción, refrigeración (aire acondicionado), heladera— constituyen cerca 90% de los consumos totales, como se ve en la figura 5. Estos consumos son denominados *consumos domésticos claves*. Por otra parte, en las viviendas del Grupo A, el consumo de gas constituye más del 70% del consumo energético total y la electricidad menos del 30%6.

En la figura 7 se muestra un resultado importante, dada la importancia del consumo en AT en el consumo total, cuando mayor es el consumo en calefacción por m², mayor es en consumo total (círculos azules de esta figura). Este resultado también se observa en la figura 6, nótese la diferencia en el consumo total de las familias que tiene más de 85% con calefacción a gas, relativo a los que tiene menos del 15% de calefacción con este insumo. Un análisis similar se puede observar en la figura 8, donde se presentan los resultados del Grupo B, es decir los usuarios *sin conexión a las redes de GN*. En este caso se realiza una segmentación de los usuarios según el porcentaje de uso de BC en calefacción (% de BC) ya que todas estas viviendas usan electricidad para calefaccionarse, y lo que difiere es que mientras algunos lo hacer con estufas eléctrica a resistencia (Estuf._EE), otros lo hacen usando bombas de calor (BC) o una combinación de ellas. De hecho, hay un sector que usa predominantemente BC, otros que lo usan parcialmente y hay un pequeño subgrupo que directamente no usa calefacción.

Nuevamente, en el caso del Grupo B, se observa que a medida que aumenta el porcentaje de BC en calefacción, tanto el consumo total de energía, como el asociado al consumo de calefacción por m², disminuye. Esto se evidencia más claramente en la figura 9, donde se representa el consumo de calefacción por m², para los dos grupos de usuarios, A y B, en función del % de BC en calefacción.

Es interesante notar que los consumos de calefacción obtenido con el análisis Top-Down (85 ± 12 kWh/m²) como en el Bottom-Up (83 ± 11 kWh/m²), son mutuamente consis-

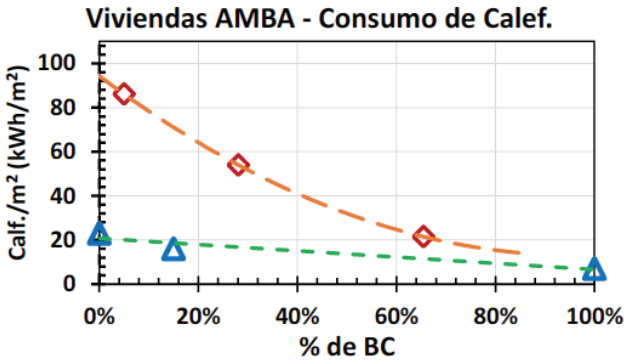


Figura 9. **Variación del consumo de calefacción en los grupos: A-usuarios con conexión a redes de GN (rombos rojos), y B usuarios sin conexión a redes de GN (triángulos azules), en función de % de uso de BC en acondicionamiento térmico, basados en un análisis Bottom-Up. El eje vertical representa el consumo de calefacción en kWh/m². Las viviendas con mayor porcentaje de uso de BC en calefacción tienen menor consumo energético tanto en AT como total.**

tentes. En el caso del análisis Top-Down, la incerteza del resultado de calefacción/m², proviene fundamentalmente de la variación del consumo de calefacción con los diferentes escenarios climáticos prevalentes (DGD) en los distintos años (figura 4). En el caso del análisis Bottom-Up, la incerteza proviene de la variación de os consumó de calefacción entre las distintas familias, que depende de variaciones del tipo de construcción, orientación de la vivienda, diversos usos y costumbres, etc.

Quizás lo sorprendente en el valor relativamente bajo de los consumos de calefacción de los usuarios de estufas eléctrica y sobre todo de BC. En las encuestas realizadas durante las auditorias, no se evidencia carencia de calefacción, excepto para el caso de viviendas que directamente no tenían servicio de calefacción o acondicionamiento térmico (Torta inferior derecha de las figuras 6 y 8). En el resto de los casos, los moradores de estas viviendas no manifestaban carencia de calefacción.

En un número limitado de viviendas se realizó un seguimiento de las temperaturas interiores durante varios meses (cinco meses, incluyendo el invierno) con datalogger de temperaturas. En todos los casos en el 90% del tiempo registrado las temperaturas permanecieron en el rango de 18 °C a 26 °C. En el tiempo restante, el 10% fuera de este rango, es posible que sus moradores no estuviesen en el hogar por las horas en que sucedían.

Consumos de acondicionamiento térmico

Un resultado notable de este estudio se obtiene cuando comparamos los consumos de acondicionamiento térmico (dominado por la calefacción) de los dos Grupo de viviendas A (con gas natural por redes) y el Grupo B (con acceso solo a electricidad), como se muestra en las figuras 9 y 10. Los consumos de calefacción por m² de familias con acceso a redes de GN y lo usan en calefacción, son alrededor de 7,5 veces mayor que las que usan BC para para este fin. Además, sus emisiones en la Argentina son cinco veces menores. Para ello hemos usado el valor promedio de la Intensidad de Carbono de la electricidad en la Argentina como 297 kg(CO_2)/MWh y de 202 kg(CO_2)/MWh para el gas natural[20, 21 y 22].

Los resultados de la figura 10 tienen mucha relevancia para el sistema energético argentino, ya que muestra que aun usando gas para generar electricidad (con una eficiencia del 50 %), todavía sería posible reducir los picos de consumo de gas para calefacción en un factor del orden de 3, lo cual para la Argentina tiene mucha significación económica, energética y ambiental. Los picos de consumo del sector residencial y comercial, al estar en el máximo de prioridad de abastecimiento del gas en Argentina, implican que para satisfacer esta demanda sea necesario hacer cortes en el suministro de industrias y centrales eléctricas[23], de alto costo en la producción y la economía. Además, al no ser suficientes estos recortes de consumo, es necesario apelar a la importación de gas (GNL) a valores mucho más altos y volátiles.

En ese sentido las mejoras en las envolventes de edificios, o mejoras de bajo costo en las aberturas de las viviendas, junto al uso de BC para calefacción, puede aportar una solución interesante y de no muy alto costo para palear estos picos de consumo de gas en invierno.

