

PETROTECNIA

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | Registro DNDA N° RL-2025-80108250-APN-DNDA#MJ - AÑO LXV - 4 | 2025

7° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación



Media sponsor de:



12° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS
Explorando nuevos horizontes energéticos



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



Ya 2025 quedó en el pasado y amerita un breve balance de una industria de los hidrocarburos que volvió a demostrar su asombrosa fortaleza: comenzando por los aumentos significativos de la producción de petróleo y de gas.

Por primera vez se superó el pico de producción de petróleo de final de la década de los 90's. Asimismo, hubo importantes incrementos en las exportaciones de crudo y de gas. A esto hay que sumarle una reducción del orden del 45% en las importaciones de gas, motivado por el aumento de la producción y el aumento de la capacidad de transporte.

Todo esto arrojará un saldo de la balanza comercial de más de 7.000 millones de dólares en 2025, 26% mayor que el año anterior. Y estamos en camino a que esta cifra casi se triplique en pocos años.

Se han ampliado las redes de transporte de gas natural y virviendo el Gasoducto Norte, lo que, en algún momento, permitirá ampliar la actual exportación de gas a Brasil. Se terminó la ampliación del sistema de transporte de crudo de Oldelval y hay otro proyecto más en cartera. Se está construyendo el oleoducto Vaca Muerta Sur, con un nuevo puerto de carga de petróleo, que le dará más flexibilidad al país como exportador.

También están en marcha, en distintas etapas, dos proyectos de GNL, uno liderado por PAE y el otro por YPF. Con ellos se prevén alcanzar exportaciones escalables por hasta 30 millones de toneladas anuales para 2030.

A tal efecto, se han otorgado permisos de exportación de gas de largo plazo, por 30 años, hecho que no ocurría en el país desde la década de los 90's. Por su parte, la SEC está trabajando en restablecer los mercados mayoristas de gas y electricidad, tema importante si queremos terminar con las distorsiones del pasado.

Con gran esfuerzo se han estado liquidando deudas del Estado, contraídas en el pasado.

Hace tiempo que venimos hablando de que Vaca Muerta puede llegar a producir 1.5 MBOD de petróleo y duplicar su producción de gas. Pues bien, estamos en carrera para lograr ese objetivo. Es y va a ser una tarea compleja y extremadamente demandante.

Para entender la dimensión de lo que estamos hablando, voy a dar algunas cifras que arroja nuestro estudio basado en escenarios de crecimiento de la actividad: se deberán utilizar entre 20 y 30 millones de m³ de áridos, entre 2 y 3 millones de m³ de cemento y hormigón, de 4 a 6 millones de toneladas de acero, de 120 a 170 mil kilómetros de ductos y entre 20 y 30 millones de HP.

En el pico, se van a necesitar entre 30.000 y 36.000 trabajadores en exploración y producción, y entre 180.000 y 240.000 en construcción. Y todo esto con la participación de una extensa cadena de valor de la Industria que, a la vez, también generará inversión y empleo, a lo largo y a lo ancho del país.

Para entender que significamos con una extensa cadena de valor, las 37 principales empresas del sector son abastecidas por cerca de 10.000 empresas, de las cuales 78% son PYMES que emplean más de 220.000 personas. Y para ver su dimensión, estos proveedores facturaron entre 2019 y 2021 un promedio de 4.000 millones de dólares al año.

El mercado interno está más que abastecido. Por lo que, todo lo que hoy se está haciendo y lo que se hará en el futuro, solo se justifica como un proyecto puro de exportación de gas y de petróleo.

Toda nuestra la cadena de valor, se orienta entonces, a este proyecto de exportación, desde la perforación y terminación de los pozos a la infraestructura para el transporte y la carga en los respectivos buques o ductos de exportación. Para poder mantener las exportaciones actuales y aumentarlas en el futuro, habrá que perforar 1.000 pozos por año, además de nuevas instalaciones e infraestructura.

Estamos hablando de inversiones del orden de los 20.000 a 30.000 millones de dólares anuales. Y necesariamente, toda esta tarea, pozos, plantas, ductos, va a requerir del acceso al financiamiento internacional, ya sea corporativo o del sistema financiero externo. Gracias al RIGI se han logrado financiar proyectos como el VMOS.

Debemos entonces, seguir trabajando en establecer condiciones generales o especiales para el sector, que permitan el acceso a este financiamiento para el resto de las inversiones mencionadas.

Vamos a enfrentar escenarios de precios bajos en los próximos años. Se han incrementado notablemente la cantidad de fracturas por mes y se espera que esta tendencia continúe el año que viene, hecho que se ha logrado con poca incorporación de equipos, lo que muestra el grado de eficiencia alcanzado por la industria.

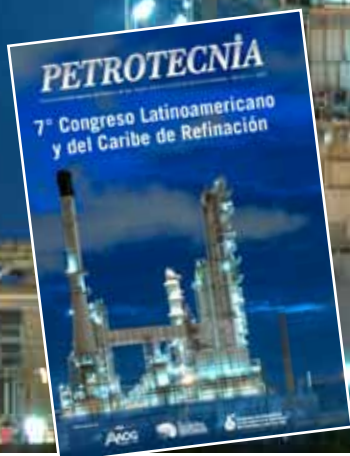
Sin embargo, aún estamos con costos superiores a los del Permian estadounidense, debido en gran parte a la rigidez laboral, la carga impositiva y los costos de importación. Estamos en carrera en lo que respecta al desarrollo de nuestros recursos, pero también entendamos que estamos en carrera contra otros proyectos similares en el mundo.

Por eso hay que continuar dándole al sector las condiciones necesarias para un desarrollo sustentable y competitivo a nivel internacional. Tenemos que evitar exigirle a nuestra actividad cosas que no le competen, o que las distraen de sus objetivos de invertir de una manera eficiente en el desarrollo de nuestros recursos. De no ser así, muy probablemente quedemos relegados en esta carrera, y perder tiempo puede significar perder una oportunidad de crecimiento para el país.

Tenemos todas las esperanzas en que vamos por el buen camino. Sigamos así.

¡Hasta el próximo número!

Ing. Ernesto A. López Anadón



Estadísticas

07 Los números del petróleo y del gas

Tema de tapa

08 “Este Congreso es el repositorio de la gente que sabe y que hace”

Una recorrida por los resultados y conclusiones del más reciente congreso sobre refinación que reunió esfuerzo, reflexiones y excelencia de contenidos.
Por Presidente del Comité técnico de la Comisión, Fabián Lombardi



10 Co-Procesamiento en Complejo Industrial Ingeniero Enrique Mosconi: evaluación de materias primas, implementación en refinería y certificación de huella de carbono

Se presenta la experiencia de YPF en la implementación industrial del co-procesamiento de materias primas renovables en unidades de cracking catalítico, incluyendo su validación operativa y la certificación de la reducción de la huella de carbono bajo estándares internacionales.
Por María Florencia Chiappero, María Florencia Miño Pared, Natalia Prado (YPF)

20 Estudio de sensibilidad del esquema catalítico para una unidad de hidrotratamiento de gas oil predicción de parámetros para la planificación técnica y económica



A partir de ensayos en plantas piloto y su contraste con datos reales de operación, se analizan los efectos de cambios en la carga sobre el desempeño y la vida útil del catalizador, generando criterios prácticos para anticipar ajustes operativos y evaluar escenarios de planificación.

Por Fernando Giménez, María Primavera Monsalvo, Hernán Laurito, Gustavo Trubiano (YPF)

26 Electrificación del reformador de vapor: la vía para la producción sustentable de hidrógeno.

Se muestra cómo la electrificación del reformado de metano mediante la tecnología eReact™ de





Topsoe elimina las emisiones asociadas a la combustión en el SMR convencional y habilita una reducción significativa de la intensidad de carbono, abriendo el camino hacia una producción de hidrógeno azul y verde a escala industrial.

Por Aldo Peiretti, Matías Garios, Nitesh Bansal (TOPSOE)

32 Identificación y mitigación de la corrosión por nucleación en hidrocarburos líquidos



A partir de la experiencia en la Refinería Aconcagua de ENAP, se analizan las causas operativas y químicas de la corrosión por nucleación en nafta y las acciones de mitigación implementadas, incluyendo ajustes de pH e inhibidores específicos. La colaboración con Veolia permitió validar experimentalmente los mecanismos de corrosión y definir criterios de tratamiento que reducen significativamente la tasa de daño y mejoran la integridad de los sistemas.

Por Osvaldo Heredia Cancino (ENAP)

36 Premio joven: certificación ISCC para producción de diesel renovable: un hito en la industria de refinación nacional

La experiencia de certificación ISCC-EU en producción de diésel renovable coprocesado aporta criterios técnicos y de gestión para implementar esquemas de operación mixta en refinerías, asegurando trazabilidad de la cadena productiva y reconocimiento de la reducción de emisiones.

Por María Belén Brest, Juan Martín Goldsack, Martín Gravagno y Cecilia Trapani (Raízen Argentina)

Notas técnicas

46 Impacto de los equipos spudders para la perforación en la formación vaca muerta, argentina. Conteo de equipos en vaca muerta.

Un planteo sobre cómo asegurar mejores indicadores de eficiencia y evaluar el impacto técnico y económico en la perforación.

Por Guillermo Figueroa (Maintenance Manager at Petreven)

50 Alteraciones del entorno y potenciales efectos sobre la fauna en Yacimientos del Norte Patagónico



Las alteraciones del paisaje generadas por obras en yacimientos pueden modificar la disponibilidad de agua, alimento y refugio para la fauna del norte patagónico. El artículo analiza estos efectos potenciales y destaca la importancia de fortalecer las líneas de base y las salvaguardas ambientales en los proyectos de la industria.

Por Diego Alfonso Rosa (Chevron)

Breves

58 Congresos y jornadas

Los que fueron. Los que vendrán.

60 Noticias de la Industria

64 Noticias del IAPG

65 Novedades desde Houston

Staff

Director: Ernesto A. López Anadón

Editor general: Martín L. Kaindl

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

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y Graciela Nubile

publicidad@petrotecnica.com.ar

Estadísticas: Roberto López – 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

Maria de los Ángeles Cruz

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

Año LXV N° 4 - 2025

Registro DNDA N° RL-2025-80108250-APN-DNDA#MJ

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

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

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.



Premio Apta-Rizzuto

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

Comisión Directiva 2025-2027

Cargo

Presidente
Vicepresidente
VicePte.upstream petróleo y gas
VicePte.downstream de petróleo
VicePte.downstream de gas
VicePte.perforación y terminación de pozos
VicePte.de servicios de pozos
VicePte.de fabricación de equipos y materiales

Secretario
Pro secretario
Tesorero
Pro tesorero

Vocales titulares

Vocales suplentes

Revisores de cuenta titulares

Revisores de cuenta suplentes

Empresa

Socio Personal
YPF S.A.
Chevron Argentina
Raizen Argentina
Naturgy Ban
Schlumberger Argentina S.A.
Pecom Servicios Energía
SIDERCA

Pan American Energy S.L.(PAE)
Pampa Energía
Total Austral
Shell Argentina

Pluspetrol
Transportadora de Gas del Sur
Transportadora de Gas del Norte
Tecpetrol
Harbour Energy
Metrogas
Camuzzi Gas Pampeana
CAPSA/CAPEX
Compañía General Combustibles
Excelerate Energy
Halliburton Argentina
Weatherford International de Argentina
Spark Energy Solutions
Petroquímica Comodoro Rivadavia
Equinor Argentina
Cia. Mega

Litoral Gas
Phoenix Global Argentina
Rafael Albanesi
Motomecánica Argentina
Petrolera Aconcagua Energía S.A.
San Antonio International

Socio Personal
Socio Personal
Socio Personal

Socio Personal
Electrificadora del Valle (EDVSA)

Nombres

Ernesto A. López Anadón
Ana Laura Torok
Ricardo L. Seeber
Andrés Cavallari
Gerardo N. Gómez
David Caballero Jordan
Andrés M. Ponce
Diego A. Schabes

Rodolfo E. Berisso
María Inés Sainz
Gonzalo M. López
Verónica L. Staniscia

Matías D. Szapiro
Oscar J. Sardi
Daniel A. Ridelener
Daniel F. Gargiulo
Alfonso Torres Mayorga
Sebastián M. Mazzucchelli
Mauricio Cordiviola
Adolfo F. Storni
Pablo A. Chebli
Gabriela Aguilar
Miguel H. Pettinato
Diego Martínez
Margarita P. Esterman
Lucas Mendez Trongé
Emilio J. Cafoncelli
Tomás M. Córdoba

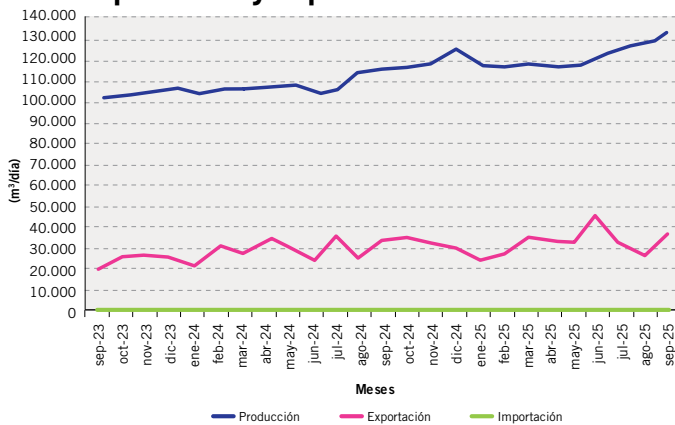
Dante A. Dell'Elce
Sofía Carballo Raimondi
Jorge H. Schneider
Juan M. Maldonado
Juan M. Crespo
Ricardo Saúl

Carlos A. Williams
Daniel A. Santamarina
Daniel O. Ragazzini

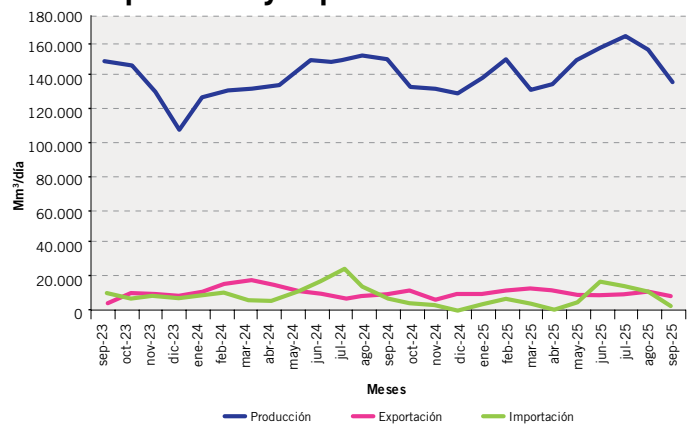
Muriel L. Miller
Edy L.Girata Martín

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

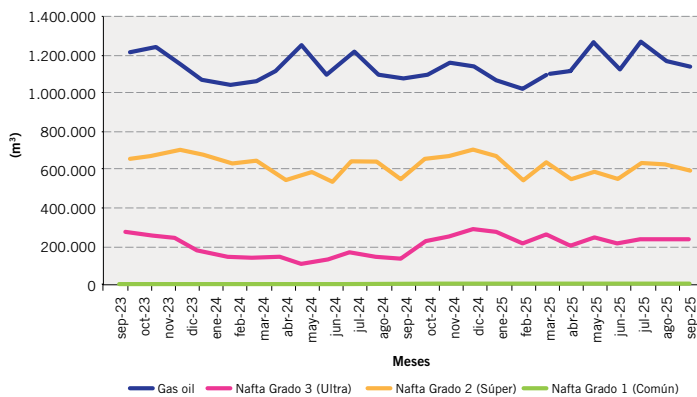
Producción de petróleo *versus* importación y exportación



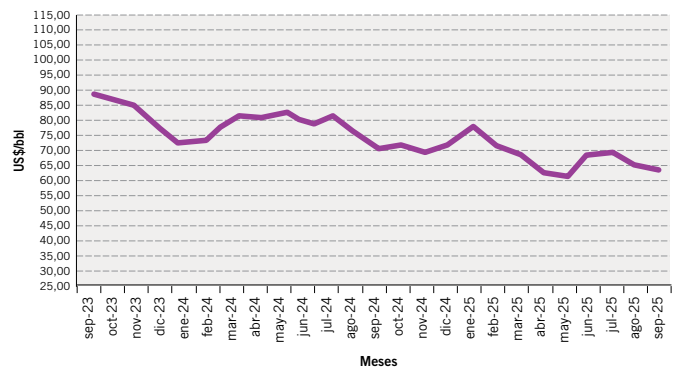
Producción de gas natural *versus* importación y exportación



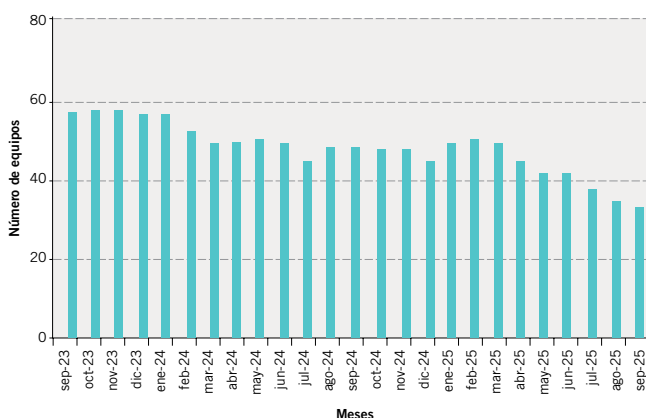
Ventas de los principales productos



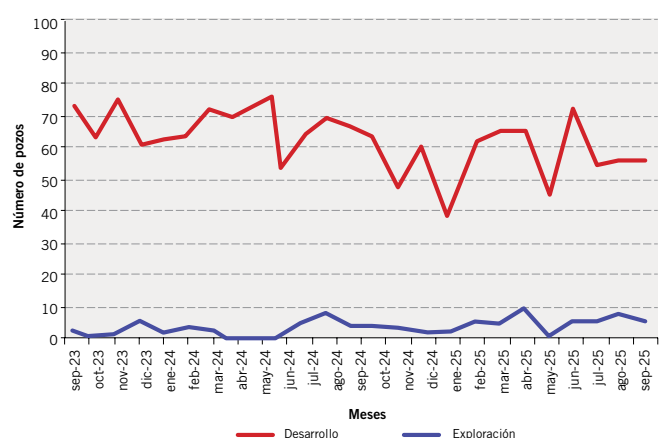
Precio del petróleo de referencia WTI



Cantidad de equipos en perforación



Pozos perforados



“Este Congreso es el repositorio de la gente que sabe y que hace”

Por **Fernando Lombardi** – Presidente del Comité Técnico



Una recorrida por los resultados y conclusiones del más reciente congreso sobre refinación que reunió esfuerzo, reflexiones y excelencia de contenidos.



7º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

En el 7º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación del IAPG sin lugar a dudas se cumplió con el objetivo de continuar siendo, como desde hace décadas, un referente en el valor técnico y profesional, lo cual se vio en las presentaciones y mesas redondas de estos tres días de trabajo intenso.

Vale mencionar que esto no se hace solo: se necesitó de mucha gente que trabajó de diversas formas, desde los auspiciantes hasta el valor humano del personal que estuvo detrás de cada detalle. Toda esa logística cuesta muchísimo esfuerzo humano y ello merece un agradecimiento enorme.

Y también lo merecen todos los miembros de la Comisión de Refinación: muchas personas que trabajaron recibiendo los trabajos, debatiendo cómo lo teníamos que hacer, analizándolos, leyéndolos, evaluándolos, intercambiando opiniones, organizando el cronograma, pensando en cómo maximizar el tiempo de los asistentes

escuchando la mayor parte del tema de su interés; el feedback con los autores... Y el agradecimiento se extiende a los autores, porque esa gente sumó horas a su trabajo habitual y se sentó a escribir una historia, hacer una presentación y en suma, realizar un aporte a esta industria que hacemos entre todos. Precisamente, esta industria es grande por todos los que participan, siempre detrás de un buen congreso hay gente buena que lo organiza y los participantes en una parte fundamental.