Además, es importante destacar que este análisis se refiere a las cantidades de energía y sus emisiones, y no al costo de la energía. El costo de la electricidad relativo al gas depende de muchos factores. La disponibilidad de recursos locales, origen de las fuentes de abastecimiento y las decisiones políticas que regulan estos precios. En la Argentina, sin intervención de subsidios, el costo de una unidad de energía de electricidad es aproximadamente tres veces mayor que la del gas. Por lo que con una reducción de consumo de 6 o 7 implicaría una reducción del costo de calefacción de 2 a 2,5 veces.

Al observar la figura 10, es interesante explicar este resultado. La relación del consumo entre una BC de COP = 3,5 a la de una estufa de tiro balaceado (~70 %) es un factor 3,5/0,7 = 5. Una ventaja significativa de las BC respecto de las estufas a gas es que son fáciles de encender y apagar. En las estufas a gas, el encendido

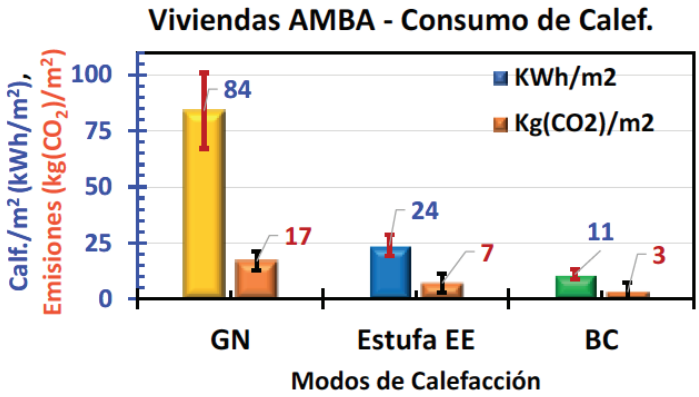


Figura 10. **Variación del consumo energético asociado a la calefacción por m², según la tecnología usada. Las barras naranjas, indican las emisiones asociadas a cada tecnología por m². Se observa que las familias que usan para calefaccionarse GN por redes, tiene un consumo por m² alrededor de 7,5 veces mayor que las que usan BC. Además, sus emisiones en Argentina son cinco veces menores.**

y apagado de estos equipos no es sencillo, por lo que las llama piloto, que tiene un alto consumo (5 kWh/día) permanezcan encendidas por largos períodos. La simplicidad de encendido de las BC y el tiempo corto en que empiezan a generar confort hace que estos equipos se enciendan solo cuando se usan. Además, al momento de encender el equipo, ya contamos con un termostato de regulación en nuestras manos. La regulación del termostato, generalmente ausente en las estufas a gas, resulta sumamente sencilla en las BC y contribuye significativamente a la eficiencia. Un exceso de 2 °C en la regulación del termostato puede significar un incremento en el consumo del orden del 30%[15]. Estos factores contribuyen a que las bombas de calor sean alrededor de un 40% más eficientes para ofrecer la misma prestación que las estufas a gas. En resumen, la combinación de una mayor eficiencia asociada a la tecnología (factor 5) y una mejora en el uso racional del equipo (1,4) sugiere que las bombas de calor sean unas siete veces más eficientes que las estufas a gas. Estas estimaciones heurísticas coinciden con las observaciones realizadas en nuestras mediciones y se refleja en las figuras 9 y 10.

Por último, la implicancia de este resultado es muy significativo. Tradicionalmente, en la zona del AMBA y gran parte de Argentina, el consumo de calefacción y AT era del orden del 50% del consumo total, como se observa en la figura 5. De hecho, gran parte de la normativa existente de eficiencia energética en el país, se basa en esta premisa. Al reducirse el consumo de AT en un factor del orden de 5, el impacto del AT en el consumo total se reduce concomitantemente. De este modo, con BC, la relevancia de los consumos de ACS y los asociados a la cocina, adquieren un rol preponderante en el sector residencia, como se ve claramente en el panel superior derecho de la figura 8.

Conclusiones

Este estudio revela un hallazgo importante: la adopción de bombas de calor (BC), como los acondicionadores de aire frío/calor, como sistemas de calefacción en la zona del AMBA puede resultar en una reducción de los consumos de acondicionamiento térmico en factores que oscilan entre 5 a 7 veces en comparación con sistemas tradicionales basados en gas natural. Estos incluyen artefactos, como estufas de tiro balanceado, calderas, etc. La mejora en eficiencia respecto de calefactores eléctricos a resistencia es un factor de 3 a 4.

Estas ventajas de las BC respecto de los sistemas tradicionales a gas (o eléctricos) se deben principalmente a la alta eficiencia de las BC (350% a 400%) relativa a una estufa de tiro balaceado (~70%) o sea un factor cercano a 5. Además, las BC son fáciles de prender y apagar, que contrasta con las estufas a gas, lo que incrementa más su potencial de ahorro de energía. Por otro lado, al encender una BC ya se dispones de un termostato en la mano, con lo que se logra una eficiencia aún mayor, por una mejor regulación de la temperatura de los ambientes. Todas estas ventajas hacen que las BC localizadas solo en los ambientes que se usan generan una notable mejora en la eficiencia energética de la calefacción. En ese sentido, BC en ambientes no muy grandes permiten calefaccionar solo aquellos espacios que se usan y hacer un uso más racional de la energía.

En el AMBA, nuestro relevamiento de campo indica que, mientras una vivienda estándar, del parque existente, con calefacción a gas natural tiene un consumo de calefacción de 85 ± 15 kWh/m², una vivienda similar utilizando bomba de calor registra un consumo de calefacción de 12 ± 5 kWh/m², es decir, aproximadamente siete veces menor. Se observa, asimismo, que las emisiones de carbono en Argentina son cinco veces menores usando BC y el costo de este servicio puede ser del orden de 2 a 2,5 veces menores.

En resumen, incluso si la electricidad se genera a partir de gas, la adopción de bombas de calor en sistemas de calefacción puede contribuir a un ahorro significativo, posiblemente reduciendo el consumo en un factor de 2 o 3 durante los picos de demanda de gas en Argentina. Este impacto podría ser crucial en el sistema energético nacional, disminuyendo los picos de consumo en el sector residencial y su influencia en los cortes de suministro en la industria y la generación eléctrica del país, al mismo tiempo que mitigaría las necesidades de importación de gas (GNL) durante el invierno. En ese sentido, la construcción sustentable, combinada con las BC pueden pensarse como una suerte de “Peak Shaving” aplicada a la demanda, en analogía con las plantas de “Peak Shaving” usadas en le oferta de gas, pero mucho más sustentable y económica.

Respecto a esto, sería conveniente que el Estado considere además cambiar su política de subsidios generalizados a la energía, que en general conducen a un sobreconsumo y desincentiva la adopción de medidas de eficiencia energética. Estas observaciones son coincidentes con las realizadas en otros países y las recomendaciones de las agencias internacionales como la IEA.

Las BC alimentadas por electricidad, permiten que, en un futuro cercano, con el incremento de la generación eléctrica con fuentes renovables y de bajas emisiones en general, la calefacción con BC de calor sea un elemento clave hacia una transición de acondicionamiento térmico más seguro y sostenible.

En consecuencia, este estudio, en primer lugar, sugiere que un programa de reemplazo de estufas de TB o estufas a resistencia, muy usadas por las familias de bajos ingresos, por

AA con inverter y la promoción del uso racional de la calefacción, podría tener un impacto significativo en la calidad de vida de muchas familias, reduciendo sus gastos en energía y disminuyendo el consumo energético en general, a la par de mitigar las emisiones de carbono en general.

En segundo lugar, se comprueba, que coincidentemente con estudios anteriores, en los hogares de AMBA hay un conjunto de a lo sumo cinco servicios energéticos, consumo claves, que son responsables de más del 80% de consumo energético residencial. Por lo tanto, toda política orientada a reducir los consumos en este sector debería comenzar por optimizar estos consumos. Estos consumos son el acondicionamiento térmico (calefacción y refrigeración), agua caliente sanitaria, cocción, y conservación de alimentos (heladeras). Sin embargo, con la irrupción de las bombas de calor, los consumos de acondicionamiento térmico, se reducen de manera importante, quizás un factor del orden de 5. Así, la relevancia de los consumos de ACS y asociados a la cocina, aumentan en el sector residencial. Así, varias estrategias de eficiencia en este sector, requieren que se analicen nuevamente a la luz de estos resultados.

Agradecimientos

Agradecemos a los estudiantes de Ingeniería en Energía de la UNSAM, a los miembros de la Fundación Pro Vivienda Social y sobre todo a los vecinos, que abrieron voluntariamente sus hogares y participaron en este estudio, ya que, sin su ayuda y gentileza, este estudio no hubiese sido posible. También agradecemos al Ing. R. Prieto e Ing. J. Mariani, por la atenta lectura y las múltiples sugerencias realizadas.

Notas

1. BALANCES ENERGÉTICOS - Secretaría de Energía de la Nación, «BALANCES ENERGÉTICOS», 2023. [En línea]. https://www.argentina.gob.ar/econom%C3%ADa/energ%C3%ADa/planeamiento-energetico/balances-energeticos
2. «ENARGAS». Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina, 2023. [En línea]. https://www.enargas.gob.ar/
3. Sensini, P., «Eficiencia Energética en la cocción ¿Cuáles son artefactos de cocción más eficientes en Argentina?». Energías Renovables y Medio Ambiente, vol. 41, pp. 57-67, Octubre 2018.
4. Estadísticas económicas Ciudad de Buenos Aires, «Consumo de energía en la Ciudad de Buenos Aires en 2013», marzo, 2014.
5. Iannelli L. y S. Gil, «¿Cómo hacer un diagnóstico de los consumos a partir de la factura y reducir los gastos de gas?». Petrotecnia, vol. LX, nº 1, pp. 144-146, 2019.
6. Zavalía Lagos, R., L. Iannelli y S. Gil, «Anatomía del Consumo Residencial Argentino-Uso Racional y Eficiente del Acondicinamiento Termico», de Futuros Energía - Fundación UNSAM-N.Coppari y otros, San Martín - Buenos Aires, Fund. UNSAM y ASsoc. Argentina para el Progreso de las Ciencias. 2022.
7. Gastiarena M., A. Fazzini, R. Prieto y S. Gil, «Gas versus electricidad: uso de la energía en el sector residencial», Petrotecnia, vol. Abril, nº LVII, pp. 51-60, 2017.
8. International Enegy Agency (IEA), «Heat Pumps», 2023.
9. International Energy Agency (IEA), «The Future of Heat Pumps, World Energy Outlook Special Report,» 2022.
10. Höges C. et al., «How to Choose the Best Refrigerant in Heat Pumps from an Ecologic Perspective? Analyzing the Influence of the Evaluation Method», de Conference: 36th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy SystemsAt: Las Palmas de Gran Canaria, Spain, Gran Canaria, Spain, 2023.
11. INDEC, «Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010,» INDEEC Argentina, 2010. [En línea]. https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-2-41-135. [Último acceso: 2018].
12. «Ministerio de Energía y Minería,» [En línea]. https://www.minem.gob.ar/. [Último acceso: Julio 2016].
13. ENARGAS, «ENARGAS Transporte y Distribución- Datos Operativos», Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina, 2023. [En línea]. https://www.enargas.gob.ar.
14. Iannelli, L., J. Fiora y S. Gil, «Indicador de eficiencia energética en una vivienda modelado de la temperatura interior», Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente (AVERMA), vol. 3, pp. 08.399-08.406, 2015.
15 Prieto, R. y S. Gil, «Regulación del termostato: un modo simple y racional de ahorrar energía en calefacción y refrigeración», Petrotectnia, vol. LV, nº 5, pp. 102-104, Dic. 2014.
16. Edenor, «Mide- Medidor Integrado de Energía,» 2023. [En línea]. https://www.edenor.com/mide.
17. INDEC, «Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2022», INDEC, Buenos Aires, 2022.
18. Gil, S. y R. Prieto, «¿Cómo se distribuye el consumo residencial de gas? Modos de promover un uso más eficiente del gas,» Petrotecnia, vol. LIV, nº 6, pp. 81-92, Dic. 2013.
19. Fundación Pro Vivienda Social (FPVS), 2023. [En línea]. https://fpvs.org/
20. Climate Transparency Int., «Reporte de Transparencia Climática 2020», 2022.
21. datos.gob.ar, «Cálculo del Factor de Emisión de CO2 de la Red Argentina de Energía Eléctrica», Secretaría de Energía. Subsecretaría de Planeamiento Energético. Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos, 2023. [En línea]. https://datos.gob.ar/el/dataset/energia-calculo-factor-emision-co2-red-argentina-energia-electrica.
22. Our World in Data, «Carbon dioxide emissions factors,» 2023. [En línea]. https://ourworldindata.org/grapher/carbon-dioxide-emissions-factor
23. R. Prieto, S. Carrizo, L. Codeseira y S. Gil, «Relevancia del Gas Natural para una Transición Energética Justa», Petrotecnia, vol. XXVI, nº 51, pp. 4-20, 2022.
24. FPVS-EDENOR, «Informe de Consumos Energeticos en el Municipio de Pilar», Informe EDENOR, Buenos Aires, 2019.