Para darnos una idea de lo grande que fue este evento para el sector, tuvimos unos 300 asistentes presenciales, muchos locales y otros que nos visitaron desde Uruguay, Chile, Estados Unidos, Brasil, México, Colombia, más algunos de otras nacionalidades que participaron de manera virtual.

Hubo más de 100 trabajos presentados, de los cuales se presentaron 48 por una razón de tiempo, en las secciones orales. Por eso la idea fue hacer compactas las dinámicas y tratar de darle espacio a la mayor cantidad de presentaciones orales posible; y sumamos 21 presentaciones en formato Póster.

La selección de temas se condice con la visión de que este tipo de congresos sea el repositorio de la gente que sabe, de la gente que hace, de la gente que sabe hacer; y buscamos que los asistentes se impregnen de todo eso y vuelvan a sus lugares de trabajo, ya sea en refinerías o empresas tecnológicas, de servicios o en sus empresas de soporte; y apliquen lo aprendido, y ayuden así al crecimiento, a través del conocimiento compartido. Esperamos haber cumplido con ese objetivo.

Ejes temáticos

Por ello, trabajamos en cuatro ejes temáticos: en principio, la eficiencia y la conversión, que son clave para la Refinación: cómo ser eficientes en todos los procesos, desde organizar una parada de planta, bajar costos, “revampear”, una unidad, etcétera.

Luego, al hablar de nuestro futuro, analizamos la transición energética y la sustentabilidad, con un panorama de todos los escenarios posibles. Y por supuesto, el Downstream no sería posible sin una adecuada confiabilidad, integridad y gestión de nuestros activos, que es lo que nos da la licencia para operar.

Pero además de estos ejes quisimos darle una forma dinámica y sumar Mesas Redondas y Conferencias especiales, para tratar temas de interés para la industria en forma más profunda. Como el presente y futuro de la Refinación donde participaron los CEOs de las principales empresas refinadoras. Y hablamos del negocio, de la Transición Energética, y del futuro laboral del sector.

También tuvimos conferencias especiales donde se profundizó en el desafío de Ejecución de proyectos, con una visión más integral de cómo se complementa nuestra industria.

El más humilde deseo de esta Comisión es que esperamos que esto haya servido e invitamos a todos a participar del IAPG como ámbito donde todos disfruten del intercambio de opiniones y sigamos participando de estos eventos. ¡Nos vemos en 2028, para el próximo congreso!



Co-procesamiento en Complejo Industrial Ingeniero Enrique Mosconi: evaluación de materias primas, implementación en refinería y certificación de huella de carbono

Por **María Florencia Chiappero**, **María Florencia Miño Pared** y **Natalia Prado** (YPF)

Este trabajo fue seleccionado en el 7.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación.

Se presenta la experiencia de YPF en la implementación industrial del coprocesamiento de materias primas renovables en unidades de cracking catalítico, incluyendo su validación operativa y la certificación de la reducción de la huella de carbono bajo estándares internacionales.

La transición energética plantea el desafío de reducir emisiones sin depender exclusivamente del desarrollo de nueva infraestructura. En este contexto, el coprocesamiento de materias primas renovables en unidades existentes de refinería se presenta como una alternativa estratégica, eficiente y de rápida implementación.

En YPF, se trabaja activamente para incorporar nuevas materias primas que permitan mejorar la calidad de los combustibles y reducir la huella de carbono a lo largo de la cadena de valor. Para alcanzar estos objetivos, fue clave la articulación entre múltiples áreas de la compañía a lo largo de todas las etapas del proyecto: desde el desarrollo y escalamiento técnico hasta la implementación del sistema de certificación. Este enfoque colaborativo y multidisciplinario resultó fundamental para consolidar una solución integral.

El presente trabajo busca reflejar el compromiso compartido de los equipos involucrados, cuyo esfuerzo permitió alcanzar los objetivos propuestos y sentar las bases para avanzar hacia una transición energética sostenible.

Además, se evaluaron proveedores potenciales de estas materias primas renovables en función de su capacidad técnica, condiciones comerciales, tratamientos aplicables, volumen disponible y la posibilidad de asegurar el abastecimiento a mediano y largo plazo.

El medio de transporte fue un aspecto clave, ya que condiciona la logística de recepción en el complejo industrial. Se analizaron alternativas como transporte por camión —que requiere descargaderos específicos— o por buque, que implica contar con infraestructura portuaria y conexión a las líneas internas de la refinería.

La disponibilidad de materia prima también fue un factor determinante para definir el porcentaje de coprocesamiento viable en el piloto, considerando además los costos logísticos y de adquisición. Cada proveedor debía garantizar condiciones competitivas que permitieran maximizar el beneficio del coprocesamiento.

Una vez recopilada y analizada toda esta información, se seleccionaron las materias primas que avanzaron a la etapa de caracterización técnica.



Esquema 1. Etapas presentadas en el piloto.

Desarrollo

Selección de materia prima y pruebas en planta piloto

Desde hace ya varios años, YPF comenzó con los primeros estudios sobre materias primas renovables con el objetivo de identificar en el mercado diferentes tipos de cargas potencialmente aptas para ser co-procesadas en sus refinerías. Esta primera etapa incluyó la caracterización de las diferentes alternativas, pruebas en planta piloto o escala bench, y el análisis de su disponibilidad en el mercado y costos asociados.

Búsqueda de diferentes materias primas

El área de Nuevos Negocios y Biocombustibles, en conjunto con Sustentabilidad, llevó adelante un análisis de mercado de las materias primas renovables disponibles.

Los criterios de selección considerados son los siguientes:

- Relación entre costos y maximización del beneficio.
- Medio de transporte y viabilidad operativa.
- Volumen disponible.

Análisis según calidad y estudios en planta piloto.

Definidas las materias primas disponibles del análisis anterior, desde el área de Procesos y Gestión energética Downstream (DW) comienza el proceso técnico donde se estudian dos aspectos fundamentales:

- Caracterización de las materias primas renovables
- Estudios en unidades piloto

Para realizar la caracterización de las materias primas renovables se cuenta con equipamiento que nos permite analizar las principales propiedades, de acuerdo con los límites operativos de la unidad seleccionada para su coprocesamiento.

Luego de seleccionar las materias primas renovables con una caracterización acorde, se comienza con los estudios en planta piloto.

YPF cuenta con un laboratorio completo de unidades de escala laboratorio y bench que permiten el estudio de materias primas, catalizadores y condiciones de operación. De esta manera podemos estudiar su efecto en los rendimientos de la unidad y su operación, previo a la prueba de escala industrial. En nuestras instalaciones contamos con unidades escala bench de lecho fijo (don-

PROPIEDADES	Spec. Grav [g/cm3]	Viscosidad 40°C [cSt]	Agua por KF [%p]	TAN [mg K(OH)/g]	Oxígeno [%p]	Azufre [ppm]	Nitrógeno [ppm]
ACEITE DE SOJA VIRGEN	0,918	30 - 35	0,3	1 - 3	10	< 100	150 - 200
ACEITE USADO (ACU)	0,926	30 - 35	0,13	1 - 15	10,3	< 100	< 100

Tabla 1. Propiedades de los aceites analizados.

PROPIEDADES	V [ppm]	Ni [ppm]	Na [ppm]	Fe [ppm]	K [ppm]	Ca [ppm]	Mg [ppm]	P [ppm]
ACEITE DE SOJA VIRGEN	< 1	< 1	< 2	< 0,5	1 - 100	50 - 100	1 - 50	40 - 160
ACEITE USADO (ACU)	< 1	< 1	< 2	1 - 10	< 10	1 - 20	< 1	1 - 50

Tabla 2. Propiedades de los aceites analizados.



Foto 1. Unidad ACE R+ MM perteneciente a YPF.

de podemos evaluar hidrotratamientos de nafta y GO, isomerización, reformado, hidrocracking principalmente) y unidades ACE R+ MM (para lecho fluidizado escala de laboratorio).

Este estudio sumado al análisis de caracterización permite adelantarnos en posibles beneficios o desvíos y puntos para tener en cuenta para su procesamiento.

Para este piloto, la caracterización realizada fue la que muestran las Tablas 1 y 2.

De acuerdo con la experiencia en las diferentes unidades de proceso, estas propiedades son relevantes debido a su impacto en la operación. Por ejemplo, metales contaminantes que afectan la performance del catalizador (desactivación de los sitios activos o destrucción de la estructura), nuevos metales que podrían afectar la actividad catalítica, valores de TAN elevados que tienen impacto en la corrosión en determinados sectores de la unidad donde se coprocese.

Otro punto importante es el contenido de oxígeno de estos aceites que incrementa la producción de CO, CO₂ y aguas agrias. Además, pueden aparecer compuestos como cetonas, aldehídos (en corrientes de LPG) y fenoles (en corrientes de nafta).

En este piloto, se decidió que la unidad seleccionada fuera el Cracking Catalítico Fluido, por lo tanto, los estudios de performance y cambio en rendimientos se

Deltas de Rto	CARGA + 5% AV SOJA	CARGA + 5% ACU
GAS SECO	-0,17	-0,06
PROPILENO	0,39	-0,10
BUTENOS	0,00	0,16
LPG	0,72	-0,23
NAFTA	0,55	0,31
GOL	-0,90	-0,39
DECANTADO	-0,37	0,35
COQUE	0,14	0,02

Tabla 3 y Gráfico 1. Deltas de rendimiento obtenidos en unidad ACE R+ MM.



realizaron en la unidad ACE R+ MM, unidad de escala de laboratorio de lecho fluidizado que permite reproducir los rendimientos obtenidos a escala industrial.

El estudio se realizó incrementando en diferentes proporciones el contenido de materia prima renovable (5 y 10%), bajo condiciones de operación constante (temperatura de reacción y relación Catalizador/Carga).

Selección de la unidad a co-procesar

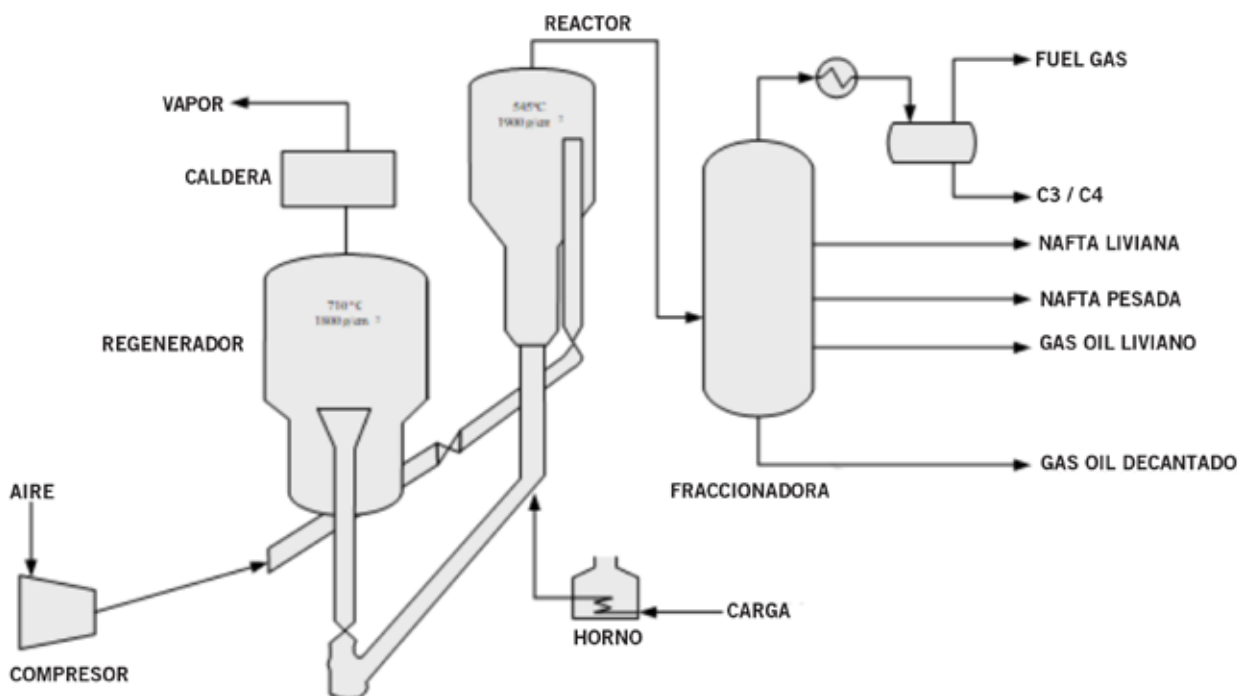
La definición de la unidad donde se llevará a cabo el co-procesamiento fue resultado de un análisis conjunto entre las áreas de Planificación (Estratégica y Operativa), Abastecimiento y Blending, Procesos y Producción del Complejo Industrial Ingeniero Enrique Mosconi (CIEM), Nuevo Negocios, Sustentabilidad y Procesos DW.

Este análisis multidisciplinario fue clave, ya que la selección de la unidad depende de múltiples factores:

- Las características de la materia prima seleccionada, en función de los resultados de caracterización y ensayos en planta piloto.
- La capacidad de procesamiento disponible en las unidades técnicamente aptas para co-procesar.
- El costo de adquisición de la materia prima renovable.
- El cronograma operativo de la refinería y la disponibilidad de ventanas operativas.

Para este piloto, se seleccionó la unidad FCC B (catalítico cracking fluido) como la más adecuada para el co-procesamiento, debido a:

- La posibilidad de incorporar la materia prima renovable a través del tanque de intermedios.



Esquema 2. Diagrama simplificado – Esquema general Reactor, Regenerador y Fraccionadora.

- La disponibilidad de una ventana operativa compatible.
- Los estudios previos realizados en Planta piloto.

Además, a nivel internacional, las unidades de FCC son ampliamente reconocidas por su flexibilidad de procesar diversas cargas, lo que refuerza su compatibilidad para este tipo de iniciativas.

Breve descripción de la unidad:

La unidad FCC B procesa una carga combinada que está compuesta por una carga fría y una carga caliente. La carga fría es la preparada en el tanque de intermedios. La carga caliente se compone por materia fósil que proviene de distintas zonas de la refinería de manera continua. Ambas cargas se encuentran en el acumulador principal, desde el cual aspira la bomba de carga a la unidad.

La carga combinada total es precalentada en los intercambiadores y luego enviada al horno para alcanzar la temperatura de ingreso al riser, a través de unas boquillas de inyección, donde también se añade vapor para atomización. Cuando la alimentación se pone en contacto con el catalizador caliente en el riser, se produce la vaporización y el craqueo, alcanzando la temperatura de reacción necesaria. Así se crea la fuerza impulsora que arrastra el catalizador hacia arriba, llegando al Reactor.

Los vapores de hidrocarburos procedentes del Reactor alimentan la columna Fraccionadora principal, donde se separan los diferentes productos.

El catalizador gastado circula, a través de la válvula deslizante, por la línea de transferencia hacia el Regenerador, donde se produce la combustión con aire del carbón depositado en el catalizador durante la reacción de craqueo. La combustión se produce a alta temperatura para restaurar la actividad del catalizador. El catalizador regenerado caliente fluye hacia la línea de transferencia, por donde circula en dirección al riser, para entrar nuevamente en contacto con la alimentación.

Logística y procesamiento

Compra de materia prima

El área de Nuevos Negocios lideró la adquisición de

las materias primas seleccionadas para el piloto, lo que implicó la gestión del alta de proveedores y materiales en los sistemas de compras y contabilidad, fundamentales para asegurar la trazabilidad del proceso.

Tras la selección del aceite de soja y el aceite de cocina usado (ACU) como materias primas renovables, se avanzó con su adquisición. En paralelo, se definió el medio de transporte más adecuado según la infraestructura disponible en el Complejo Industrial, en coordinación con el área de Logística.

Para este piloto, se optó por el transporte marítimo. Las materias primas fueron descargadas en el Puerto La Plata e ingresadas a la refinería mediante cañerías hasta su almacenamiento, en una operación coordinada entre Logística, Planificación Operativa y Abastecimiento y Blending (Esquema 2).

Logística de almacenamiento

La definición de los sistemas de almacenamiento y transporte interno fue abordada por un equipo multidisciplinario compuesto por Planificación Operativa, Logística, Abastecimiento y Blending, Mantenimiento, Laboratorio Central y Procesos. Se evaluó la disponibilidad de equipos rotantes compatibles con las características físico-químicas de las materias primas renovables, así como el estado de las instalaciones.

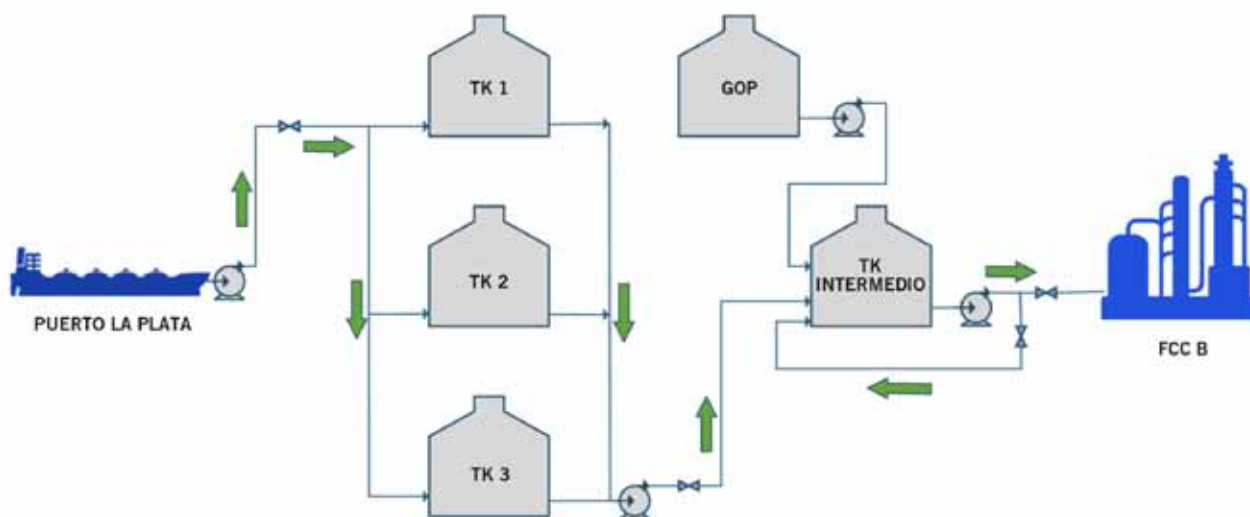
Para este piloto, se seleccionó un parque de tanques con bombas aptas para el manejo de las materias primas seleccionadas. Las instalaciones fueron inspeccionadas y habilitadas para garantizar la seguridad y confiabilidad operativa.

Las materias primas se trasladaron desde el Puerto La Plata hasta los tanques designados, donde se mantuvieron en reposo para permitir la purga de agua, en caso de ser necesario. Una vez verificada la calidad del producto (especialmente en cuanto a contaminantes y contenido de agua), se bombeó hacia el tanque de intermedios para su posterior incorporación a la carga del FCC B.

Desde este tanque, se realizó la mezcla con gasoil pesado, conforme a la proporción definida para el piloto. La mezcla fue recirculada para su homogeneización, mantenida en reposo y posteriormente analizada para control de calidad (Esquema 3).



Foto 2. Ubicación de las instalaciones en CIEM.



Esquema 3. Circuito de ingreso a la unidad FCC B.

Procesamiento

El inicio del co-procesamiento en la unidad FCC B fue coordinado por Planificación, Abastecimiento y Blending, Producción, Procesos, Integridad, Mantenimiento y Seguridad de Procesos.

Previo al inicio de la operación, se realiza un análisis de riesgos para identificar posibles impactos del co-procesamiento y aquellas nuevas salvaguardas que se deben incorporar. Se llevan a cabo simulaciones de la incorporación de esta nueva corriente sobre equipos críticos (horno, intercambiadores y bombas), previos al comienzo del piloto, para definir posibles cuellos de botella.

Para tener más control y flexibilidad en la operación de la unidad, se incorporan las materias primas renovables desde el tanque de intermedio y no desde la línea continua de carga.