AOG
ARGENTINA OIL&GAS

PATAGONIA

23 – 25 Octubre, 2024

Espacio DUAM, Neuquén

www.aogpatagonia.com.ar

Organiza:

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

Realiza:

messe frankfurt

Congresos y jornadas

3º Workshop de Medición en Upstream y Downstream del Petróleo y Gas

15 y 16 de agosto de 2024

3° Workshop de Medición en Upstream y Downstream de Petróleo y Gas IAPG

Organizado por la Comisión de Mediciones del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, este workshop se llevará a cabo del 15 al 16 de agosto de 2024, en la Ciudad de Buenos Aires.

Es un espacio que invita a mostrar y revisar las experiencias y los desarrollos en el área de mediciones de gas y petróleo, que involucran a todas las líneas de la industria: Upstream, Midstream y Downstream.

El nuevo marco legal, las nuevas tecnologías y las necesidades de la industria ponen un foco importante en materia de mediciones para poder avanzar en el desarrollo de nuevos proyectos.

El encuentro busca que los profesionales de la industria puedan compartir experiencias, conocer nuevas tecnologías, ampliar conocimientos y vincularse con otros expertos en mediciones.

Los interesados en presentar un trabajo técnico, previamente, deberán subir una sinopsis al Sistema de Congresos (SISCON) para que sea evaluada por el Comité Técnico. La sinopsis, de un máximo de 400 palabras y un mínimo de 100, debe resumir el alcance y la naturaleza de la experiencia que se va a presentar. Para más información, ingresar a https://www.iapg.org.ar/congresos/2024/Medicion/

5° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas

3 al 5 de septiembre de 2024

5° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas IAPG

Organizado por la Comisión de Integridad en Oleoductos y Gasoductos del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, se llevará a cabo del 3 al 5 de septiembre de 2024 en la Universidad Católica Argentina (UCA) de la Ciudad de Buenos Aires.

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

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

Los interesados en presentar un trabajo técnico deberán subir previamente una sinopsis al Sistema de Congresos (SISCON) para que sea evaluada por el Comité Técnico. Para más información, ingresar a www.iapg.org.ar/congresos-2024/

Argentina Oil & Gas Patagonia

23 al 25 de octubre de 2024

La Expo Oil & Gas Patagonia, la reunión cumbre de los hidrocarburos de la región, es una cita ineludible para todos los protagonistas de la industria. Desde su primera edición ha logrado posicionarse como la vidriera en la cual exhibir todas las novedades en productos, tecnologías y emprendimientos asociados al sector.

El evento es organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas y se realiza cada dos años en la Patagonia argentina. En la última edición se recibió a más de 250 expositores y a unos 11.000 visitantes. Para la edición 2024, la sede será la provincia de Neuquén, que cuenta con una importante cuenca productiva.

La Expo AOG Patagonia es tradicionalmente un evento para toda la ciudad y la región, ya que no solo nos visitan los trabajadores de la industria, sino también sus familias. Es una oportunidad en la que se generan encuentros y se fomentan las conversaciones y la camaradería mientras se recorren los pabellones y se admiran los avances tecnológicos.

Agradecemos a las empresas y a los referentes del petróleo y del gas, así como también a los medios especializados, que siempre nos acompañan.

Los invitamos a seguir construyendo juntos el mayor evento de los hidrocarburos de la región.

Jornadas Revolución Digital para Petróleo y Gas

23 y 24 de octubre de 2024

Estas jornadas buscan compartir las mejores prácticas vinculadas a las siguientes temáticas:

- Biología y biotecnología aplicada a P&G.
- Ciberseguridad industrial.
- Ciencia de datos, *analytics*, *machine learning*, inteligencia artificial, *data warehousing*, *business intelligence*, *big data*.
- Digital *twins*, modelado y simulación. IoT / IIoT, *complex event processing*, operaciones en tiempo real.
- Estrategia de datos, *data management*, gobierno y gobernanza de datos, *master data management*.
- Geotecnología, geolocalización, GIS, sensores remotos, drones, observación de la Tierra, imágenes satelitales, análisis espacial.
- Innovación en materiales, instalaciones y herramientas.
- Logística y gestión industrial. *knowledge management*. Tecnología organizacional.
- Metrología y monitoreo. Geonavegación.
- Nube, interacción entre aplicaciones, trabajo colaborativo, *blockchain, mobile*, oficina remota.
- Operaciones en tiempo real, geonavegación. Yacimiento digital.
- Realidad extendida, capacitación, gestión cultura del cambio.
- Robótica y automatización de procesos.
- Transición energética, *Net Zero*, captura de carbón. Energías alternativas, hidrógeno, geotermia. Eficiencia energética.

Los interesados en presentar un trabajo técnico, deberán subir previamente una sinopsis (abstract) al Sistema de Congresos (SISCON) para que sea evaluada por el Comité Técnico. Para más información, ingresar a www.iapg.org.ar/congresos-2024/

NOVEDADES DE LA **INDUSTRIA**

La nueva solución Edge de Emerson democratiza los datos operativos para acelerar la transformación digital

El entorno DeltaV Edge proporciona un sandbox para implementar y ejecutar aplicaciones con un acceso fácil, seguro y contextualizado a los datos.

El líder mundial en tecnología y software Emerson lanzó DeltaV™ Edge Environment, una solución de software integrada y primera en su clase que amplía las capacidades de la plataforma de automatización DeltaV en evolución para proporcionar un sandbox de tecnología operativa (TO) para la manipulación, el análisis y la organización de datos y más. Los equipos pueden implementar y ejecutar aplicaciones para hacer motores clave de inteligencia artificial (IA) y análisis cerca de la fuente de datos con una conectividad continua y segura a los datos contextualizados de TO en toda la nube y la empresa.

Los datos valiosos de los dispositivos, máquinas y sistemas inteligentes ayudan a hacer posible el análisis en toda la empresa, amplían la visión operativa y alimentan los motores de IA que catalizan la innovación. Sin embargo, los datos de TO suelen quedar atrapados bajo capas de sistemas y redes, lo que añade complejidad y elimina el contexto significativo. El entorno DeltaV Edge amplía los horizontes del sistema de control distribuido (DCS), al crear una autopista de datos segura en la que los usuarios pueden socializar sin problemas datos contextualizados directamente con aplicaciones en la nube y empresariales, a la vez que aprovechan un sandbox de ejecución integrado, un entorno de pruebas para tareas de innovación críticas como la generación de tableros de mando, la ejecución de aplicaciones y el entrenamiento de herramientas de IA.

"Las operaciones y la TI dependen cada vez más en los datos del sistema de control para optimizar la producción y aumentar la inteligencia para las mejoras de TO, la sostenibilidad y otras iniciativas de transformación digital", dijo Claudio Fayad, vicepresidente de tecnología para Emerson Systems and Solutions. "El entorno DeltaV Edge es el primer paso en la definición del sistema de control del futuro, ampliando el DeltaV DCS con la capacidad de mover los datos y la configuración de forma fácil y segura, mientras que permite a los usuarios impulsar la innovación a medida que ejecutan aplicaciones y los script de forma segura en el DCS".

El entorno DeltaV Edge ayuda a los equipos de producción a cumplir su necesidad de interactuar de forma más fácil y segura con los datos de automatización y manipularlos en información accionable para dirigir la transformación digital. Un flujo de datos único, cifrado y exclusivo de salida ayuda a los usuarios autorizados a asegurarse de que tienen acceso constante a datos casi en tiempo real sin riesgo de que los usuarios accedan al sistema de control, un riesgo habitual con las soluciones tradicionales diseñadas a medida. Los usuarios pueden ejecutar aplicaciones de visualización, análisis, gestión de alarmas, simulaciones con gemelos digitales y otras necesidades con los datos contextualizados disponibles en el entorno DeltaV Edge. Los equipos de TO sabrán que los abundantes datos que utilizan son una réplica precisa, siempre actualizada y que refleja plenamente el estado operativo actual.

El entorno DeltaV Edge aprovecha protocolos abiertos y comunes como OPC Unified Architecture (OPC UA) para proporcionar datos contextualizados, mientras que las interfaces estándares de programación de aplicaciones como el estilo arquitectónico de transferencia de estado representacional (REST API) y las herramientas de scripting como Python proporcionan el sandbox en el que los usuarios pueden diseñar y ejecutar aplicaciones.

Verano seguro y responsable

En el marco del programa "Cuidemos Nuestros Recursos", Naturgy promovió recomendaciones con el objetivo de promocionar durante la época estival el uso responsable, eficiente, racional y seguro de un recurso natural y no renovable, como es el gas natural. A su vez, compartió consejos para la prevención de accidentes por inhalación de monóxido de carbono, gas letal que no se toma vacaciones durante las vacaciones.

La idea fue que todos tomemos conciencia de que con pequeños recaudos en los hogares propios o de alquiler durante el verano se puede disfrutar de las comodidades y servicios del gas natural y, simultáneamente, ahorrar en el consumo. En el portal www.CuidemosNuestrosRecursos.com se pueden encontrar recomendaciones para realizar un uso consciente no solo del gas, sino que también de la electricidad y el agua, disfrutando la misma calidad de vida que llevas en familia y contribuyendo a la reducción de gases de efecto invernadero.

Por esto, Naturgy invitó a poner en práctica las siguientes sugerencias para realizar un uso responsable de la energía; además, envió recordatorios sobre las precauciones a tener frente a accidentes por monóxido de carbono que en el verano también pueden estar, ya que debemos verificar el funcionamiento de artefactos y que estén en condiciones de seguridad:

Artefactos del hogar

- Utilizar artefactos aprobados por el ENARGAS y verificados por un gasista matriculado.
- Si cambia de calefón o termotanque, elegir siempre los más eficientes: los Clase A.
- Verificar el buen funcionamiento de los tirajes o conductos de ventilación, de modo que no estén obstruidos, estrangulados, fisurados desconectados o abollados, dado que las casas de veraneo pueden estar mucho tiempo en desuso durante el año.
- No obstruir las rejillas de ventilación e ingreso de aire.
- Si el establecimiento posee calefón, revisar antes de usar, es el artefacto que provoca más accidentes.
- En caso de que alguna persona esté bajo los efectos del monóxido de carbono deberá ser rápidamente retirada del lugar para que aspire aire fresco y deberá ser atendida por un médico.

Para cocción

- Usar el horno con moderación (el gasto de gas de un horno equivale al de tres hornallas chicas).
- Cocinar con la olla tapada y reducir la llama cuando se llegue al punto de hervor.
- Ajustar la llama de las hornallas al diámetro del fondo de los recipientes y manténgalos tapados. La llama que sobresale no aporta mayor calor al recipiente y si está destapado se pierde temperatura.
- Cuando alcance el punto de ebullición, disminuya la llama. Cuando alcance el punto de cocción, apáguela.
- Limpiar los quemadores: si están sucios por caída de comida anterior o bien por falta de mantenimiento ya que demoran la cocción de los alimentos y aumenta el consumo de energía.
- La llama siempre tiene que ser AZUL.