El porcentaje de co-procesamiento se definió en base a estudios en planta piloto, recomendaciones de tecnologías y mejores prácticas de la industria. Para este piloto, se definió un porcentaje de co-procesamiento de 5 % en volumen, ajustado a la disponibilidad de materia prima y la ventana operativa.

Aspectos destacados del piloto:

- El porcentaje efectivo en la prueba realizada estuvo en el rango 2-5% en volumen.
- Las simulaciones previas no identificaron restricciones en el tren de precalentamiento. Las materias primas renovables se comportaron dentro del rango de cargas convencionales (sin aporte de fracción más liviana).
- Se realizaron ensayos previos para validar las propiedades de la carga combinada y se incrementó la frecuencia de análisis para anticipar desvíos. Se observó una reducción en el contenido de nitrógeno y azufre, y un aumento en contaminantes como fósforo, calcio y sodio.
- Se detectó un incremento de metales (potasio en mayor proporción y calcio y Magnesio en menor proporción) en el catalizador de equilibrio. Para mitigar su impacto, se aumentó levemente la adición

de catalizador fresco.

- Si bien los estudios realizados previamente indicaron que los aceites vegetales tienden a craquear hacia gas seco, LPG y nafta, no se observaron cambios significativos atribuibles al co-procesamiento, considerando también las variaciones operativas.
- En el gas seco se detectó un cambio en la composición (mayor CO, etileno y etano), atribuible a la desoxigenación de los aceites vegetales. Si bien, durante la prueba no se observaron impactos en unidades aguas abajo como en los tratamientos con aminas, es importante considerar los efectos del co-procesamiento no solo en la unidad seleccionada si no en las que se encuentran aguas abajo.
- Debido a la naturaleza de esta materia prima, se tuvieron consideraciones especiales con respecto al seguimiento de corrosión en el sistema de cabeza de la fraccionadora y unidad de concentración de gases:
 - Análisis del agua de la bota del acumulador de cabeza y de alta presión: cloro, hierro, sulfhídrico, amoníaco y PH.
 - Seguimiento de corrosión de cupón existente en los intercambiadores de enfriamiento de cabeza e incorporación de sensores de medición de espesor en línea en el circuito.
 - Realización de termografía antes y después de la prueba.

Todos los parámetros de corrosión monitoreados (velocidad de corrosión y contenido de sales) se encontraron dentro de los rangos admisibles.

Proceso de certificación y huella de carbono

A partir de la implementación del piloto de co-procesamiento y del análisis de los resultados obtenidos, YPF decidió avanzar con un enfoque integral que combina:

1. El cálculo de la huella de carbono de los productos obtenidos mediante co-procesamiento.
2. La implementación de un sistema de certifica-

ción internacional (ISCC¹) que garantiza la trazabilidad y sostenibilidad del proceso.

Esta integración metodológica permite asegurar tanto la transparencia técnica como el reconocimiento comercial, elementos clave para valorizar productos con bajo contenido de carbono y alinearse con estándares internacionales.

El proceso de cálculo de la huella de carbono y la certificación fue liderado por el área de Sustentabilidad, con el apoyo de un equipo interdisciplinario conformado por representantes de Producción, Procesos (CIEM y DW), Instrumentos, Control Físico, Planificación, Abastecimiento y Blending, Medio Ambiente, Química Comercial, Calidad, Nuevos Negocios y Biocombustibles.

1. Cálculo de huella de carbono de productos co-procesados.

El co-procesamiento de materias primas renovables se consolida como una estrategia emergente en la industria de la refinación para reducir la huella de carbono de los productos. Esta sección presenta el desarrollo metodológico y los resultados obtenidos en la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas a la producción de propano/propileno en la unidad de Cracking Catalítico B (FCC B) del CIEM.

Se consideraron dos escenarios operativos:

- Escenario 1: operación habitual con alimentación 100% fósil.
- Escenario 2: incorporación de un 5 % en volumen de aceite de cocina usado (ACU) como materia prima renovable.

El análisis abarcó desde la producción de crudo (convencional y no convencional), la recolección y transporte del ACU mediante camión, el transporte de crudo por medio de buque y oleoducto, las unidades de procesamiento aguas arriba (Toppings, Vacíos, Coques, Lubricantes), hasta la unidad FCC B inclusive. No se incluyó el transporte posterior ni el uso del producto final. El período de análisis corresponde al año 2023.

Se relevaron balances de masa y energía de 12 unidades de proceso, lo que permitió asignar las emisiones a la unidad FCC B mediante un enfoque de balance de masa.

Se desarrollaron factores de emisión específicos para los principales alcances del proceso (fuel gas, vapor, energía eléctrica y antorcha), calculados a partir de datos propios de YPF y bibliografía técnica, siguiendo los lineamientos de la norma ISO 6976:2016². Toda esta información fue integrada en una herramienta de cálculo desarrollada en Excel, que permitió estimar las emisiones por fuente (por ejemplo, quema de combustibles, consumo de vapor o electricidad), por tipo de gas (CO_2 , CH_4 , N_2O)³ y por categoría (alcance 1: emisiones directas; alcance 2: emisiones indirectas por consumo de energía).

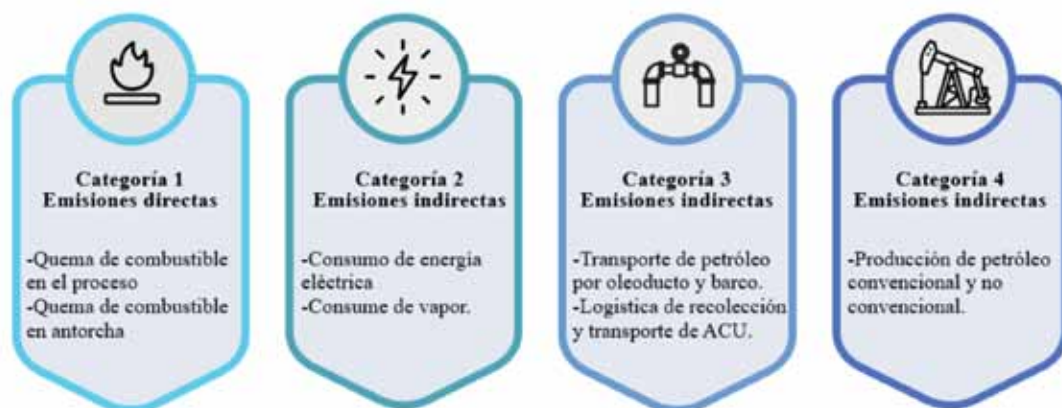
La metodología adoptada incluyó la definición de límites del sistema, la selección de factores de emisión, el tratamiento de incertidumbres y la evaluación de escenarios alternativos. Se aplicó un enfoque de análisis de ciclo de vida parcial tipo “puerta-a-puerta”, que abarca todas las emisiones directas e indirectas desde la producción de materias primas hasta la obtención del producto en la unidad FCC B.

Los límites del sistema se definieron según las categorías del Esquema 4.

El estudio se apoyó en un marco metodológico robusto, basado en la norma ISO 14064:2018⁴ para la cuantificación y reporte de emisiones GEI, las Directrices del IPCC⁵ 2006 (con su refinamiento 2019), el Cuarto Informe Bienal de Actualización de Argentina ante la CMNUCC⁶, y la norma ISO 6976:2016 para la determinación de factores de emisión de gases. Se utilizaron factores específicos de YPF para la producción de crudo, y los potenciales de calentamiento global (PCG) se tomaron del Quinto Informe de Evaluación del IPCC (AR5, 2015).

La herramienta desarrollada permite además simular escenarios con mayores proporciones de materia prima renovable (10 %, 20 %) o con otras fuentes como aceite vegetal virgen o residuos de pirólisis, ampliando su aplicabilidad para decisiones operativas y estratégicas.

Los resultados del análisis del inventario anual de emisiones mostraron que la mayor contribución proviene de la categoría 4 (producción de materias primas), seguida por la categoría 1 (combustibles y antorcha). La mayor parte de las emisiones se concentró en el alcance 3, particularmente en la producción de crudo, que representa más del 90 % del total. La incorporación de un 5 % de ACU permitió reducir la huella de carbono del pro-



Esquema 4. Clasificación de emisiones GEI por categoría



Esquema 5. Etapas del proceso de implementación de la certificación ISCC PLUS.

ducto en un 4,6 % comparada con el caso de referencia de 100% carga fósil, lo que valida el co-procesamiento como una estrategia complementaria en la descarbonización del sector.

Este estudio representa un esfuerzo técnico significativo por su nivel de detalle, la cantidad de datos procesados y la rigurosidad metodológica aplicada. La etapa inicial permitió construir la base metodológica necesaria para estimar la huella de carbono bajo condiciones de operación con carga 100% fósil, incluyendo el relevamiento de datos de 12 unidades de proceso, el desarrollo de factores de emisión específicos y la implementación de una herramienta de cálculo que integra múltiples fuentes de información bajo un enfoque de balance de masa.

El objetivo principal fue evaluar el impacto ambiental de incorporar una corriente alternativa de origen renovable (ACU) en la carga del FCC B. La comparación entre ambos escenarios mostró que incluso una baja proporción de materia prima renovable puede generar una reducción significativa en la huella de carbono del producto.

Principales logros del estudio:

- Integración de información operativa de múltiples unidades de proceso.
- Desarrollo de factores de emisión específicos adaptados al contexto local.
- Construcción de herramientas de cálculo flexibles y replicables.
- Evaluación comparativa de escenarios con base en criterios de ciclo de vida.
- Aplicación de normas internacionales y directrices del IPCC como base metodológica

Implementación de la certificación ISCC PLUS

Como parte de la estrategia de descarbonización del CIIEM, YPF avanzó en la implementación de un sistema de certificación que garantice la trazabilidad y sostenibilidad de los productos obtenidos mediante el co-procesamiento de materias primas renovables. En este marco,

se adoptó el esquema internacional ISCC, ampliamente reconocido por su solidez metodológica, su alineación con regulaciones como la Directiva RED II⁷ y su aplicabilidad a procesos industriales existentes.

La elección del esquema ISCC PLUS respondió a una evaluación entre las diferentes variantes del sistema ISCC, optándose por esta versión por su carácter voluntario y a su enfoque en la economía circular. ISCC PLUS permite certificar productos derivados de procesos como el co-procesamiento, siempre que se cumplan requisitos operativos, documentales y de verificación por terceros. En este contexto, YPF emprendió un proyecto integral de adecuación de sus sistemas, posicionándose como referente a nivel país en este tipo de certificaciones.

La certificación abarca todas las etapas del proceso: desde la compra, logística, recepción y almacenamiento de materias primas renovables, el blending con carga fósil bajo condiciones específicas, el procesamiento en la unidad FCC B, hasta la emisión de declaraciones de sostenibilidad para productos como propileno, butano y gasoil. También se auditan aspectos clave como la gestión documental, la capacitación del personal, el control de calidad, el balance de masa y la trazabilidad en toda la cadena de valor.

El proceso de implementación se desarrolló conforme a los requisitos y directrices del sistema documental de ISCC PLUS. Se estableció un sistema de balance de masa para registrar entradas y salidas, se definieron puntos críticos de control (almacenamiento, blending, muestreo, documentación), y se elaboraron manuales, procedimientos, instructivos, registros, códigos de productos, análisis de riesgos y planes de formación.

La iniciativa comenzó con la conformación del equipo de trabajo, seguida de una etapa de diagnóstico y planificación que incluyó un análisis de brechas (gap analysis) frente a los requisitos del esquema. En paralelo, se desarrolló un plan de capacitación que alcanzó a más de 30 personas de distintas áreas. Se establecieron controles rigurosos para asegurar la integridad del proceso, incluyendo la trazabilidad desde la compra de la materia prima renovable hasta la emisión de las declaraciones



de sostenibilidad. Se realizaron auditorías internas para validar el sistema y corregir desvíos antes de la auditoría oficial.

Finalmente, la auditoría de certificación fue realizada por un organismo independiente acreditado y superada sin desvíos ni observaciones, lo que resultó en la certificación de la unidad FCC B como planta de co-procesamiento bajo ISCC PLUS.

En el Esquema 5, se visualizan las etapas del proceso.

Esta certificación consolida el compromiso de YPF con la sostenibilidad y la transición energética, al tiempo que habilita el acceso a mercados que exigen productos con cadena de valor verificada. Además, establece un modelo de gestión robusto y replicable en otras unidades y refinerías del sistema, contribuyendo de manera concreta a la descarbonización de la industria.

cación, sin observaciones, posiciona a YPF como pionera en el país y sienta las bases para replicar este modelo en otras unidades del sistema.

Este logro es el resultado del esfuerzo y compromiso de los equipos de YPF DW, quienes participaron en todas las etapas del proyecto: desde los estudios en Plantas piloto y la prueba de co-procesamiento a escala industrial, hasta el desarrollo metodológico para el cálculo de la huella de carbono y la implementación del sistema de certificación ISCC, para alcanzar este estándar internacional.

En el año del centenario de la refinería La Plata, este avance reafirma el compromiso de YPF con soluciones innovadoras y sustentables que agregan valor a nuestra industria y a sus clientes, consolidando el rol estratégico del Downstream en la transición energética.

Conclusiones

La experiencia desarrollada en el Complejo Industrial Ingeniero Enrique Mosconi demuestra que el co-procesamiento de materias primas renovables en unidades existentes es técnica y operativamente viable, y representa una herramienta concreta para avanzar en la descarbonización del sector refinador.

La incorporación de un 5 % de aceite de cocina usado (ACU) permitió reducir la huella de carbono del producto en un 4,6 %, validando el impacto ambiental positivo de esta estrategia incluso con proporciones bajas de materia prima renovable. Esta reducción, junto con la posibilidad de escalar el modelo a otras materias primas y niveles de mezcla refuerza su potencial como solución de corto plazo.

La certificación bajo el esquema ISCC PLUS aportó un marco robusto para asegurar la trazabilidad y sostenibilidad del proceso, habilitando el acceso a mercados que valoran productos con atributos ambientales verificados. La implementación exitosa del sistema de certifi-

1. ISCC: International Sustainability & Carbon Certification.
2. ISO 6976:2016: Natural gas - Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition.
3. CO₂, CH₄, N₂O: dióxido de carbono, metano, óxido nítrico.
4. ISO 14064:2018: Gases de efecto invernadero - Especificación con orientación a nivel de organización para la cuantificación y la presentación de informes sobre las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero.
5. IPCC: The Intergovernmental Panel on Climate Change.
6. CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
7. RED II: Directiva de Energías Renovables II



PATAGONIA

19 - 22 Octubre, 2026

Espacio DUAM, Neuquén

www.aogpatagonia.com.ar



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

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



Organiza:



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Realiza:



messe frankfurt





Estudio de sensibilidad del esquema catalítico para una unidad de hidrotratamiento de gasoil Predicción de parámetros para la planificación técnica y económica

Por **Fernando Giménez, María Primavera Monsalvo, Hernán Laurito y Gustavo Trubiano** (YPF)

A partir de ensayos en plantas piloto y su contraste con datos reales de operación, se analizan los efectos de cambios en la carga sobre el desempeño y la vida útil del catalizador, generando criterios prácticos para anticipar ajustes operativos y evaluar escenarios de planificación.

Este trabajo fue seleccionado en el 7.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación.

La unidad HTGB de Hidrotratamiento de Gas Oil de CIIEM (Complejo Industrial Ingeniero Enrique Mosconi) está destinada a la producción de diésel con ultrabajo azufre. El esquema catalítico actual de la unidad es un esquema convencional de hidrotratamiento y fue seleccionado mediante una evaluación técnica económica basada en los resultados de la performance técnica obtenida en las unidades piloto de YPF. En esa oportunidad compitieron 5 proveedores de tecnología, resultando todas las propuestas aptas para los requisitos solicitados.

El objetivo de este estudio es analizar el impacto de cambios en la calidad de carga y cambios en el caudal (5 casos) sobre la temperatura de inicio de ciclo y la longitud del ciclo para el esquema catalítico próximo a cargarse.

El nuevo esquema catalítico cargado en la unidad es igual al esquema que fue cargado en el ciclo anterior por lo que los resultados de este estudio pudieron ser validados con los datos del ciclo operativo que concluyó en marzo de 2025 y que se inició en 2021.

Contar con la información que surge de este estudio es fundamental para conocer la flexibilidad del sistema catalítico para el próximo ciclo operativo de la unidad. Es sin duda una ventaja operativa conocer anticipadamente cómo responderá la unidad ante cambios en calidad y caudal de carga y cuál será el impacto aproximado sobre las principales variables operativas.

Desarrollo

Estudios en plantas piloto de YPF

Descripción de la unidad

En la figura 1 se presenta un esquema del equipo utilizado para los ensayos de sensibilidad.

La unidad consta de un reactor de lecho fijo que opera de manera isotérmica. La longitud y el diámetro interno del reactor son de 143 cm y 2.54 cm, respectivamente.

La longitud del reactor está dividida en cinco zonas, cada una de las cuales es calefaccionada eléctricamente y tiene las siguientes funciones:

Zona 1: Llena de partículas inertes, se utiliza para calentar la carga a la temperatura de reacción deseada y para proporcionar una distribución uniforme.

Zonas 2, 3 y 4: Destinadas a contener el catalizador y el diluyente.

Zona 5: También llena de partículas inertes.

Entre cada sección se inserta lana de material cerámico para mejorar la distribución del fluido. La unidad está equipada con un separador de alta presión y un separador de baja presión, dotado de un sistema de estripeno de H S con nitrógeno.

El equipo puede operar hasta 200 barg y 550 °C de temperatura, y puede funcionar en flujo ascendente o descendente.

Los procedimientos de secado, mojado, sulfuración y estabilización se realizan según las especificaciones proporcionadas por el proveedor de tecnología.

Una vez activado y estabilizado el catalizador, la unidad se ajusta operativamente a las condiciones deseadas para iniciar los ensayos.

Metodología de testeo y análisis

A continuación, se describe brevemente la metodología de ensayo utilizada para el estudio de sensibilidad en las unidades piloto de YPF.

Los ensayos consistieron en evaluar el nivel de actividad del esquema catalítico en su estado SOR (a través de la WABT SOR necesaria para lograr la especificación deseada en el producto), luego se lleva a cabo una desactivación acelerada en condiciones controladas y posteriormente se mide nuevamente la actividad que corresponderá a la WABT de fin de ciclo. Con esta información es posible calcular la velocidad de desactivación que experimenta el esquema catalítico cuando es sometido a diferentes calidades de carga.

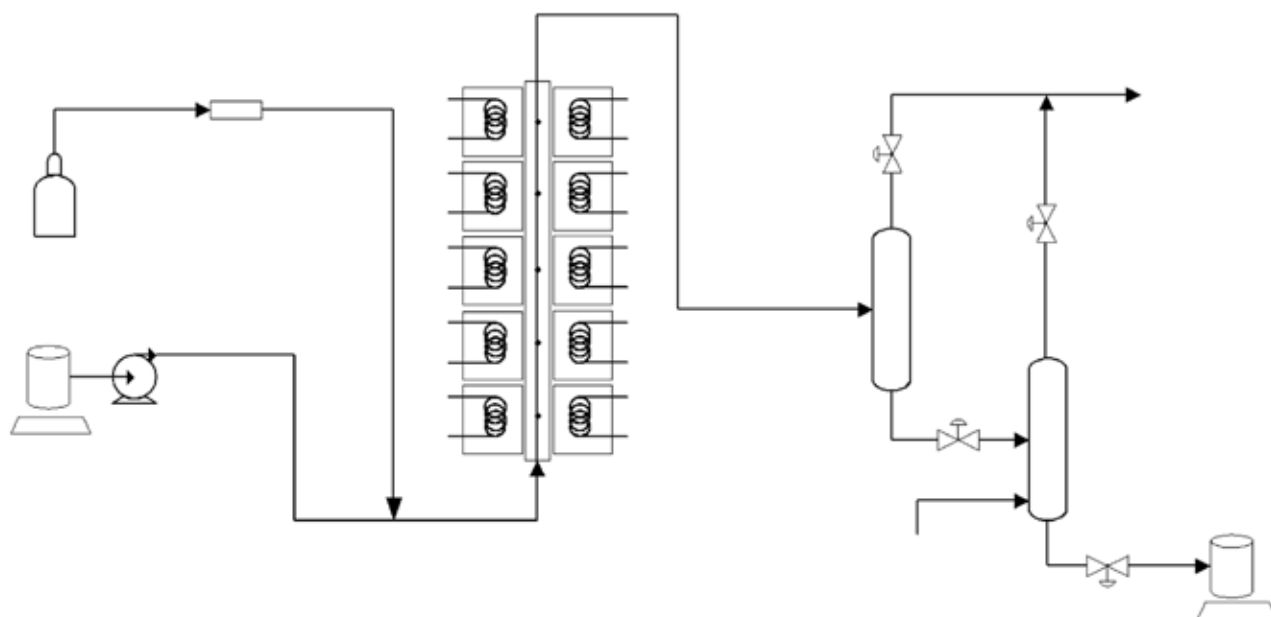


Figura 1. Equipo experimental utilizado

Las condiciones experimentales en las que se llevaron a cabo los estudios de sensibilidad son representativas de la unidad industrial.