Para agua caliente

- Utilizar el agua caliente solo cuando sea necesaria, y calentarla a temperatura suficiente. No derrochar agua ni gas que son recursos limitados.
- Si tiene calefón, regular en el verano la temperatura del agua con la perilla o botonera. Así ahorrará gas y prolongará la vida útil del artefacto.
- Si tiene termotanque, regular su temperatura y aislar térmicamente el artefacto cuando está colocado fuera de la vivienda.
- Usar la ducha con flor en buen estado y que dispersе bien el agua. Al ducharse, hacerlo en un tiempo razonable.

Cambio en la dirección de la carrera de Ingeniería en Petróleo de la UBA

En enero de 2024, la Dra. Gabriela Beatriz Savioli asumió el cargo de Directora de la carrera de Ingeniería en Petróleo de la Universidad de Buenos Aires.

Gabriela Savioli es licenciada y doctora en Ciencias Matemáticas por la Universidad de Buenos Aires (UBA). Se desempeña como profesora titular exclusiva y directora del Laboratorio de Ingeniería de Reservorios en el Instituto del Gas y del Petróleo (IGPUBA) y en el Departamento de Ingeniería Química de la Facultad de Ingeniería de la UBA. Cuenta con más de 25 años de experiencia en Simulación Numérica de Reservorios: investigación y desarrollo, formación de recursos humanos, enseñanza universitaria de grado y de posgrado, cursos para la industria y servicios. Sus áreas de interés son desarrollo y aplicación de simuladores numéricos para recuperación primaria, secundaria y asistida de petróleo; propagación de ondas en medios porosos, modelado de yacimientos no convencionales, problemas inversos en estimación de parámetros, modelado y monitoreo sísmico de almacenamiento subterráneo de gas. Ha publicado más de 70 trabajos de investigación y desarrollo en revistas científicas y congresos internacionales y nacionales de su especialidad. Ha dirigido proyectos de Investigación financiados por la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCyT), la UBA y empresas petroleras. Fue vicedirectora a cargo del IGPUBA entre 04/2011 y 05/2014. En 2016 recibió el premio "2016 Regional Distinguished Achievement Award for Petroleum Engineering Faculty, South America and Caribbean Region", otorgado por SPE (Society of Petroleum Engineers International).

HOLCIM lanza una nueva línea de aditivos líquidos Tector

La empresa líder mundial en soluciones innovadoras y sostenibles para la construcción lanzó una nueva línea de aditivos líquidos bajo su marca Tector, en dos variantes: Hidrófugo y Látex. Esta nueva línea de productos ha sido diseñada específicamente para mejorar la resistencia y la durabilidad de las mezclas, y ofrecer soluciones innovadoras para los desafíos que enfrentan los profesionales de la construcción.

La nueva línea de aditivos líquidos Tector incluye dos productos:

"Tector Aditivo Hidrófugo 1230" es un aditivo líquido que, agregado a morteros cementicios, reduce la permeabilidad en morteros de asiento y revoques, mediante un doble mecanismo de acción (reducción de poros e hidrorepelencia superficial). También otorga trabajabilidad a las mezclas cementicias; y a su vez, contribuye a la resistencia a la corrosión. Este aditivo es especialmente útil para construcciones que están expuestas a la lluvia, la humedad y otros elementos que pueden dañar el hormigón. Entre sus principales usos se pueden destacar: capas aisladoras (horizontales y verticales); revoques interiores y exteriores; pisos, cimentación y elevación de mampuestos en contacto con humedad natural del terreno; sótanos, subsuelos y fundaciones; piletas de natación, tanques de agua, túneles y canales; muros de contención; o baños, cocinas, lavaderos, zonas húmedas; entre otros.

Por otro lado, "Tector Aditivo Látex 1700" es una emulsión vinílica que, agregada al agua de amasado de morteros cementicios, mezclas a la cal, pinturas, enduidos de yeso, revestimientos, revoques débiles o salpicados, mejora la adherencia flexibilidad y plasticidad de las mezclas, reduciendo la fisuración y desgranamiento de las superficies... Este aditivo puede utilizarse en revoques de albañilería en general (revoques en base a cementos de albañilería o a la cal); consolidación de superficies flojas o con polvillo; o como refuerzo de pinturas a la cal, morteros a la cal y enduidos de yeso, etc.

Ambos productos de la línea Tector de Holcim han sido diseñados para ser fáciles de utilizar y de aplicar, brindando una protección a largo plazo. Dado todo esto, la nueva línea de aditivos líquidos Tector de Holcim es una propuesta de diversificación de las soluciones que ofrece Holcim al mercado.

Tector Aditivo Hidrófugo 1230 y Tector Aditivo Látex 1700, están disponibles en formatos de diferentes presentaciones que varían desde 1, 10 o 20 l (en baldes) o en 200 kg (tambor), lo que brinda opciones tanto para proyectos pequeños como para proyectos de mayor envergadura.

La nueva línea de aditivos líquidos Tector estarán disponibles en Argentina, tanto a través de la red Disensa como en los distintos corralones y ferreterías de todo el país.

TGS anunció dos nuevas plantas de acondicionamiento de gas

La empresa ha dado a conocer sus planes para una importante expansión en Vaca Muerta, consolidando su posición como actor clave en el sector de gas en la región. Las próximas obras se centran en la instalación y la puesta en marcha de dos innovadoras plantas de acondicionamiento de gas.

Con un ambicioso objetivo de alcanzar un total de 28 millones m^3/d, estas nuevas instalaciones representan un hito significativo en el desarrollo y la infraestructura energética de la cuenca de Vaca Muerta. La visión a largo plazo de TGS apunta a fortalecer su presencia en el corazón de la cuenca, transformando el negocio de procesamiento de gas a una escala sin precedentes.

La tecnología elegida para estos proyectos proviene de la firma canadiense Propak Systems Ltd., reconocida por su experiencia y calidad en el ámbito de sistemas de procesamiento de gas. Los dos nuevos módulos aportarán innovación y eficiencia a las operaciones de TGS, allanando el camino para un futuro donde la compañía podrá aprovechar plenamente las oportunidades de procesamiento de gas a gran escala.