En la tabla N°1 se resumen estas condiciones:

Variable	Condiciones operación para SOR y EOR	Desactivación acelerada
Temperatura, °C	340-400	400
LHSV, h-1	1.03	1.03
Presión parcial H ₂ , kg/cm ² g	51	25
Relación H ₂ /Hc, Nm ³ /m ³	350	175

Tabla 1. Condiciones de operación del estudio de sensibilidad.

Se estudió el impacto de 5 casos que difieren en calidad de carga y nivel de carga (caudal) sobre la temperatura de operación y sobre la longitud de ciclo.

La tabla N° 2 indica los niveles de calidad y carga de los 5 casos estudiados. En la tabla, DD, CO, FC y CC representan los % en volumen en la carga a la unidad de GO de destilación directa, GO de la unidad de Coque, GO de la unidad de FCC y porcentaje de carga craqueada a la unidad respectivamente. En los casos 2 a 5 se han representado numéricamente los incrementos de esos porcentajes para cada caso.

	Casos	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
	Caudal Total	Base	Base	Base	Base	Base +19%
ORIGEN	Destilación Directa	DD	DD -22	DD-28	DD-33	DD
DEL GO	Coque	CO	CO+10	CO+15	CO+20	CO
	FCC	FC	FC +13	FC +13	FC+13	FC

Tabla 2. Niveles de calidad y de carga de los 5 casos estudiados.

Resultados de planta piloto

Impacto de la calidad de carga sobre la temperatura de inicio de ciclo.

Para analizar el impacto de la calidad de la carga sobre la temperatura de inicio de ciclo, el esquema catalítico bajo estudio se sometió a las diferentes calidades de carga correspondientes a los casos estudiados.

Para cada calidad de carga se realizó un barrido de temperaturas en el rango 340°C-400°C y se caracterizaron completamente los productos obtenidos en cada condición. La temperatura de inicio de ciclo se calcula a partir de la curva generada de S vs Temperatura y es la que corresponde a un contenido de 10 ppm de azufre.

En el gráfico N°1 se muestran los resultados. Como puede observarse al pasar del caso 1 al caso 2, es necesario incrementar la WABT SOR en 9°C para lograr la especificación del producto. Ese incremento

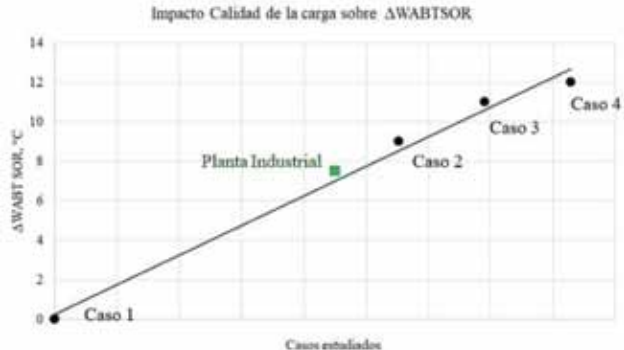


Gráfico 1. Impacto de la calidad de carga sobre la WABT SOR.

de temperatura corresponde a cambios en la calidad de carga debido a la incorporación de GO proveniente de la unidad de coque y GO proveniente de la unidad de FCC a expensas de una disminución del GO proveniente de topping. Incrementos sucesivos del GO de coque solamente provocan aumentos de entre 2 y 3 grados por sobre el caso 2.

Una manera de validar los resultados obtenidos es agregando el punto correspondiente a la operación de la unidad, pudiéndose observar que el mismo cae dentro de la tendencia general observada.

A partir de la información generada experimentalmente es posible predecir el impacto que tendrá un cambio porcentual de GO proveniente de Coque y/o FCC en la composición de la carga sobre el WABT SOR del esquema catalítico tal cual se resume en la Tabla 3.

Origen Carga	WABT SOR
+10 % vol Coque	Base + 3°C
+10 % vol FCC	Base + 6°C

Tabla 3. Impacto calidad de carga sobre WABT SOR.

Impacto de la calidad de carga sobre la longitud de ciclo

También se analizó el impacto que la calidad de carga tiene en la longitud del ciclo estimada del esquema catalítico.

El gráfico N°2 muestra para los casos analizados experimentalmente la disminución en el ciclo de vida al cambiar la calidad de carga:



Gráfico 2. Impacto de la calidad de carga sobre la longitud de ciclo.

Al igual que en el caso anterior, al pasar del caso 1 al caso 2 se pierden aproximadamente 14 meses respecto de la longitud de ciclo del caso base debido a la desactivación ocasionada por la presencia de GO de coque y de FCC simultáneamente. Estas disminuciones en la longitud del ciclo son menores (del orden de 3-4 meses respecto al caso base) cuando solo cambia el contenido de GO de coque.

La información obtenida experimentalmente en este estudio se resume en la Tabla 4.

Origen Carga	Longitud de ciclo
+10 % vol. Coque	Base - 4 meses
+10 % vol. FCC	Base - 8 meses

Tabla 4. Impacto calidad de carga sobre longitud de ciclo.

Impacto del Caudal de carga sobre la temperatura de inicio de ciclo y sobre la longitud de ciclo.

En el gráfico 3 se observa el impacto de un cambio de aproximadamente 20% en el nivel de carga respecto al caso Base. En ambos casos la calidad de carga es idéntica y solo se ajustó la temperatura a la nueva condición para conseguir la especificación solicitada en el producto.



Gráfico 3. Impacto del caudal de carga sobre la WABT SOR.

Se observa que aumentar un 20 % el nivel de carga para una calidad de carga fija incrementa la WABT SOR en 6°C.

La Tabla 5 muestra el impacto del aumento de un 10% en el nivel de carga sobre la WABT SOR del esquema catalítico

Nivel de carga	WABT SOR
+10 % LHSV	Base + 3°C

Tabla 5. Impacto nivel de carga sobre WABTSOR.

Se estimó adicionalmente el impacto sobre la longitud de ciclo arrojando los resultados mostrados en la Tabla 6.

Nivel de carga	WABT SOR
+10 % LHSV	Base -15%

Tabla 6. Impacto nivel de carga sobre longitud de ciclo.

Descripción de la unidad industrial

La unidad HTGB, ubicada en el CIEM (Complejo Industrial Ingeniero Enrique Mosconi), corresponde a una planta de hidrotratamiento de gasoil diseñada bajo la tecnología Distillate Unionfining Process de UOP. La misma procesa una carga combinada proveniente de diversas corrientes del complejo: destilación atmosférica, destilación al vacío, craqueo catalítico (FCC) y unidades de coque. La alimentación se acumula y se bombea hacia la sección de reacción, se incorpora la principal corriente de hidrógeno de reciclo con control de flujo, para luego ingresar a un tren de intercambiadores de calor que aprovecha el calor generado en la reacción para precalentar la carga. Luego en el horno de carga se ajusta la temperatura de entrada al reactor.

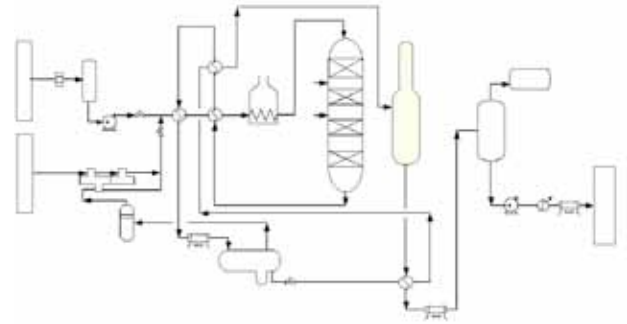
La mezcla de gasoil e hidrógeno ingresa al reactor, que cuenta con cuatro lechos catalíticos y control de temperatura por inyección de hidrógeno de quench en los lechos dos y tres.

Tras la reacción, el efluente caliente intercambia ca-

lor con las distintas corrientes de alimentación antes de pasar por una secuencia de enfriamiento y separación en etapas de alta y baja presión, donde se separan el gas de reciclo, aguas ácidas y el producto líquido.

El gasoil tratado se dirige al despojador para separarlo del hidrógeno disuelto, compuestos livianos y gases ácidos disueltos y una fracción de nafta agria. El aporte de calor se realiza por inyección de vapor de media presión en el fondo.

La fracción de tope (nafta) se enfría y se deriva hacia otras unidades de tratamiento de nafta, mientras que el fondo del despojador, tras ser enfriado, se envía a la torre de vacío de donde se obtiene el gasoil desulfurado y seco, que es finalmente enfriado y enviado a almacenamiento.



Validación de los resultados de planta piloto

Análisis de impacto

Con el objetivo de evaluar el efecto de las cargas craqueadas en el comportamiento del esquema catalítico de la unidad HTGB, se analizó la variación del Weighted Average Bed Temperature Normalizado, **WABTn**, en función del cambio relativo en el porcentaje de cargas craqueadas (FCC y Coke) durante el ciclo operativo de la unidad. También se analizó el impacto en el ciclo debido al incremento de velocidad espacial en el reactor (LHSV).

Este análisis compara el cambio en el WABTn observado en la operación de la unidad al cambiar la calidad de carga con el cambio en el WABT estimado en los ensayos de planta piloto. Para este análisis, se utilizaron datos de los dos primeros años de operación de la unidad, dado que los ensayos en planta piloto para estimar los efectos sobre la WABT se realizaron en condiciones de inicio de ciclo.

Evaluación de Impacto de las cargas craqueadas sobre el WABT normalizado (WABTn)

Para analizar el impacto del porcentaje de cargas craqueadas sobre el WABT normalizado debieron filtrarse los datos para considerar únicamente aquellos días en los que el porcentaje de FCC y/o Coke en la carga mostraba una variación positiva respecto al día operativo anterior. Adicionalmente, se limitaron los datos a incrementos de WABTn entre 0 y 30°C, con el objetivo de excluir eventos asociados a arranques de unidad o ajustes de severidad no relacionados con la composición de la carga.

En el Gráfico N°4 se muestra el delta de porcentaje de carga craqueada (Δ Coke y Δ FCC ejes verticales izquierdo y derecho respectivamente) indicando el correspondiente diferencial de WABTn operativo (Δ WABTn) para di-

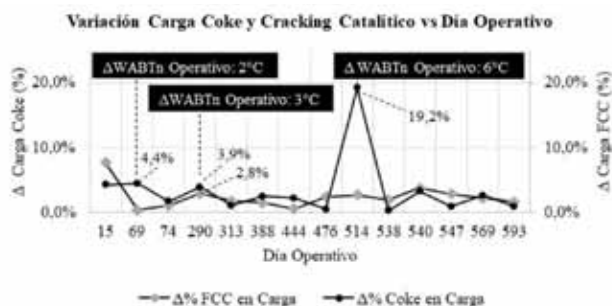


Gráfico 4. Δ Coke y Δ FCC versus días operativos.

ferentes puntos a lo largo del ciclo. Aquí se evidencia la necesidad de incremento de WABT como respuesta a los cambios de composición en la alimentación.

Tal como quedó expresado en la sección anterior, los estudios en planta piloto permitieron determinar el impacto de la calidad de la carga sobre la WABT SOR:

- Un incremento de 10% en carga de Coke genera un aumento de +3 °C en TSOR
- Un incremento de 10% en carga de FCC genera un aumento de +6 °C en TSOR

A partir de esta información es posible calcular según los resultados de planta piloto cuánto debería haberse incrementado el WABTn ante los cambios registrados de calidad de carga (ver gráfico 4).

En el gráfico 5 se muestra la relación entre el Δ WABTn_Operativo y Δ WABT SOR predicho por los resultados en planta piloto. Esta comparación permite evaluar el grado de correlación entre el modelo basado en datos de planta piloto y el comportamiento observado en la unidad. Como se observa, los puntos caen en torno a una línea diagonal (correlación perfecta) indicando una muy buena correlación entre ambos valores.

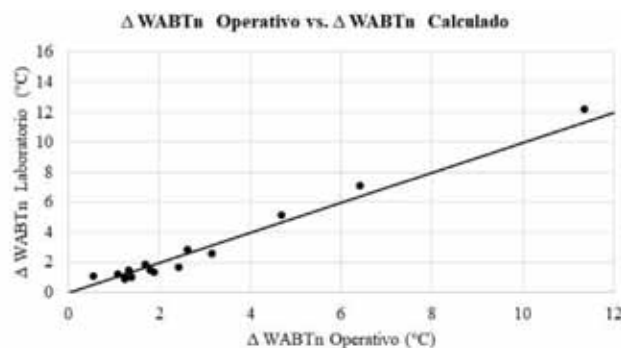


Gráfico 5. Δ WABT Laboratorio vs Δ WABTn operativo

Evaluación de impacto de las cargas craqueadas sobre longitud del ciclo operativo

Para analizar el impacto de la calidad de carga sobre la longitud de ciclo se tomó como caso base operativo un periodo de 476 días en el cual la variación de cargas craqueadas de coque fue menor al 5%, y un caso 1 operativo, correspondiente al día 514, en el cual la variación de carga de Coke fue del 19%. En cada caso se filtraron los valores de WABTn de tal manera de obtener una tendencia creciente a lo largo del periodo, ya que los incrementos en las cargas de topping en la unidad reducen el WABT en ciertos momentos del ciclo.

En el Gráfico N°6 se representa la variación diaria en el porcentaje de carga craqueada, expresado como Δ Coke(%) y Δ FCC(%), tanto para el caso base operativo como para el caso 1 operativo considerado.

Adicionalmente, en el Gráfico 7 se representa la evolución temporal del **WABTn operativo** correspondiente a cada uno de los casos evaluados (caso base operativo y caso 1 operativo). La velocidad de desactivación en cada caso se obtuvo a partir de una regresión lineal sobre el conjunto de datos operativos.

Con estas estimaciones fue posible calcular la duración total del ciclo operativo para ambos escenarios, considerando un valor de WABTn al final del ciclo (EOR) igual a para ambos casos. A partir del punto de intersección de estas rectas con el valor EOR, se calculó la longitud del ciclo catalítico en días, y se determinó así la reducción de ciclo debida al incremento de carga craqueada en el caso 1.

La reducción así estimada se comparó con la predicha por los estudios de planta piloto discutidos en la sección anterior (tabla 4).

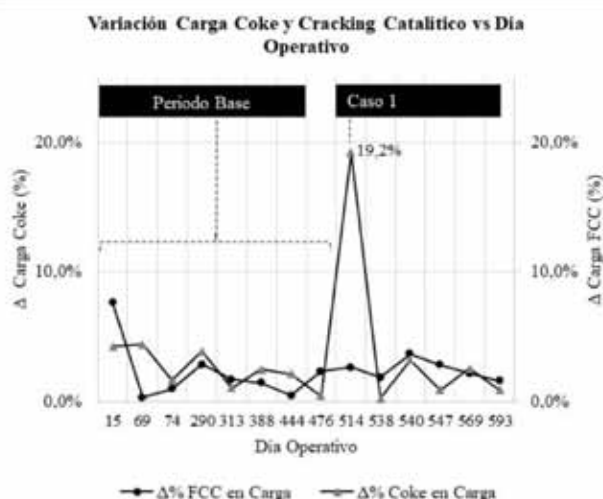


Gráfico 6. Δ Coke y Δ FCC versus días operativos.

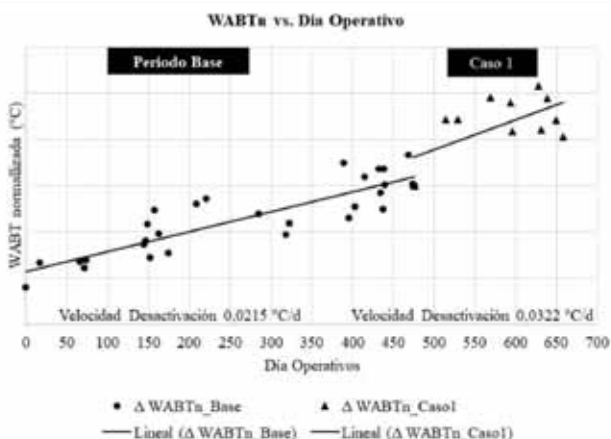


Gráfico 7. WABTn Operativo vs. día operativo.

En la Tabla 7 se observan los cambios en calidad de carga (tanto para GO de coque como GO de FCC) que se registran al pasar del caso base operativo al caso 1 opera-

Δ CK (%)	19
Δ FCC (%)	3
Estimación disminución del ciclo operativo (meses)	10
Estimación de la disminución del ciclo operativo utilizando la predicción de plantas piloto (meses)	9.8

Tabla 7. Estimaciones de la disminución del ciclo operativo por cambios en la calidad de carga.

tivo y la correspondiente disminución estimada del ciclo operativo.

Como puede observarse, existe una excelente correlación entre lo medido experimentalmente en plantas piloto y lo observado operativamente en la planta industrial.

Evaluación de impacto de caudal de carga sobre longitud del ciclo operativo y WABT SOR

Para analizar el impacto del caudal de carga sobre la WABT SOR y la longitud del ciclo operativo se consideraron nuevamente un caso base operativo asociado a un periodo de 446 días con un caudal de carga promedio de Base y un caso 1 operativo con un caudal de carga promedio un 8% superior al base. Los datos fueron filtrados para tener variaciones de aporte de cargas craqueadas en el rango -1 a 1% para minimizar el efecto en el WABTn asociado a ajustes en porcentaje de cargas craqueadas en la carga.

En el Gráfico N° 8 se observa la evolución temporal del WABT operativo correspondiente a cada uno de los casos evaluados. Para estimar la reducción en el ciclo de vida, se procedió de la misma forma que en el caso de cambios en la calidad de carga.

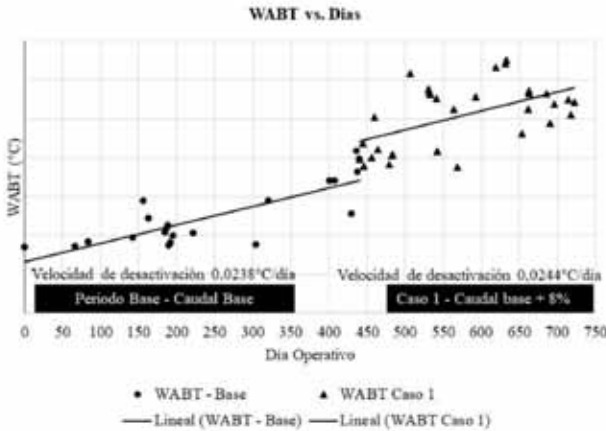


Gráfico 8. WABT versus días operativos

En la Tabla 8 se registran los cambios en los niveles de carga al pasar del caso base operativo al caso 1 operativo y la correspondiente disminución estimada del ciclo operativo.

Se observa que los resultados operativos predicen una disminución mayor que la observada en plantas piloto.

Esto se debe a que los resultados operativos están afectados no solo por un cambio en el nivel de caudal sino por el fenómeno de desactivación que ya ha sufrido el esquema catalítico al momento de analizar este cambio de caudal, diferencia en la calidad de la carga y en la especificación del producto.

Para el caso del impacto del cambio en caudal sobre WABT SOR, la tabla N°9 resume los resultados obtenidos.

Nivel de carga caso base operativo	Base
Nivel de carga caso 1 operativo	Base + 8%
Estimación Δ WABT SOR Operativo, °C	3,9
Estimación Δ WABT SOR Planta Piloto, °C	2,3

Tabla 9. Estimaciones de la disminución del ciclo operativo por cambios en la calidad de carga.

Por la misma razón que en el caso anterior, se observa una discrepancia entre valores operativos y los predichos en planta piloto.

Conclusiones

En el estudio realizado sobre el esquema catalítico de la unidad de Hidrotratamiento de Gas Oil del Complejo Industrial Ingeniero Enrique Mosconi (CIEM) a través de pruebas en plantas piloto de YPF, se ha evaluado el impacto de variaciones en la calidad y el caudal de carga sobre la temperatura de inicio de ciclo y la longitud del ciclo del catalizador. Los resultados obtenidos permiten anticipar el comportamiento de la unidad ante cambios en la composición de la carga o cambios en el caudal, proporcionando información valiosa para la planificación técnica y económica.

La validación de los resultados obtenidos de los ensayos en la planta piloto de la GEEC con datos operativos reales ha confirmado la precisión de las predicciones realizadas en relación con los cambios de composición y una tendencia cualitativa respecto al incremento de carga.

Debe destacarse la importancia de realizar pruebas piloto como una herramienta que no solo facilita respuestas rápidas ante requerimientos operativos, sino que también sienta las bases para extender esta metodología a otras unidades y ampliar el rango de variables consideradas.

En resumen, el trabajo realizado aporta herramientas clave para optimizar el rendimiento y la vida útil del catalizador, asegurando una operación más eficiente y adaptable de la unidad de hidrotratamiento.

Nivel de carga caso base operativo	Base
Nivel de carga caso 1 operativo	Base + 8%
Estimación disminución del ciclo operativo, %	16
Estimación de la disminución del ciclo operativo utilizando la predicción de plantas piloto %	12

Tabla 8. Estimaciones de la disminución del ciclo operativo por cambios en la calidad de carga.



Electrificación del reformador de vapor: la vía para la producción sustentable de hidrógeno

Por **Aldo Peiretti**, **Matías Garios** y **Nitesh Bansal** (TOPSOE)

Se muestra cómo la electrificación del reformado de metano mediante la tecnología eReact™ de Topsoe elimina las emisiones asociadas a la combustión en el SMR convencional y habilita una reducción significativa de la intensidad de carbono, abriendo el camino hacia una producción de hidrógeno azul y verde a escala industrial.

Este trabajo fue seleccionado en el 7.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación.



La producción de hidrógeno es un pilar fundamental para la industria química y energética global. Actualmente, el reformado de metano con vapor (SMR) en hornos reformadores representa el método predominante para la obtención de hidrógeno y gas de síntesis, abasteciendo aproximadamente el 50% del suministro mundial de hidrógeno. Sin embargo, este proceso con tecnología tradicional implica una considerable emisión de CO₂, ya que la energía térmica necesaria se obtiene mediante la combustión de hidrocarburos.

La creciente presión por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y el creciente desarrollo y disponibilidad de electricidad renovable han impulsado el desarrollo de alternativas más sostenibles. En este contexto, la electrificación del SMR surge como una solución disruptiva, permitiendo la producción de hidrógeno con una huella de carbono significativamente menor.

Desarrollo

1. Reformado de metano con vapor: fundamentos y limitaciones

El proceso SMR tradicional consiste en la reacción de metano e hidrocarburos superiores con vapor de agua en presencia de un catalizador de Ni como metal principal, sobre diferentes soportes, generando hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono.

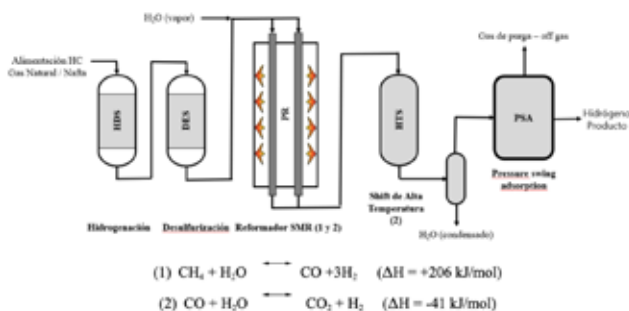


Figura 1. Esquema simplificado de una unidad de producción de Hidrógeno tradicional con SMR y principales reacciones.

La reacción de reformación (1) es fuertemente endotérmica y requiere temperaturas elevadas (800-1000°C a la salida del reformador), típicamente alcanzadas mediante la combustión de gas natural u otros combustibles hidrocarburos y off gas generado por el mismo proceso o disponible de otras corrientes de la refinería.

Esta dependencia de la combustión no solo limita la eficiencia global del proceso y temperaturas alcanzables, sino que también genera emisiones directas de CO, contribuyendo a aproximadamente el 3% de las emisiones globales de este gas.

En la tecnología actual tradicional, un reformador SMR de escala industrial consiste en un arreglo de más de 100 tubos de entre 10 y 14 metros de longitud dispuestos en un gran horno con un gran número de quemadores posicionados de manera de optimizar la distribución de calor entre y a lo largo de los tubos. La combustión ocurre a una temperatura considerablemente superior a la temperatura de reacción para generar el flujo de calor necesario. Debido a la limitada conductividad térmica a lo largo de las paredes de los tubos y catalizador, transportar el calor necesario para la reacción es una limitante natural. Sólo un pequeño porcentaje (menos del 5%) del volumen del horno SMR contiene catalizador. La actividad intrínseca del catalizador no es un limitante para un SMR de escala industrial, sino que la baja conductividad térmica combinada con la reacción fuertemente endotérmica crea un gradiente de temperatura pronunciado a través del catalizador, resultando en un pobre aprovechamiento del mismo y el incremento del riesgo de formación de carbón.

2. Electrificación del reformador: tecnología eREACT™

La tecnología eREACT™ de Topsoe representa la primera electrificación industrial del proceso SMR. Mediante el uso de calentamiento resistivo directo, la energía

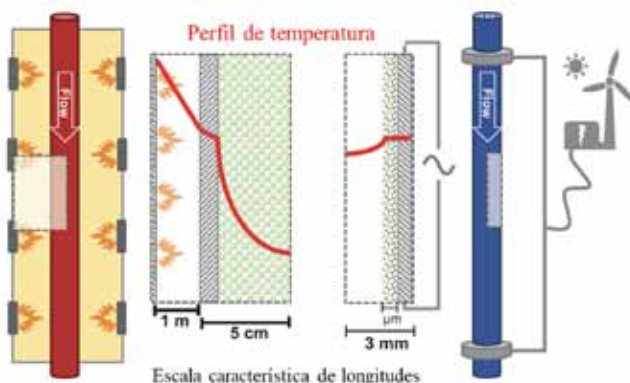


Figura 2. Principios de calentamiento en reactores: comparación entre reformador convencional y reformador eléctrico

térmica se suministra a través de electricidad, idealmente de origen renovable, eliminando así por completo las emisiones asociadas a la combustión.

En el reactor eléctrico la fuente de calor es la misma pared del reactor (Figura 2), estando en contacto íntimo la fuente de calor y el catalizador (recubrimiento catalítico), permitiendo un diseño compacto al favorecerse por una transferencia más eficiente del calor y una operación más cercana al equilibrio termodinámico, mejorando la conversión de metano y la eficiencia energética, reduciendo emisiones y corrientes de alto nivel calórico residual. Además, de igual manera, la tecnología permite una rápida puesta en marcha y cambios de carga, facilitando su integración con fuentes de energía renovable intermitente.

3. Factor de escala de la tecnología

El proceso de escalado tecnológico es fundamental para llevar la tecnología eREACT™ desde el laboratorio hasta aplicaciones industriales. El desarrollo comenzó con pruebas a escala de banco, donde se validaron los principios básicos de operación y la estabilidad del reactor bajo diferentes condiciones de presión, temperatura y composición de gas de alimentación.

Posteriormente, la tecnología fue escalada a un piloto de relevancia industrial, utilizando biogás (rico en metano, proveniente de digestión anaeróbica de residuos de biomasa) para la producción de gas de síntesis destinado a metanol verde. Durante miles de horas de operación, eREACT™ demostró una conversión eficiente de biogás en gas de síntesis, confirmando la robustez y flexibilidad de la tecnología.

El reactor mostró un desempeño predecible bajo diversas composiciones de gas, presiones y temperaturas de hasta 1.050°C, en línea con las expectativas termodinámicas. Además, la tecnología demostró una excelente capacidad de ajustes y cambios de carga, con cambios rápidos de potencia y arranques ágiles, lo que la hace ideal para aplicaciones donde la flexibilidad operativa es clave, como la integración con energías renovables. Se testearon condiciones de trip y ajustes frecuentes de carga entre 50% y 100%, demostrando un rápido ajuste a condiciones estacionarias sin dificultades y sin afectación del sistema catalítico.

El escalado también abordó desafíos de ingeniería, producción y control de calidad, asegurando que los materiales y componentes del reactor soporten las condiciones exigentes del proceso y mantengan un rendimiento estable a largo plazo.

4. Diseño de proceso

El proceso de generación de hidrógeno o gas de síntesis con tecnología eREACT™ se basa en el conocimiento acumulado de tecnologías SMR convencionales y transforma el horno reformador SMR (el corazón del proceso) en una versión más simple, electrificada y libre de emisiones. La integración de la fuente de calor eléctrica directamente en la pared del reactor permite alcanzar temperaturas superiores a 1.000°C y operar a presiones elevadas (más de 50 bar), lo que habilita nuevas configuraciones de proceso y una mayor eficiencia.

El front-end del proceso es básicamente el mismo que en plantas con SMR tradicionales donde la purificación de la materia prima (remoción de azufre y otros contaminantes) es necesaria como primer paso y luego la adición del vapor para la sección de reformación. Luego del eREACT™, diferentes procesos pueden aplicarse en función del producto final deseado (hidrógeno, gas de síntesis, metanol, amoníaco, e-fuels, etc.) también en forma similar a los procesos con SMR tradicionales.

La gran simplificación del proceso ocurre al reemplazar el SMR tradicional que requiere de la operación de todo el sistema de combustión y su balanceo con el lado catalítico del proceso por el reactor electrificado eREACT™ con transferencia de calor directa al catalizador. El control de temperatura se reduce a un loop de control directo feedback entre la temperatura del gas de síntesis (salida del reformador) y el nivel de potencia de una unidad de suministro eléctrico (PSU: power supply unit) cuyos ajustes se implementan en milisegundos.

La menor complejidad del eREACT™ se traduce también en una gran disminución del plot plan de la Unidad. En primer lugar, el tamaño del reformador se reduce considerablemente como lo ilustra en un ejemplo el estudio de escalabilidad presentado en la siguiente imagen

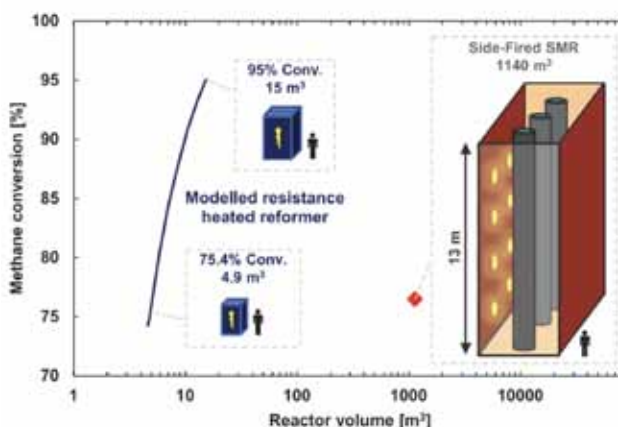


Figura 3. Oportunidades de escala para la producción a nivel industrial. Conversión de metano modelada para un reformador de calentamiento eléctrico para la generación de 2230 kmol H₂/h comparado con un SMR operando al 75.4% de conversión de metano.

En segundo lugar, los servicios auxiliares necesarios también se reducen en cantidad y complejidad:

SMR

- Sección de suministro de combustible
- Suministro de aire de combustión (incluyendo soplantes y precalentadores)
- Cámara de combustión
- Reactor catalítico
- Caldera de recuperación de calor
- Sección convectiva del horno para recuperación de calor
- Chimenea de gas combustible

eREACT™

- Reactor catalítico
- Caldera de recuperación de calor
- Unidad de suministro de potencia (PSU)

Finalmente, para oportunidades greenfield eREACT™ permite la utilización eficiente de las materias primas donde prácticamente todo el carbón de la alimentación se convierte en un producto final. El diseño del proceso se puede realizar completamente libre de emisiones, al no requerir combustión y aprovechando la integración con tecnologías existentes y probadas de remoción de CO₂ para el exceso del mismo producido con el gas de síntesis en plantas de producción de hidrógeno por ejemplo.

5. Ventajas comparativas

En los apartados anteriores se explicitaron algunas de las ventajas del eREACT™ por sobre la tecnología tradicional SMR que aquí se detallan y complementan

- Facilidad de operación (gracias a la transferencia directa de calor y ausencia por tanto del sistema de combustión)
 - Operación estable (confiabilidad suministro de energía eléctrica vs combustión, menor riesgo de formación de carbono por mejor control sobre perfil de transferencia de calor por diseño)
 - Rápida puesta en marcha
 - Rápidos ajustes de carga
 - Lazos de control directos y de respuesta más rápida
 - Ausencia de quemadores (ventajas relacionadas a la operación y el mantenimiento)
- Menos equipamiento y espacio en planta / plot plan
 - Reformador de dimensiones considerablemente menores (-95% en volumen)
 - Ausencia de sistema de aire de combustión (sopladores, calentamiento, control)
 - Ausencia de sistema de combustible (acondicionamiento y calentamiento, control). Quemadores y mantenimiento
 - Ausencia de sistema de gases de combustión y chimenea
 - Disminución de riesgos y tiempo asociado a la carga y descarga de catalizador
 - En contraposición requiere de una unidad de provisión de energía eléctrica y control asociado
- Eficiencia y sustentabilidad
 - Alcanza mayor conversión en forma estable
 - Menor consumo de materia prima por unidad de

hidrógeno generado

- Disminución considerable de emisiones de CO₂
- Integración con procesos de captura de CO₂ probados y disponibles (para el CO₂ de proceso)
- Factibilidad de utilización de energía eléctrica renovable (respuesta a suministro fluctuante)

En la siguiente sección se muestran resultados alcanzados que sustentan los puntos enumerados relativos a eficiencia y sustentabilidad.

6. Aplicabilidad industrial y sustentabilidad

Diversos estudios y pruebas piloto han demostrado que el reformador eléctrico puede reducir el consumo de metano hasta en un 33% y disminuir las emisiones de CO₂ a valores cercanos a cero, dependiendo de la fuente eléctrica utilizada.

El menor consumo de materia prima se logra por la posibilidad de alcanzar alta conversión (mayor al 90%, valores no alcanzados con la tecnología SMR tradicional) y en forma estable.



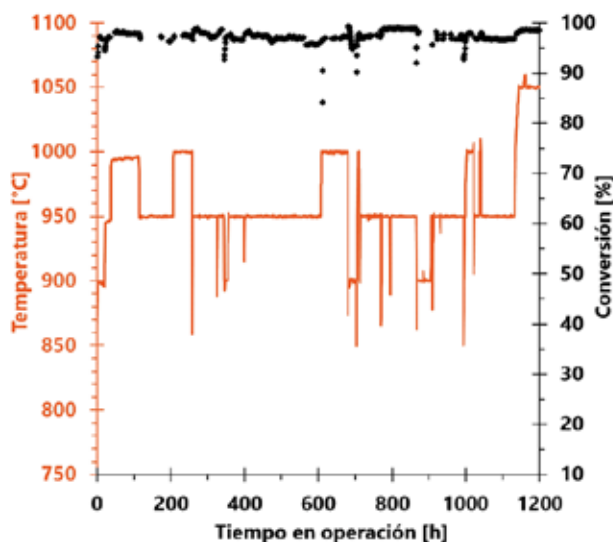


Figura 4. Datos operativos reformador eléctrico piloto a elevada temperatura y conversión en forma estable.

En la comparativa de la figura anterior se muestra esquemáticamente por mol de hidrógeno producido, la reducción de emisiones de CO₂ (por combustión) y el consumo de materia prima. En términos de intensidad de carbono, plantas modernas de producción de hidrógeno por SMR tienen una intensidad de aproximadamente 9.2 kg CO₂ emitido por kg de H₂ producido, sin captura de CO₂ y 3.6 kg CO₂ / kg H₂ con captura de CO₂ de proceso (estequiométrico). Con eREACT™ la intensidad de carbono se puede reducir a 5.7 kg CO₂ / kg H₂ sin captura de CO₂ y a menos de 0.1 kg CO₂ / kg H₂ con captura de CO₂ de proceso, excelente solución para la producción de hidrógeno azul a partir de gas natural. En resumen, el consumo de materia prima se puede reducir entre un 30% y 40% y las emisiones de CO₂ más de 99% comparadas con tecnología SMR. Por otro lado, se debe tener en cuenta el consumo eléctrico necesario y procedencia, idealmente fuentes renovables, que en la actualidad están cada vez más disponibles.

Resultados similares se obtienen si se evalúa la producción de metanol, amoníaco, combustibles sintéticos, entre otros con esta tecnología.

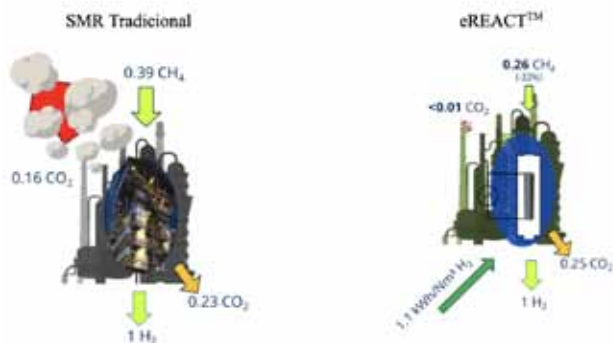


Figura 5. Comparación consumo de material prima y emisiones de CO₂ generadas (base mol) para la generación de Hidrógeno por SMR tradicional sin captura de CO₂ vs reformador eléctrico.

La electrificación del reformador permite transformar plantas existentes de SMR en instalaciones de bajo o nulo carbono (azules o verdes), aprovechando la infraestructura actual y facilitando la transición energética. Además, la integración con CO biogénico o hidrocarburos renovables abre la puerta a la producción de químicos verdaderamente sostenibles.

Asimismo, esta nueva tecnología es perfectamente integrable con instalaciones existentes con el objetivo de incrementar la capacidad de producción de hidrógeno o gas de síntesis pero con emisiones o intensidad de carbono reducidas.

Conclusiones

La electrificación del reformador de vapor mediante la tecnología eREACT™ de Topsoe constituye un avance significativo hacia la descarbonización de la producción de hidrógeno y gas de síntesis. Las ventajas comparativas frente al proceso tradicional incluyen:

- Eliminación de emisiones de gases de combustión.
- Reducción significativa en el consumo de metano.
- Mayor eficiencia energética y flexibilidad operativa.
- Posibilidad de integración con fuentes renovables y materias primas biogénicas.

La tecnología ha demostrado su viabilidad a escala industrial y representa una solución concreta para la transición hacia una industria química más sostenible y alineada con los objetivos globales de reducción de emisiones.

Bibliografía

1. "Electrified methane reforming - A compact approach to greener industrial hydrogen production". Sebastian Wismann, Jakob Engbaek, Soren Vendelbo, Flemming Bendixen, Winnie Eriksen, Kim Aasberg-Petersen, Cathrine Frandsen, Ib Chorkendorff and Peter Mortensen. - Science 364 (6442), 756-759.
2. "Making chemistry with electricity". Kevin Van Geem, Vladimir Galvita and Guy Marin. - Science 364 (6442), 734-735.
3. "Enabling faster energy transition through eREACT™ technology". Nitesh Bansal - Energy Technology Meet 2023.