Esta iniciativa no solo responde a las demandas crecientes del mercado, sino que también refleja el compromiso de TGS con el desarrollo sostenible y la eficiencia energética. La duplicación de la capacidad de la planta Tratayén no solo aumentará la producción, sino que también mejorará la eficiencia operativa, consolidando así la posición de la empresa como un actor clave en el panorama energético de la región.

La anunciada expansión de TGS en Vaca Muerta con la instalación de dos nuevas plantas de acondicionamiento de gas marca un hito crucial en la búsqueda de la autosuficiencia energética de la región. Con la avanzada tecnología de Propak Systems Ltd., la empresa está posicionando estratégicamente sus operaciones para liderar el procesamiento de gas a escala en el corazón de la cuenca, impulsando el desarrollo económico y consolidando su papel esencial en el sector energético.

Este ambicioso proyecto de expansión no solo beneficia a TGS, sino que también tiene implicaciones positivas para la economía local y nacional. La creación de empleo durante la fase de construcción y operación de las nuevas instalaciones generará oportunidades laborales en la región, contribuyendo al desarrollo socioeconómico de las comunidades circundantes. Además, la duplicación de la capacidad de procesamiento de gas no solo atiende la creciente demanda energética, sino que también fortalece la posición de la Argentina como un actor clave en la producción y el procesamiento de hidrocarburos en el nivel regional.

El compromiso de TGS con la innovación y la sostenibilidad se refleja en la elección de tecnología de punta para estas nuevas plantas. La adopción de los módulos de Propak Systems Ltd. no solo mejora la eficiencia operativa, sino que también demuestra la determinación de TGS en la adopción de prácticas avanzadas que reducen el impacto ambiental. Este enfoque integral en el crecimiento sostenible no solo beneficia a la empresa, sino que también contribuye a la construcción de una matriz energética más limpia y eficiente para el país en su conjunto.

NOVEDADES DEL **IAPG**

Comenzaron las inscripciones para la Escuela Técnica Virtual del IAPG

Se trata de una unidad académica especializada en ofrecer una formación técnica en el campo de la industria del petróleo y el gas. Las clases comenzarán el 11 de marzo.

La Escuela Técnica Virtual del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG) es una unidad académica especializada en ofrecer una formación técnica en el campo de la industria del petróleo y el gas, ciento por ciento virtual. El proceso de inscripción para la cursada 2024 ya se encuentra abierto. Las clases comenzarán el 11 de marzo.

La Escuela propone una formación para abordar la falta de técnicos en petróleo y gas, estableciéndose para equilibrar los roles laborales en la industria. A su vez, además de la formación técnica, la institución organiza conferencias, charlas virtuales y foros para compartir conocimientos con profesionales.

La meta es proporcionar una formación exhaustiva para preparar a los estudiantes y garantizar carreras exitosas en el sector petrolero.

Formación y objetivos

En la Escuela se ofrece un programa de Técnico en Petróleo y Gas de tres años, compuesto por 41 materias. Entre los objetivos que tiene la unidad académica se destacan:

- Ofrecer programas educativos virtuales de alta calidad en el campo del petróleo y el gas, que respondan a las necesidades y demandas de la industria.
- Proporcionar a los estudiantes una formación sólida en conocimientos técnicos y prácticos, que les permita desempeñarse eficientemente en diversas áreas de la industria.
- Promover la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías en el ámbito del petróleo y el gas, a través de la colaboración con profesionales y expertos del sector.
- Fomentar una cultura de seguridad, responsabilidad ambiental y cumplimiento de normativas en todos los niveles de la formación y la práctica profesional.
- Establecer alianzas estratégicas con instituciones y empresas del sector para enriquecer la formación y promover oportunidades de empleo y desarrollo profesional para nuestros egresados.

Los interesados podrán inscribirse a través de la web escuela.iapg.org.ar

Calendario Cursos IAPG 2024

ABRIL

09 al 12
Protección Anticorrosiva 1
Instructores: *Sergio Rio, Carlos Delosso y Germán Mancuso*

15 al 26
Ciencia de Datos en Python para O&G - Curso *Streaming*
Instructores: *Alfonso Barrios Martín Gruber*

MAYO

07 al 10
Protección Anticorrosiva 2
Instructores: *Eduardo Carzoglio, Carlos Flores y Pablo Cianciosi*

15 al 17
Introducción al Project Management O&G
Instructores: *Fabián Akselrad y Nicolás Polverini*

22 al 24
Problemas de Pozo, diseño de fluidos - Curso *Streaming*
Instructor: *Alberto Liendo*

30 al 31
Válvulas Industriales
Instructor: *Daniel Brudnick*

JUNIO

03 al 07
Introducción a la Ingeniería de Reservorios - Curso *Streaming*
Instructor: *Marcelo Chimienti*

11 al 14
Gestión de Integridad de Ductos
Instructores: *Eduardo Carzoglio y Sergio Rio*

25 al 26
Manejo de Crisis en la Industria de la Energía
Instructor: *Eduardo Fernandez*

27 al 28
Medición, Instrumentación y Control en la Industria del Gas
Instructor: *Daniel Brudnick*

JULIO

11 al 12
Protección contra Descargas Eléctricas y Puesta a Tierra
Instructor: *Daniel Brudnick*

AGOSTO

05 al 08
Adquisición de Datos con Python Aplicado a O&G
Instructores: *Alfonso Barrios y Martín Gruber*

14 al 16
Taller de Bombeo Mecánico
Instructor: *Pablo Subotovsky*

20 al 21
Integridad de Ductos: Gestión de Riesgos Naturales
Instructores: *Martín Carnicero y Manuel Ponce*

22 al 23
Integridad de Ductos: Prevención de Daños por Terceros
Instructores: *Juan Kindsvater, Jorge Palumbo, Marcos Gerardo Palacios y Sergio Ricardo Martín*

26 al 30
Introducción a la Industria del Petróleo
Instructores: *Luis Stinco, Alberto Liendo, Fernando Tuero, Pablo Subotovsky y Rubén Caligari*

SEPTIEMBRE

05 al 06
Introducción al Big Data y Analytics en la Industria del Petróleo y del Gas
Instructor: *Estanislao Irigoyen*