12° CONGRESO DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS

Explorando nuevas fronteras energéticas

¡VUELVE CONEXPLO!

**30 SEP
02 OCT
2026**

Mendoza
Argentina

+info: conexplo.iapg.org.ar



Identificación y mitigación de la corrosión por nucleación en hidrocarburos líquidos

Por **Osvaldo Heredia Cancino** (ENAP)

A partir de la experiencia en la Refinería Aconcagua de ENAP, se analizan las causas operativas y químicas de la corrosión por nucleación en nafta y las acciones de mitigación implementadas, incluyendo ajustes de pH e inhibidores específicos. La colaboración con Veolia permitió validar experimentalmente los mecanismos de corrosión y definir criterios de tratamiento que reducen significativamente la tasa de daño y mejoran la integridad de los sistemas.

Este trabajo fue seleccionado en el 7.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación.

Desarrollo

Contexto operacional:

CIRCUITOS DE PROCESAMIENTO DE NAFTA REFINERIA ACONCAGUA

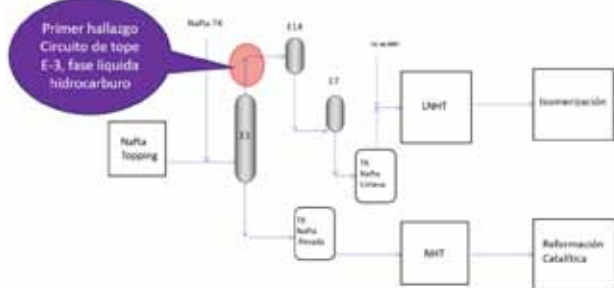


Figura n.º 1: Circuitos de Nafta Refineria Acencagua

Figura 1. Circuitos de Nafta Refinería Aconcagua.

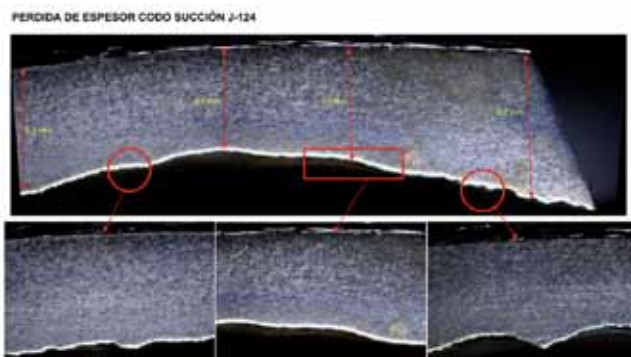
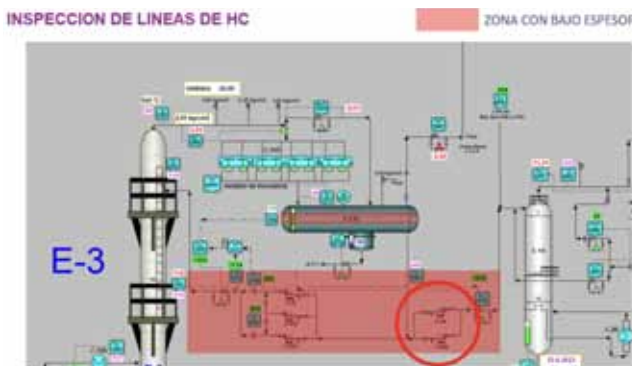


Figura 2. Inspección y medición de esperemos bomba de reflujo nafta liviana J-124.



de espesor en líneas de hidrocarburos líquidos en el circuito de tope E-3 (figura 1), sin evidencia de corrosión en el circuito de agua. Se observó un aumento en el hierro disuelto y un pH ácido en los acumuladores, lo que llevó a cuestionar si la corrosión se originaba en la fase hidrocarburo.

Se implementó un plan de acción para monitorear espesores, encintar zonas críticas y revisar circuitos como reflujo E-3, E-14, F-130 y F-143.

Análisis de variables de proceso:

Al final del año 2020 se observa un aumento en el hierro disuelto en el agua del F-130, no obstante, al medir el circuito de agua no se observan bajos espesores.



Gráfica 1. Monitoreo Hierro y pH acumulador de tope F-130.

Dado lo anterior, se plantean las siguientes interrogantes:

- Si el circuito de agua no está siendo afectado, ¿el hierro será del circuito de nafta?
- ¿Por qué hay pérdida de espesor en el circuito de nafta liviana?
- ¿cómo se produce la corrosión en esa zona de HC y no en el agua?

Adicionalmente se revisa la calidad de alimentación de gasolina de los Topping que presentaba desviación,



Gráfica 2. Consumo de Amina Neutralizante en tope Fraccionadora de Crudo



Gráfica 3. Consumo de Soda en salida de desaladores.

como son el consumo de amina en los circuitos de tope de fraccionadoras de crudo y el tratamiento de soda en la salida de los desaladores.

En la gráfica 2, se observa un aumento en el consumo de amina neutralizante y soda en la nafta liviana de Topping (área amarilla) y en la gráfica 3, se observa aumentos puntuales de consumo de soda como medida de acción para mitigar un bajo pH en los efluentes de las desaladoras y el bajo pH en los acumuladores de las torres atmosféricas

Análisis de Riesgo y Condición Sub-Estándar de Circuito de Nafta de Topping.

Evidencias:

- Aumento de hierro y pH ácido en la corriente tope
- pH ácido en drenaje de desalador

Consecuencias:

- Potencial Pérdida de Contención en los circuitos

Plan de acción inmediato DOC-ANR-2022-027:

- Encintar puntos detectados con espesor bajo retiro y los que se puedan detectar en el futuro
- Inspección periódica y en caso de detectarse espesores bajo retiro proceder a encintar
- De manera preventiva monitorear espesores de los siguientes circuitos
Reflujo E-3/Reflujo E-14 / Circuito tope T2 / F-130 / F-143
- Realizar plan para reparación definitiva del circuito
- Continuar con todas las medidas operativas definidas para el control de la corrosión por crudos ácidos (DOC-ITE-2020-004)
- Implementar medidas definidas en FMEA_001_AFRAC_Crudos ácidos

Apoyo técnico y estudios de laboratorio:

- Con apoyo de Veolia, se realizaron análisis metalográficos, microbiológicos y de especies ácidas.

	Cl	Br	SO4	Formate	Acetate	Propionate	Butyrate	pH
F-130	<1	<1	<1	<1	30	97	1021	8,3
F-142	4	<1	20	3	30	21	36	3,9
F-143	<1	<1	16	3	36	<1	<1	7,3
T-414A	9232	<1	<1	<1	1267	70	<1	7,8
F-1	14	<1	2	<1	46	36	154	6,9
F-601	21	<1	7	<1	13	13	42	6,5

Figura 5. Análisis de laboratorio especies ácidas corrientes de gases, nafta liviana, nafta pesada y aguas.

Se detectó presencia de bacterias sulfo-reductoras y se confirmó la corrosividad de la nafta por ácido acético.

En relación a la presencia de bacterias sulfo-reductoras, En 2020, fue hecho un estudio en nuestro laboratorio



Las muestras en orden F1, F130, F142 y F143

Figura 6. Efecto cambio de temperatura y nucleación de microgotas de agua.

		FONDO E-3 (J-121)	TOPE E-14 (F-143)	C-145 (F-130)	REFLUJO E-3 (J-153)	J-30	FONDO E-14	WASH WATER
		10/21/2021 0:00	10/21/2021 0:00	10/21/2021 0:00	10/21/2021 0:00	10/21/2021 0:00	10/21/2021 0:00	10/21/2021 0:00
Acetic Acid as C ₂ H ₄ O ₂	ppm	6	3.1	3.7	3	<1.0	<1.0	<1.0
Aluminum Total as Al	ppm	0.25	0.71	0.73	0.55	0.48	0.39	0.26
Calcium Hardness Total	ppm	1480	1930	1410	2050	1990	1010	2180
Calcium Total as Ca	ppm	593	771	564	820	794	405	874
Chloride as Cl	ppm	3090	3980	2890	3770	3580	2570	3740
Hardness Total as CaCO ₃	ppm	2200	2860	2120	3030	2930	1490	3220
Iron Total as Fe	ppm	154	328	41.1	32.4	23.8	9.37	0.63
Magnesium Hardness Total	ppm	718	932	705	972	943	479	1030
Magnesium Total as Mg	ppm	174	226	171	236	229	116	249
Manganese Total as Mn	ppm	10	30.3	7.45	2.94	1.86	1.56	1.05
Morpholine (MORPHO)	ppm	5.4	6.9	5	7.5	8	4.8	8
NH ₃ LAB	ppm	13.8	30.9	6.5	5.6	<0.5	11.5	33.3
Phosphorus Total as PO ₄	ppm	3.66	<1.50	<1.50	<1.50	<1.50	<1.50	<1.50
Phosphorus total as P	ppm	1.2	<0.50	<0.50	<0.50	<0.50	<0.50	<0.50
Potassium as K	ppm	11.7	11	8	12.3	11.3	5.8	12.3
Propionic Acid as C ₃ H ₄ O ₂	ppm	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0
Silica Total as SiO ₂	ppm	21.1	24.6	22	24.8	25	12.9	27.9
Silicon total as Si	ppm	9.84	11.5	10.3	11.6	11.7	6.01	13
Sodium as Na	ppm	1070	1100	842	1170	1090	554	1190
Specific Conductance at 25°C	µmhos	8930	10400	8350	10700	10300	7340	11100
Strontium Hardness	ppm	3.38	4.29	3.08	4.64	4.5	2.28	4.91
Strontium Total as Sr	ppm	2.96	3.76	2.7	4.07	3.95	2	4.3
Sulfur Total as SO ₄	ppm	1100	1030	436	586	468	230	443
Sulfur total as S	ppm	368	342	145	195	156	76.8	148
pH	-	4.3	7.2	7.1	6.5	7.2	6.6	7.4

Figura 3. Análisis de laboratorio corrientes de gases, nafta liviana, nafta pesada y aguas.

rio en Tombal sobre el tope de la E14 donde se identificó presencial de corrosión por ataque microbiológico. En abril (abril 2022), junto con él envió de muestras a Tombal, se realizaron pruebas de campo de confirmando de presencia de bacterias sulfo-reductoras en el circuito.

El resultado fue positivo para el top de la E14, agua del F143.

Resultados en abril 2022, pruebas de sulfato-reductoras:

- F1 – Negativo (8 días)
- F130 – Moderado (5 días)
- F142 – Negativo (8 días)
- F143 – Elevado (1 día)

Confirmando que los ácidos orgánicos son fuentes de alimento para las bacterias y en zonas de temperaturas de 40 a 50 °C pueden crecer por abundancia de alimento.

Finalmente en laboratorios de Veolia, se simularon condiciones de nucleación con nafta húmeda y ácidos orgánicos, observando tasas de corrosión superiores a 23 mpy. Se evaluaron inhibidores, destacando que los solubles en hidrocarburos fueron más efectivos.



Figura 6. T: Efecto cambio de temperatura y nucleación de microgotas de agua.

Figura 7. Efecto cambio de temperatura y nucleación de microgotas de agua.

Medidas de mitigación implementadas:

Se reemplazó el inhibidor por uno filmico con acción dual (fase acuosa e hidrocarburo) y se ajustó el control de pH de 5.5–6.5 a 7.5–8.5, mejorando la separación de microgotas.

Gráfica a continuación, corresponde a sensores en circuitos de descarga de HC del F-130, en el ramal de succión de las J-124's. El monitoreo de espesores mostró una reducción en la velocidad de corrosión de 2.3 mm/año (2021) a 0.15 mm/año (2024), extendiendo la vida útil estimada a más de 19 años.



Figura 7. Efecto del cambio de temperatura y nucleación de microgotas de agua.

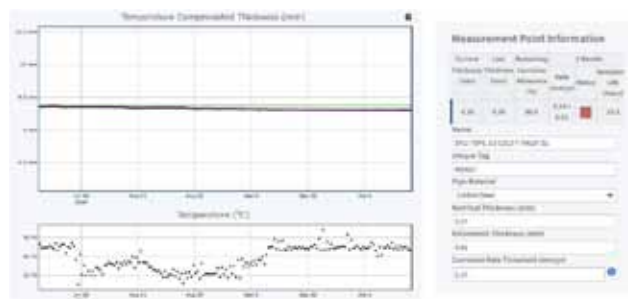


Figura 6. Efecto cambio de temperatura y nucleación de microgotas de agua.

Conclusiones

El monitoreo continuo de espesores, hierro disuelto y pH es clave para la detección temprana y control del fenómeno. Neutralización parcial: El aditivo neutralizante en la unidad de Topping está neutralizando la fase acuosa, pero los ácidos orgánicos persisten en la fase hidrocarburo (HC).

Bacterias sulfo-reductoras: Se detecta la presencia de estas bacterias, que causan corrosión y deposición en el F143, favorecidas por el ácido butílico. Estas pueden ser mitigadas mediante aditivos químicos biocidas o control de agente ácido.

Corrosividad de la nafta: Un análisis externo confirma que la nafta es corrosiva debido al ácido acético.

Tratamiento actual: cuando la concentración supera los 30 ppm de ácido acético, se necesita un inhibidor filmico adicional para controlar la corrosión y/o utilizar un inhibidor que tenga propiedades en fase de hidrocarburo y acuosa a la vez.

Generación del Paper C2024-21232 AMPP - Veolia

Bibliografía

1. ENAP Refinería Aconcagua (2024). Identificación y mitigación de la corrosión por nucleación en hidrocarburos líquidos.
2. Adewale, M. et al. (2024). Inhibiting Nucleation Corrosion in Liquid Hydrocarbons. Veolia Water Technologies & Solutions.
3. ASTM G185-06(2020). Standard Practice for Evaluating and Qualifying Oil Field and Refinery Corrosion Inhibitors using Rotating Cylinder Electrode.
4. Bagaria, H. et al. (2023). Nucleation Corrosion in Liquid Hydrocarbons. AMPP Paper No. 19463.



Por **María Belén Brest, Juan Martín Goldsack, Martín Gravagno y Cecilia Trapani** (Raízen Argentina)

La experiencia de certificación ISCC-EU en producción de diésel renovable coprocesado aporta criterios técnicos y de gestión para implementar esquemas de operación mixta en refinerías, asegurando trazabilidad de la cadena productiva y reconocimiento de la reducción de emisiones.

Certificación ISCC para producción de diesel renovable: un hito en la industria de refinación nacional

Este trabajo fue seleccionado en el 7.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación.



Con el objetivo de avanzar en la transición energética, la refinería Raízen realizó en los años 2022 y 2023 pruebas de incorporación de materia prima renovable para Coprocesar junto con la alimentación fósil en la unidad hidrotratadora de diesel, logrando para 2024 un Coprocesamiento continuo en la unidad.

Una vez consolidado el nuevo modo de operación de Coprocesamiento, surgió el siguiente desafío del proyecto, poder comercializar estos productos dentro de un marco que asegure y demuestre la sostenibilidad en su producción. Surge entonces el objetivo de certificar dicha operación bajo el estándar ISCC (International Sustainability and Carbon Certification), reconocido y obligatorio en la Unión Europea para la comercialización de biocombustibles, pero totalmente nuevo para nuestro país en lo referente a unidades de coproceso.

En el siguiente proyecto se presentan los principales desafíos afrontados en el proceso de certificación

Desarrollo

El comienzo del Coproceso en la Refinería

La unidad definida para coprocesar en la refinería fue la hidrotratadora de Diesel. Esta unidad se encuentra operando desde 1997. Se diseñó originalmente para eliminar el azufre de una mezcla de corrientes de diesel livianos, pesados y craqueados de origen fósil, bajo una alta presión parcial de hidrógeno. El proceso consta de una sección de purificación de gas fresco, una sección de reacción y una sección de procesamiento final.

En el año 2022, se decidió comenzar con el proyecto para incorporar materia prima de origen renovable, biofeeds, lo que implicó realizar adaptaciones en la refinería, tanto para el ingreso y almacenamiento de la materia prima, como para el procesamiento de la misma en la hidrotratadora.

En conjunto entre los equipos de Refinería y Suministros&Trading, se realizó un estudio de las posibles materias primas existentes en el mercado, se definió la calidad del producto que requeríamos para su procesamiento, y se comenzó con la búsqueda de proveedores. La materia prima elegida fue el aceite de soja pretratado.

Para el almacenamiento se definió utilizar un tanque existente. En las inmediaciones del mismo se construyó un descargadero de camiones dedicado para biofeeds. Para la alimentación a la hidrotratadora se utilizó una línea dedicada.

Del lado de Ingeniería de Procesos, se realizaron pruebas piloto donde se analizó el impacto del coproceso en la unidad, se realizó una evaluación de riesgos, se definieron las medidas de mitigación necesarias y finalmente se validó un modo operativo de Coprocesamiento en la unidad.

La comercialización del Diesel Renovable

Por último, con el coproceso se sumó un nuevo producto final, el diesel renovable, el cual se produce y almacena en conjunto con el diesel fósil tradicional.

Lograr un coproceso continuo en la refinería conllevó a una producción sostenida y con escala comercial de diesel renovable. Sin embargo, la comercialización de este nuevo producto aun siendo posible, no se encuentra regulada en el mercado de combustibles local.

A nivel compañía era vital poder comercializar este producto dentro de un marco que asegure y demuestre la sostenibilidad en su producción, lo que nos llevó a dar un paso más y buscar una certificación internacional de sustentabilidad para este nuevo producto.

ISCC-EU fue el sistema de certificación elegido ya que garantiza que las materias primas renovables utilizadas para la producción de combustibles renovables sean trazables, sostenibles y que contribuyan efectivamente a la reducción de emisiones, y además permite cuantificar dicha reducción asegurando así el valor agregado del producto final.

ISCC es reconocido y obligatorio en la Unión Euro-

pea para la comercialización de biocombustibles, pero totalmente nuevo a nivel coprocesamiento en Refinerías en nuestro país.

El camino hacia la certificación

En el contexto de una refinería en nuestro país, la adopción de procesos de gestión alineados con los estándares exigidos por la certificación ISCC representó una oportunidad estratégica para comenzar a integrarnos a cadenas de valor globales orientadas a la sostenibilidad.

Implementar estos estándares no solo nos permite cumplir con los requisitos regulatorios internacionales, sino también posicionar a la refinería como un actor comprometido con la transición energética.

La certificación ISCC exige una gestión rigurosa de la trazabilidad, control de documentación, cadena de custodia y reducción de emisiones, lo cual impulsa la optimización operativa, fortalece la transparencia de nuestro proceso productivo y abre las puertas a mercados/clientes que valoran productos de origen renovable certificado.

Desarrollo de trazabilidad y cadena de custodia

La implementación de sistemas de trazabilidad y cadena de custodia es fundamental para obtener la certificación ISCC EU, ya que permite demostrar de forma transparente la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociada al coprocesamiento.

La trazabilidad asegura que se pueda rastrear el flujo de la materia prima desde su origen hasta el producto final, asignando a cada lote características específicas como el tipo de materia prima, procesamiento de la misma y emisiones asociadas. Por su parte, la cadena de custodia define cómo se gestionan las mezclas de materias primas renovables y fósiles dentro del proceso.

Trazabilidad Raízen

Para asegurar la trazabilidad en nuestro proceso productivo, necesitamos que nuestros proveedores de materia prima también se encuentren certificados por ISCC, lo que implicó la necesidad de realizar acuerdos comerciales con proveedores de materia prima que se encuentren certificados y que además cumplan con nuestros estándares de calidad de producto para su Coprocesamiento.

La evidencia de las características de sostenibilidad se transmite a lo largo de la cadena mediante Declaraciones de Sostenibilidad – DS. Estas declaraciones incluyen la cantidad de material suministrado, las emisiones asociadas y es el certificado que confirma que el proveedor está certificado bajo ISCC. Actualmente recibimos la materia prima renovable en lotes, donde cada uno de estos lotes trae asociado su DS.

Para la gestión integral del transporte y la descarga en refinería de la materia prima, se desarrolló un portal web dedicado que permite la integración de todos los actores involucrados en la operación logística. Esta herramienta digital facilita la coordinación, el seguimiento en tiempo real y la trazabilidad documental de cada entrega, asegurando eficiencia operativa y cumplimiento con los requisitos del sistema de certificación ISCC.

El transporte de materia prima desde el proveedor hasta la refinería es mediante camiones dedicados. Para ISCC, el transporte no requiere certificación, pero si es necesario contar con toda la información relevante de cada transporte para el cálculo de emisiones asociadas: distancias recorridas, volumen por camión y datos físicos de la materia prima.

Una vez que el camión se presenta en la refinería, se inicia el proceso de recepción mediante su pesaje en una balanza calibrada, lo que permite registrar el peso bruto de ingreso. Posteriormente, el camión accede a las instalaciones y descarga el contenido en el tanque de materia

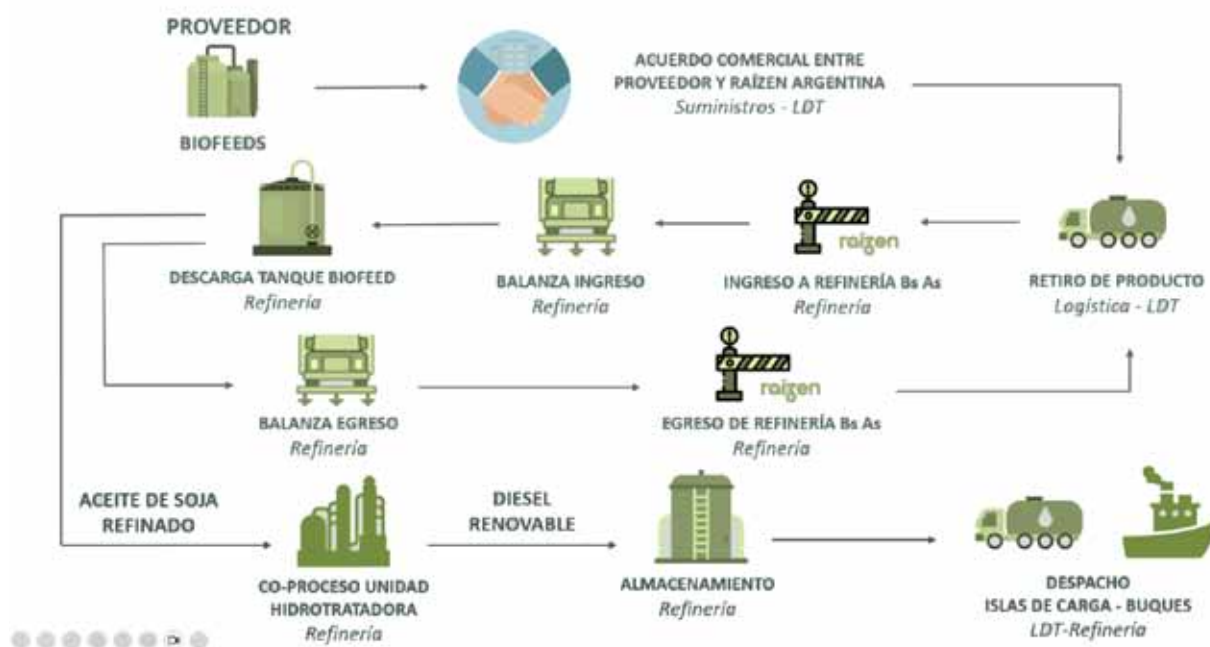


Figura 1.

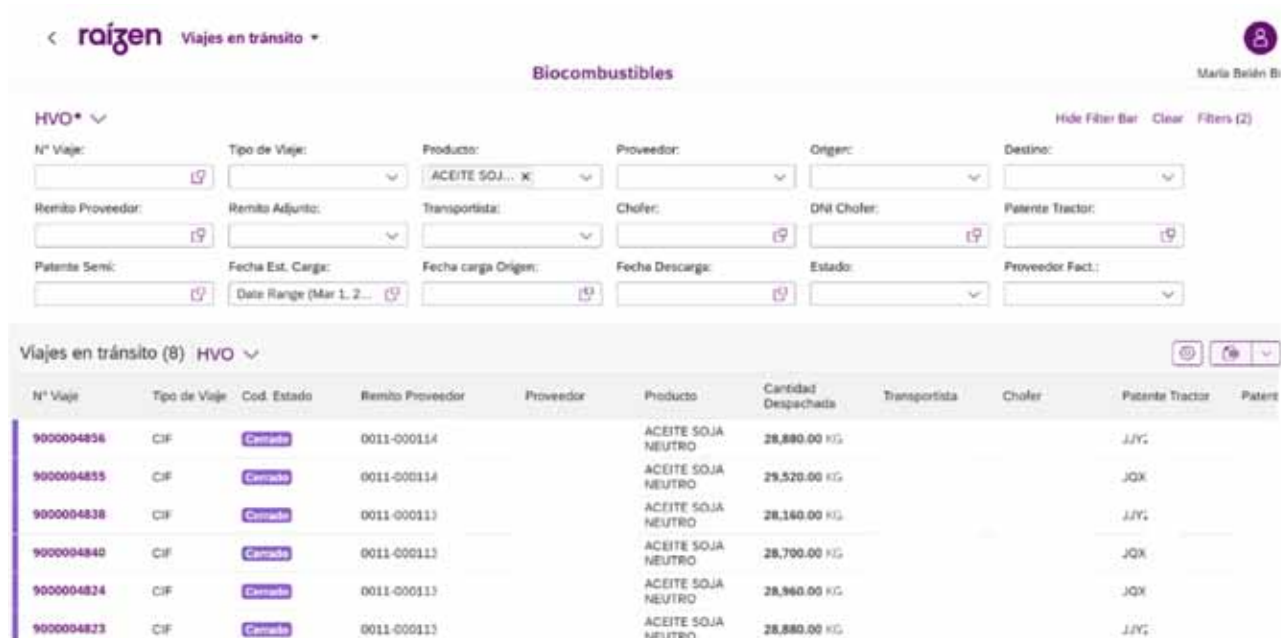


Figura 2.



Figura 3.

prima. Finalizada la descarga, el camión vuelve a pasar por la misma balanza para registrar el peso de salida. La diferencia entre ambos registros constituye el volumen neto descargado, que se utiliza como dato calibrado y trazable del ingreso de materia prima renovable a la refinería.

Luego la materia prima es coprocesada en la unidad de hidrotratamiento junto con la alimentación fósil. La producción resultante —una mezcla de diésel fósil y renovable— se almacena en tanques certificados, cumpliendo con los requisitos de trazabilidad y segregación. Aunque el producto se despacha en forma equivalente al diésel convencional desde el punto de vista físico y comercial, a nivel ISCC se genera un valor agregado mediante la emisión de créditos de diésel renovable sobre la

fracción correspondiente dentro del diésel coprocesado.

Estos créditos se formalizan a través de un certificado de sostenibilidad (Proof of Sustainability, PoS), que se emite una vez que el producto ha sido vendido bajo los términos del sistema ISCC. El PoS contiene toda la información necesaria para demostrar el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y reducción de emisiones, incluyendo el tipo y origen de la materia prima, el ahorro de emisiones de GEI, y el volumen certificado como renovable. Este mecanismo permite que el valor ambiental del producto se reconozca y se transfiera a lo largo de la cadena de suministro, incluso cuando el producto físico renovable no se comercializa de forma segregada del fósil.

Cadena de custodia Raízen

En Raízen optamos por utilizar como cadena de custodia el método de balance de masa, ya que permite la mezcla física de materiales fósiles y renovables, siempre que se presente un control documental que asegure que la cantidad de diesel renovable producido y certificado no exceda la correspondiente al procesamiento de la cantidad de materia prima sostenible introducida en el procesamiento.

El mismo se lleva en forma independiente, por coproceso y por tipo de material, sostenible y fósil. Contiene la siguiente información:

- Inventario inicial y final de material fósil y renovable
- Ingreso de material renovable
- Reporte de producción: Créditos producidos de diesel renovable. Factor de conversión utilizado (Bioyield).
- Egreso de materiales con PoS de diesel renovable.
- Créditos de un periodo a otro.

El cálculo de ahorro de GEI – donde la sustentabilidad se materializa

El cálculo del ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) es el momento en que el valor ambiental del coprocesamiento se transforma en evidencia concreta. Una vez producido el diésel renovable, este cálculo permite cuantificar con precisión el impacto positivo del proceso, demostrando cuánto se ha reducido la huella de carbono en comparación con un combustible 100% fósil, a lo largo de todo el ciclo de vida del producto. No se trata solo de un requisito técnico, es la validación que respalda la sostenibilidad del producto final. Este dato, verificado y documentado bajo los estándares ISCC EU, es clave para posteriormente emitir el certificado de sostenibilidad (PoS). En resumen, el ahorro de GEI es lo que convierte al diésel renovable en una herramienta real de descarbonización.

El punto crítico: el factor de conversión de biofeed a diesel renovable

El punto crítico para la certificación fue determinar cuánto biofeed efectivamente se estaba convirtiendo en diesel renovable.

El hidrotratamiento de aceite ocurre en etapas, donde cada una requiere distintas cantidades de H_2 . La primera etapa es la hidrogenación/saturación de los enlaces múltiples de las cadenas de ácidos grasos del triglicérido. El siguiente paso luego de la saturación del triglicérido consiste en el hidrocraqueo del mismo en una molécula de propano y tres ácidos grasos libres. Finalmente, para completar la conversión del ácido graso a hidrocarburo, la desoxigenación puede ocurrir de tres maneras distintas en función de los productos obtenidos: Hidrodesoxigenación (HDO), Descarbonilación (DCN) o Descarboxilación (DCO):

Los subproductos del hidrotratamiento son: CH_4 , C_3H_8 , CO , CO_2 y H_2O ; donde el % de cada subproducto va a depender de la reacción de desoxigenación que predomine

En el esquema de esta página presentan las distintas posibilidades.

Para cualquiera de las posibles reacciones del biofeed, la estructura molecular final del diesel renovable es análoga a las moléculas de diesel de origen fósil, por lo que no es posible determinar de forma sencilla que moléculas representan diesel renovable. Es por este motivo que el desarrollo de un método para determinar el factor de conversión de nuestra materia prima renovable en diesel, aceite de soja pretratado, fue vital para nuestro proceso de certificación.

Previo al desarrollo del método, se realizó un cálculo de rendimiento teórico como información de diseño, utilizando el perfil de ácidos grasos de nuestra materia prima, y considerando un 100% de reacción de hidrodesoxigenación (HDO); obteniendo la máxima conversión teórica posible para el biofeed analizado.

El método que optamos desarrollar fue el método de rendimiento A descrito en ISCC 203-01 – Guidance for the certification of Co-Processing. Este método establece la comparación de escenarios con alimentación 100% fósil y escenarios con Coproceso, y se analizan los resultados para poder determinar el rendimiento de la materia prima de origen renovable. Este método se utiliza como método principal de cálculo.

Posteriormente, se realizó un test run en la unidad en dos etapas, una con alimentación 100% fósil y la segunda agregando alimentación renovable, y comparan-

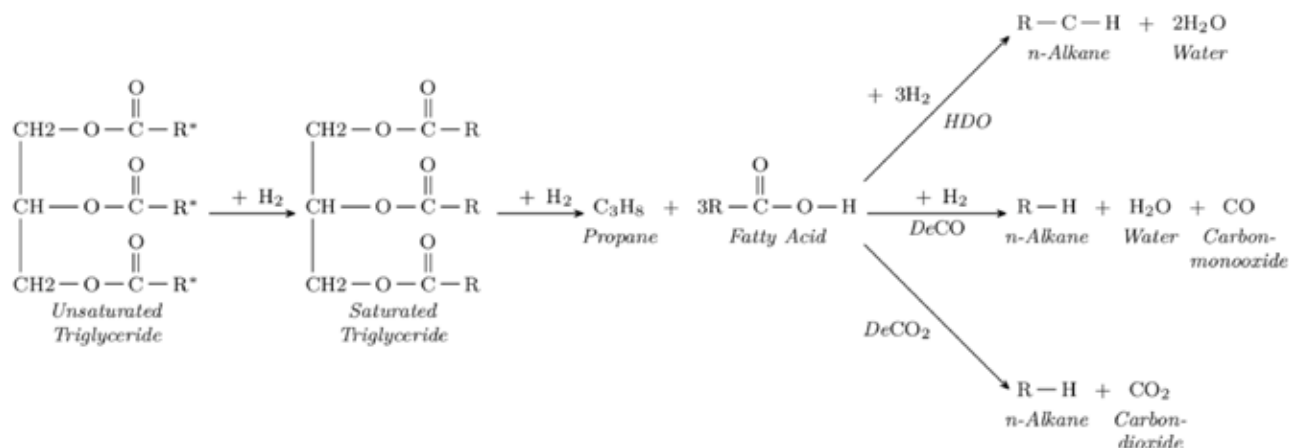


Figura 4.

Tipo de Triglicérido		PM Triglicerido [g/mol]	Composición [%]	PM Aceite de Soja [g/mol]	Molécula hidrotratada	PM molecula hidrotratada [g/mol]	Composición [%]	PM Diesel Coprocesado [g/mol]
C24:0	Lignocérico	1142	0,20%	2,28	C24H50	338	0,20%	0,676
C22:1	Erúico	1052	0,05%	0,53	C22H46	308	0,05%	0,154
C22:0	Behenioco	1058	0,40%	4,23	C22H46	310	0,40%	1,24
C20:1	Gadoleico	968	0,20%	1,94	C20H42	280	0,20%	0,56
C20:0	Araquídico	974	0,40%	3,90	C20H42	282	0,40%	1,128
C18:3	Linoléico	872	6,80%	59,30	C18H38	248	6,80%	16,864
C18:2	Linoleico	878	52,30%	459,19	C18H38	250	52,30%	130,75
C18:1	Oleico	884	23,70%	209,51	C18H38	252	23,70%	59,724
C18:0	Esteárico	890	4,40%	39,16	C18H38	254	4,40%	11,176
C17:1	Margaroleico	836	0,05%	0,42	C17H36	238	0,05%	0,119
C17:0	Margárico	848	0,10%	0,85	C17H36	240	0,10%	0,24
C16:1	Palmitoleico	800	0,10%	0,80	C16H34	224	0,10%	0,224
C16:0	Palmitico	806	11,00%	88,66	C16H34	226	11,00%	24,86
C14:0	Mirístico	722	0,10%	0,72	C14H30	198	0,10%	0,198
C12:0	Laurico	638	0,05%	0,32	C12H26	170	0,05%	0,085
TOTAL[%]			100%	871,8				247,998

Tabla 1.

do ambos casos se pudo determinar un factor de rendimiento analítico.

Se calcularon los pesos moleculares de cada triglicérido y se los multiplico por el % de composición en el aceite para determinar un peso molecular promedio de la materia prima. Lo mismo para el peso molecular Diesel Coprocesado

Se consideró un hidrotratamiento vía hidrodesoxigenación (HDO), donde:

Triglicérido (esteárico) + 12 H₂ → C₁₈H₃₈ + 3 n-C₁₈ + 6 H₂O

Y el equivalente para todos los tipos de triglicéridos. De todos los tipos obtenemos 3 moléculas paraafínicas (de cadenas de entre 12 a 24 carbonos, dependiendo del tipo)

Para definir el rendimiento [X], se lo calculó como la relación entre 3 moléculas de Diesel Coprocesado y la molécula de triglicérido, obteniendo un valor teórico de 85,34%. Luego, el restante 14,66% corresponde a la formación de subproductos

Método del rendimiento

Se realizó un test run para determinar el factor de bio-rendimiento real de la unidad hidrotratadora,

El cronograma simplificado del test run se presenta a continuación:

Paso	1	2
Nombre	Carga 100% fósil	Carga fósil + Bio
Horas	0 a 6	6 a 12
Carga fósil [%]	100%	94%
Carga Bio [%]	0%	6%

Las variables más importantes que se monitorearon en relación al cálculo del bio-rendimiento fueron las siguientes:

Variable	Instrumento
Alimentación Líquida	Caudalímetro
Alimentación Biofeed	Caudalímetro
Alimentación Gaseosa	Caudalímetro
Gas fresco a Fuel Gas	válvula de control
OffGas	Caudalímetro
Producción Diesel	Caudalímetro
Nivel tanque Biofeed	Radar
Skim Oil	Caudalímetro

Los datos de las variables de proceso indicadas arriba se extrajeron del sistema PI, el cual funciona como base de almacenamiento de la información del sistema de control distribuido DCS que contiene la información en tiempo real de las variables de proceso de la unidad.

Consideraciones generales:

- El bio-rendimiento calculado es basado en la alimentación total a la planta
- La unidad se encontraba operando en modo baja severidad (contenido de azufre en producción de 150ppm)
- Se mantuvieron constantes condiciones operativas de presión y temperatura
- Se mantuvieron constante las calidades de las alimentaciones fósiles a la unidad

Se presentan además estas variables en un esquema de la hidrotratadora de Diesel:

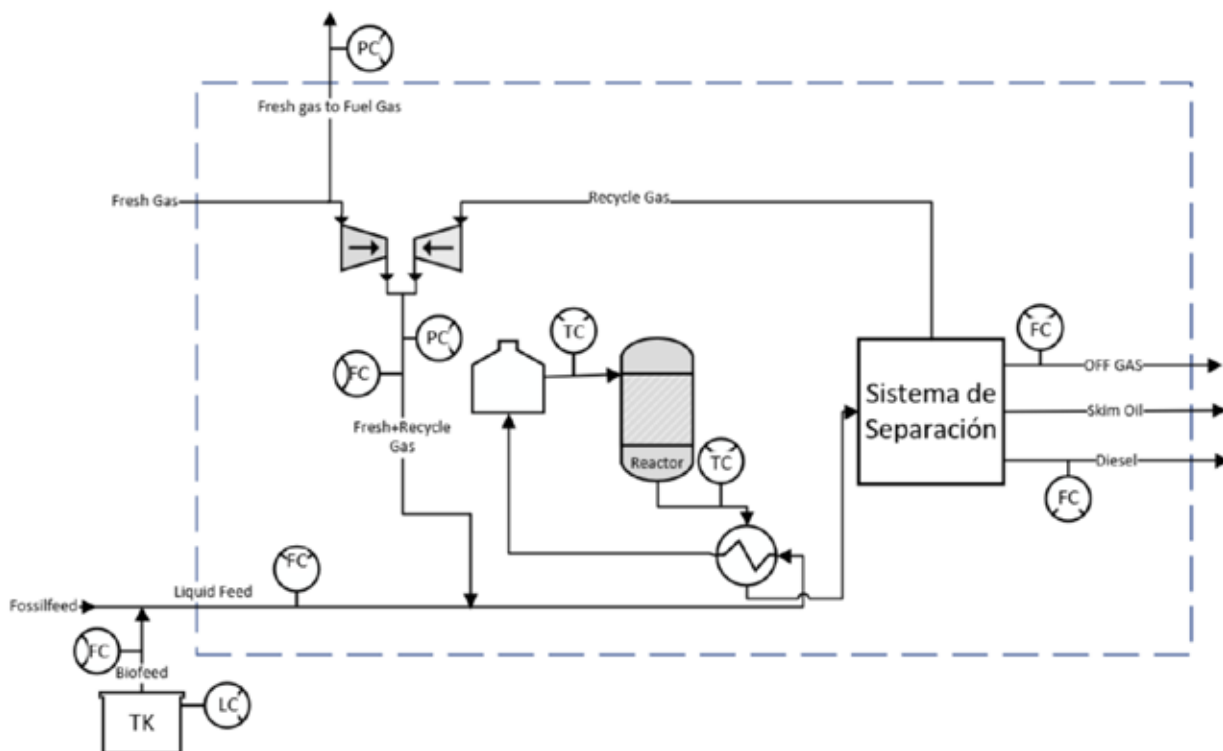


Figura 5.

Etapas 1: Carga 100% fósil

El test run comenzó estableciendo una carga 100% fósil

Se mantuvo la unidad operando estable en estas condiciones durante 8hs.