09 al 13
Recuperación Secundaria - Curso *Streaming*
Instructor: *Marcelo Chimienti*

16 al 17
Contratación y Documentación de Ingeniería de Proyectos y Obras
Instructor: *Daniel Brudnick*

18 al 20
Gestión de Proyectos Complejos de Oil y Gas
Instructores: *Fabián Akselrad y Nicolás Polverini*

18 al 20
Procesamiento de Gas Natural
Instructores: *Carlos Casares y Eduardo Carrone*

23 al 27
Métodos de Levantamiento Artificial
Instructor: *Pablo Subotovsky*

OCTUBRE

01 al 04
Introducción a la Industria del Gas
Instructores: *Carlos Casares, Rubén Caligari, Beatriz Fernández, Patricia Carcagno y Eduardo Fernández*

02 al 04
Evaluación de Proyectos 1
Instructor: *Fernando Arilla*

07 al 11
Machine Learning Aplicado a O&G
Instructores: *Alfonso Barrios y Martín Gruber*

24 al 25
Estaciones de Medición y Regulación de Gas Natural
Instructor: *Daniel Brudnick*

29 al 01
Taller de Análisis Nodal
Instructor: *Pablo Subotovsky*

NOVIEMBRE

07 al 08
Mediciones de Hidrocarburos
Instructor: *Daniel Brudnick*

19 al 21
Operación y Limpieza de Ductos
Instructor: *Sergio Rio y Eduardo Carzoglio*

20 al 22
Taller de interpretación de Mediciones Ecodinamométricas
Instructor: *Pablo Subotovsky*

26 al 27
Clasificación de Áreas
Instructor: *Daniel Brudnick*

27 al 29
Limpieza de Pozo - Curso *Streaming*
Instructor: *Alberto Liendo*

28 al 29
Procesamiento de Crudo
Instructores: *Carlos Casares y Eduardo Carrone*

Cursos On Line

- **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*

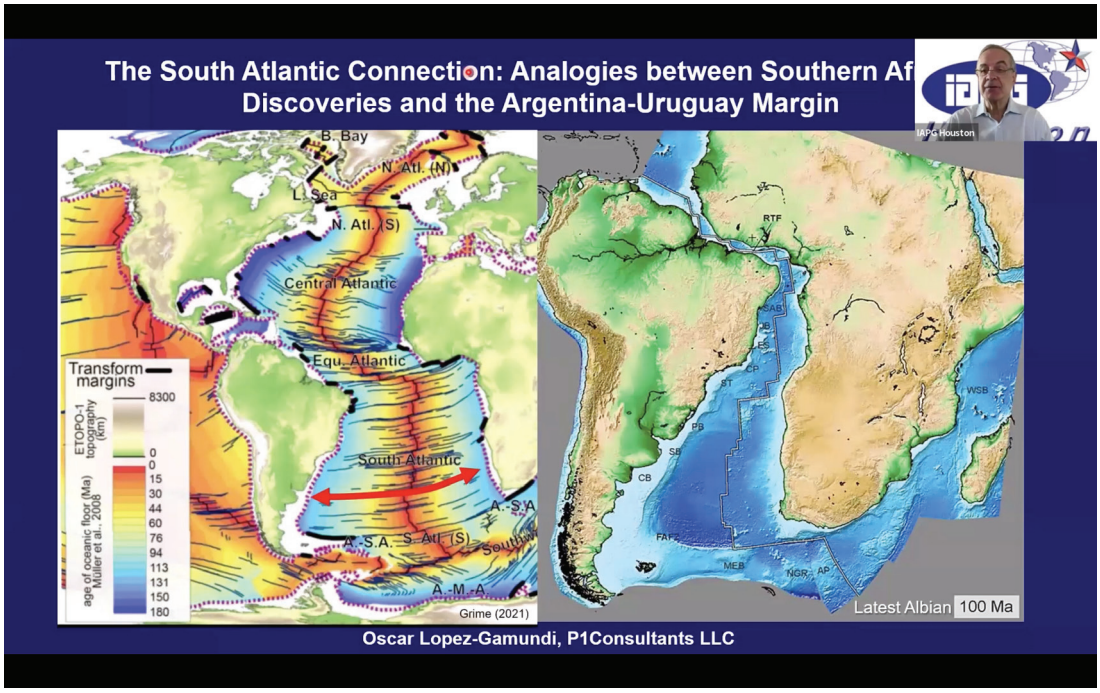
- **Registro de Pozos I y II**
  Instructor: *Alberto Khatchikian*

NOVEDADES DESDE **HOUSTON**

Exploración en el Atlántico Sur: analizando los descubrimientos en África Austral y su relevancia en América del Sur

Expertos de todo el mundo se reunieron recientemente para explorar el potencial petrolero del Atlántico Sur, en un webinar organizado por el IAPG Houston y dictado por el Dr. Oscar López-Gamundi.

Durante el evento se destacaron los recientes descubrimientos en aguas profundas de la Cuenca de Orange en Namibia, donde compañías líderes, como Total y Shell han encontrado reservas sustanciales de petróleo y gas liviano. Estos hallazgos han despertado un gran interés en la región sudafricana y plantean preguntas sobre posibles extensiones de estos depósitos hacia el continente americano.



Se analizaron las analogías geológicas entre los depósitos descubiertos en África Austral y los potenciales yacimientos en los márgenes argentino y uruguayo, centrándose en los juegos de turbiditas cretácicas, previamente poco exploradas, que podrían ser una fuente significativa de recursos energéticos en ambas regiones.

Además, se examinaron los últimos desarrollos en la exploración offshore de Brasil, Uruguay y Argentina, donde compañías petroleras, como Petrobras, Shell y YPF están apostando por la búsqueda de reservas en varias cuencas. Se destacó el pozo en el prospecto Argerich, que será perforado en aguas profundas de la Cuenca del Colorado, como un hito importante que podría proporcionar información crucial sobre el potencial petrolero de la región.

Este encuentro permitió fomentar la colaboración y el intercambio de conocimientos entre profesionales de geología, exploración petrolera y energía, y abrir nuevas oportunidades para el desarrollo de recursos energéticos en nuestro país.