Se tomaron muestras para caracterizar analíticamente esta etapa. Se tomaron muestras de: alimentación combinada, producción Diesel, Gas Fresco y OFF Gas

Con esta etapa obtuvimos dos datos clave: el consumo de hidrógeno de la carga fósil y el rendimiento de la alimentación fósil.

El consumo neto de hidrógeno en las reacciones de hidrodesulfurización se calculó como la entrada de gas fresco a la unidad; restando el OffGas remanente que se rutea a la unidad de tratamiento de gas; estos caudales normalizados por el % en peso de hidrógeno correspondiente, obtenidos de la cromatografía gaseosa analizada.

$$1. \quad H2_{total} = FreshGas \times \% \frac{m}{m} H2 - OFFGas \times \% \frac{m}{m} H2$$

Además, podemos calcular el consumo de hidrógeno por carga fósil

$$2. \quad \frac{H2}{FossilFeed} = \frac{H2t}{FossilFeed} = \frac{tH2}{tFF}$$

El rendimiento de producción fósil se calculó como:

$$3. \quad FossilYield = \frac{FossilDiesel}{FossilFeed + H2_{total}}$$

Etapas 2: Carga fósil + Bio

Para la segunda etapa del Test run se añadió carga Bio de forma escalonada, hasta llegar a un 6% de la alimentación; reduciendo la carga fósil para mantener la carga total en la unidad

Se mantuvo la planta operando estable en estas condiciones durante 6hs.

Se realizó una nueva ronda de muestreo para caracterizar analíticamente la etapa. Se tomaron nuevamente muestras de: Alimentación combinada, Producción Diesel, Gas Fresco y OFF Gas

Con esta segunda se pudo determinar el rendimiento de la carga fósil+bio.

$$1. \quad TotalYield = \frac{TotalDiesel}{TotalFeed}$$

Además, por diferencia entre el consumo de hidrógeno de las dos etapas se pudo determinar cuánto hidrógeno del total consumido correspondía a la alimentación bio.

$$2. \quad H2_{total} = H2f + H2b$$

$$3. \quad H2f = FossilFeed \times \frac{H2}{FossilFeed}$$

De la ecuación de rendimiento fósil+bio:

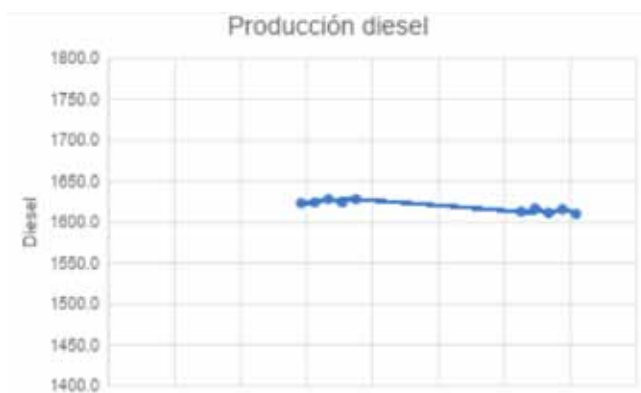
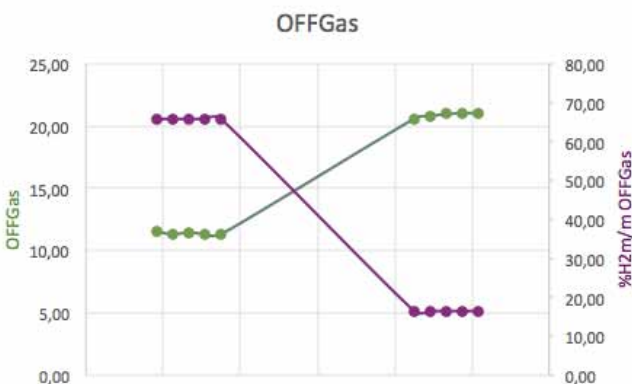
$$4. \quad TotalFeed \times TotalYield = TotalDiesel = (FossilFeed + H2f) \times FossilYield + (BioFeed + H2b) \times BioYield$$

Despejando el bio-rendimiento:

Se analizaron las variables operativas durante el test run, se tomó un promedio de dos horas estables de cada etapa y se aplicaron las ecuaciones desarrolladas, obteniendo un Bioyield de **82,6%**

Conclusiones método del rendimiento

- El resultado obtenido es coherente con los valores esperados, menor al máximo rendimiento teórico calculado
- Mayor caudal de ingreso de hidrógeno a la sección de reacción, indicador del mayor consumo de hidrógeno en el reactor para tratar el biofeed
- Mayor caudal corriente de OFFGas indicando por un lado una mayor producción de subproductos de reacción, pero con una disminución de contenido de hidrógeno (determinado a partir de las cromatografías gaseosas analizadas)
- Una pequeña disminución del caudal de producción de diesel



Calibración con C14

Para validar la conversión de biofeed, se empleó el método directo por determinación de carbono 14 a un batch de coproceso de aceite de Soja pretratado

Consideraciones generales:

- Se varió la proporción de Biofeed entre 2% y 6% teniendo como prioridad la estabilidad de la unidad
- Se mantuvieron constantes condiciones operativas de presión y temperatura
- La unidad se encontraba operando en modo baja severidad
- Se corrió la producción a un mismo tanque de diesel durante el tiempo que duró la corrida batch
- No se cambiaron calidades de alimentaciones fósiles a la unidad durante la corrida y se mantuvo la carga total a la unidad

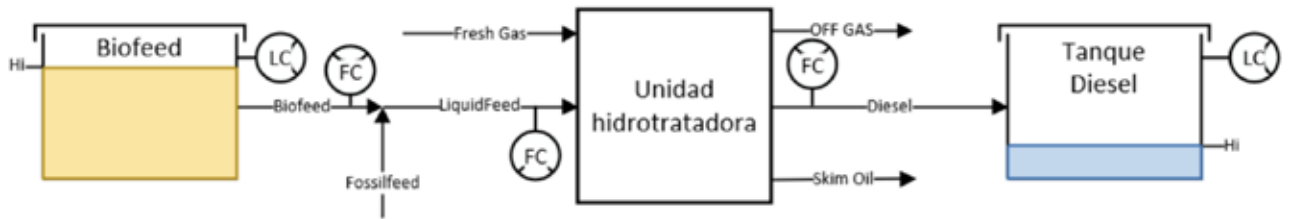


Figura 6.

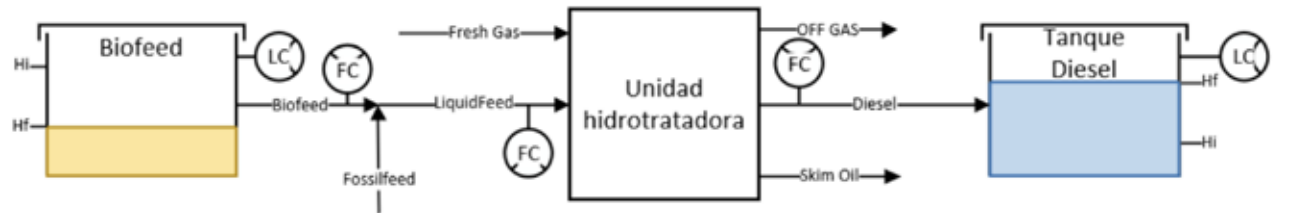


Figura 7.

Paso	1	2	3
Nombre	Carga 2,5% Bio	Carga 6% Bio	Carga 100% fósil
Carga fósil [%]	97,5%	94%	100%
Carga Bio [tn/d]	2,5%	6%	0%

Las variables más importantes que se monitorearon en relación al análisis de C14 fueron las siguientes:

Variable	Instrumento
Alimentación Líquida	Caudalímetro
Alimentación Biofeed	Caudalímetro
Producción Diesel	Caudalímetro
Nivel tanque Biofeed	Radar
Nivel tanque Diesel	Radar

Etap 1: Situación inicial, previo al coproceso Batch

- Se tomó muestra del tanque de Biofeed, y se midió su altura inicial
- El tanque de diesel al cual se iba a correr la producción tenía un fondo no bombeable, se midió su altura inicial y se tomó una muestra para analizar C14, se estimaba que podía tener algún remanente de contenido biogénico ya que se había utilizado previamente para batchs de CoProceso

Etap 2: Situación final, luego de la corrida del Batch

- Luego de finalizar la corrida Batch:
- Se midió altura final del tanque de biofeeds, para poder con los datos físicos del tanque poder medir el volumen total alimentado, coprocesado y almacenado en el tanque de diesel
- Se recirculó el tanque de diesel durante 4hs para asegurar que el producto sea homogéneo
- Se midió altura final del tanque de diesel, para determinar el diesel total Batch producido y volumen final del tanque
- Se tomó muestra del tanque de diesel para analizar contenido de C14

Análisis y resultados C14

Las muestras tomadas durante el test run, se analizaron mediante el método AMS (Accelerator Mass Spectrometry), y los resultados fueron los siguientes:

Et. Muestra	Descripción	Tipo muestra	Resultado C14 - AMS
1 Tanque biofeeds	Tanque de Biofeed	Líquida	100%
1 Tanque Diesel	Fondo no bombeable pre-batch	Líquida	0,44%
2 Tanque Diesel	Muestra final post batch	Líquida	3,02%

Luego, analizando retroactivamente, podemos definir calcular el bio-rendimiento con la siguiente formula:

$$BioYieldC14 = \frac{(DieselTotal \times 3,02\% - DieselFondo \times 0,44\%)}{Biofeed} \times 100$$

Despejando con los volúmenes calculados con las mediciones de diferencias de altura de los tanques y convirtiendo los datos a máscos:

$$BioYieldC14 = \frac{(HVO_{Total} - HVO_{Fondo})}{Biofeed} \times 100 = 83,6\%$$

Comparación de resultados

Por metodología ISCC, la discrepancia entre métodos para validar el bio-rendimiento se calcula comparando los resultados obtenidos por el método principal de cálculo con los resultados del análisis de carbono 14, que actúa como referencia. Esta comparación se expresa como una diferencia porcentual entre ambos valores

En la siguiente tabla se estima el porcentaje de diesel de origen biogénico según los rendimientos calculados por los dos métodos explicados anteriormente.

Método	Bioyield	Contenido biogénico en tanque final (%)	Diferencia resultados	Comentarios
Rendimiento	82,6%	2,99	0,03	Discrepancia <1%
C14	83,6%	3,02		



Como conclusión de estos análisis, pudimos validar un factor de bio-rendimiento de 82,6% para un Coproceso entre 2% y 6% de biofeed en la alimentación combinada.

Índice

- RBA: Refinería Buenos Aires
- Biofeed: Materia prima de origen renovable
- ISCC: International Sustainability and Carbon Certification
- Diesel renovable: Diesel obtenido a partir del procesamiento de aceite vegetal
- HVO: Hydrotrated Vegetable Oil. Equivalente a Diesel renovable, nombre utilizado principalmente en Europa
- DS: Declaración de Sustentabilidad
- PoS: Proof of Sustainability
- LDT: Negocio de Logística, Distribución y Trading
- GEI: Gases de efecto invernadero
- AMS: Accelerator Mass Spectrometry

Bibliografía

- ISCC 203-01 – Guidance for the certification of Co-Processing



Un planteo sobre cómo asegurar mejores indicadores de eficiencia y evaluar el impacto técnico y económico en la Perforación.



Desde el año 2018, en el marco del desarrollo de los estratos de *shale* en la formación Vaca Muerta, se ha implementado un esquema de perforación secuencial orientado a optimizar la utilización de los equipos de perforación.

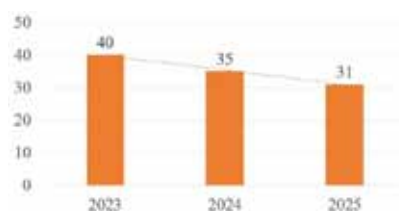
Bajo este enfoque, los tramos guía e intermedio son perforados mediante equipos de menor capacidad (*Spudder rigs*), mientras que los equipos de mayor potencia se asignan a las etapas finales, que involucran mayores profundidades y tramos horizontales extendidos.

La aplicación de esta estrategia en múltiples campañas y con distintas operadoras, hasta el año 2025, ha permitido asegurar mejores indicadores de eficiencia y evaluar el impacto técnico y económico de la incorporación de equipos *Spudder* en el desarrollo no convencional de la cuenca neuquina.

Conteo de equipos en Vaca Muerta

En julio de 2025, el conteo de equipos de perforación activos para *shale* en la cuenca neuquina alcanzó las 31 unidades, lo que representa una disminución del 11% respecto al promedio anual de 2024, cuando se registraban 35 equipos activos.

Aunque en los dos años previos se mantuvo una cantidad ligeramente superior de equipos en operación, los registros muestran un descenso promedio de al menos cuatro unidades por año entre 2023 y 2025.



Fuente: Propia

Figura 1. Conteo de equipos en No Convencional, Fm.Vaca Muerta

des por año entre 2023 y 2025.

Frente a este panorama, las operadoras han proyectado la necesidad de reactivar o incorporar nuevos equipos a la flota actualmente disponible en la Argentina. Se estima que, entre 2025 y 2026, deberían incorporarse al menos cuatro equipos de perforación adicionales, preferentemente de tipo *high-spec*, con capacidades técnicas avanzadas.

Esta demanda está directamente relacionada con los planes de incremento de producción anunciados por las principales operadoras. Según fuentes de prensa especializada se prevé un aumento del 22% en la cantidad de etapas de fractura en Vaca Muerta, pasando de 23.000 etapas en 2025 a 28.000 hacia finales de 2026.

El crecimiento proyectado de la actividad, junto con la incorporación de nuevos actores operativos

Impacto de los equipos Spudders para perforación en Fm Vaca Muerta

Por **Guillermo Figueroa** (Petreven)

en las áreas de la Fm. Vaca Muerta, refuerza la proyección de mayor demanda de equipos y consolida la tendencia hacia una expansión sostenida del desarrollo no convencional en la Cuenca Neuquina.

Cantidad de pozos perforados y proyecciones

La producción en Vaca Muerta continúa batiendo récords y se consolida como el principal motor energético de la Argentina, alcanzando en agosto de 2025 una producción superior a 500.000 barriles de crudo por día. Con una participación cercana al 64% de la producción nacional, que totalizó 821.851 barriles diarios, la Cuenca Neuquina superó todos los registros históricos de producción petrolera en el país desde 1998.

Las proyecciones indican que, para finales de 2026, Vaca Muerta podría alcanzar una producción de 750.000 barriles por día, consolidando su posición como uno de los principales desarrollos no convencionales del continente.

Como ocurre en los yacimientos de *shale*, la única forma de mantener un crecimiento sostenido es mediante la perforación continua de nuevos pozos y la intensificación de las operaciones de fractura hidráulica, que

permiten ampliar el drenaje efectivo de la Formación.

En agosto de 2025, Vaca Muerta cerró con un total de 4.242 pozos de petróleo activos en la Provincia de Neuquén, lo que representa un incremento de 36 pozos respecto a julio. La eficiencia en las operaciones de perforación y fractura ha sido determinante en este crecimiento, ya que, pese a la necesidad de incorporar más equipos de perforación, la prioridad sigue siendo optimizar los procesos de construcción y puesta en producción de pozos.

De acuerdo con las proyecciones actuales, será necesario mantener cerca de 5.000 pozos activos para fines de 2026 a fin de cumplir con las metas de producción. Considerando los planes operativos para ese año, se requeriría perforar al menos 550 pozos nuevos, con un diseño típico de tramos laterales de entre 2,5 y 3,0 km y 40 a 60 etapas de fractura por pozo [1].

Ya se han registrado casos de pozos récord, con tramos horizontales de hasta 5 km y profundidades medidas finales de 8 km. Estos proyectos implican una mayor cantidad de etapas de fractura y una duración operativa más extensa, además de exigir equipos de perforación de alta capacidad, no disponibles en toda la flota actual de la Cuenca Neuquina.

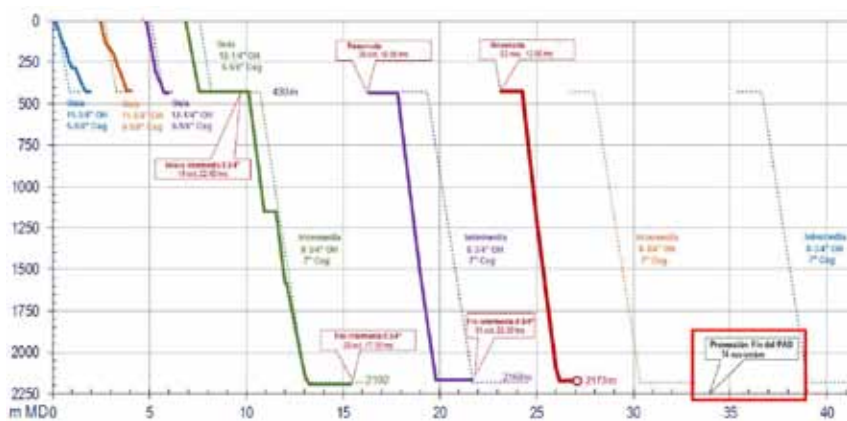
En promedio, los mejores desempeños operativos permiten perforar pozos regulares en 21 días, sumando unos 5 días adicionales por movilizaciones entre locaciones. Esto significa que cada equipo puede perforar aproximadamente 14 pozos por año.

Con estas cifras, para alcanzar los objetivos de producción proyectados, sería necesaria una flota activa de al menos 40 equipos de perforación en 2026, lo que representa un incremento de casi 30% respecto al número actual de equipos operativos en la región.

Profundidad y programa de pozos en Vaca Muerta

A medida que la industria ha ganado experiencia y se han incorporado controles más precisos en el seguimiento de los parámetros de perforación, junto con el uso de equipos *High Spec*, los pozos en Vaca Muerta han alcanzado profundidades medidas máximas de hasta 8.000 m, con ramas horizontales que varían entre 4,5 y 5,0 kilóm. Estos valores corresponden a casos excepcionales, que implican altos niveles de riesgo y complejidad operativa.

El programa de perforación más común considera pozos con profundidades medidas de hasta 6.000 m, incluyendo ramas laterales de entre



Fuente: Petreven

Figura 2. Curvas de avance inicial de guías e intermedias con equipo de 500 HP

2,5 y 3 km. Cada pozo se perfora en tres secciones principales:

- Guía: tramo inicial de entre 450 y 800 m, perforado con trépano de 12 1/4" y revestido con tubería de 9%.
- Intermedia: desde los 2.100 hasta los 2.300 m, con diám de 8 1/2" u 8 3/4", y revestida con 7%.
- Producción: alcanza profundidades de entre 6.000 y 8.000 m, perforada con trépano de 6 3/4" y revestida con tubería de 5".

La perforación de un pozo tipo, utilizando equipos de 1.500 HP nominales en el gancho y bombas de lodo de 1.600 HP a 7.500 psi, se completa en aproximadamente:

- 1 a 2 días para la guía,
- 4 a 5 días para la intermedia, y
- 14 a 16 días para la etapa de producción.

Una estrategia operativa eficiente consiste en concentrar los equipos de mayor potencia en la etapa final

de perforación, mientras que los tramos guía e intermedio podrían ser ejecutados con equipos de menor capacidad. Esta optimización permitiría incrementar la productividad anual de 14 a 18 pozos por equipo, garantizando el cumplimiento de los planes de producción proyectados, sin necesidad de ampliar la flota actual de equipos *High Spec*.

Programa de etapas para equipo Spudder

Un equipo *Spudder* es una unidad de perforación ligera utilizada para abrir los tramos superficiales de múltiples pozos dentro de una misma campaña. Su principal ventaja radica en su menor tamaño y mayor movilidad, lo que permite reducir los tiempos de movilización y armado entre locaciones.

Esta estrategia ofrece un ahorro operativo, al liberar a los equipos de mayor potencia (*High Spec*) de las primeras fases de perforación, caracterizadas por un menor reque-

rimento de torque y potencia, pero alto consumo logístico y de tiempo.

De acuerdo con el programa de pozos previamente descrito, un equipo *Spudder* puede perforar hasta 20 pozos guía y sus secciones intermedias en el transcurso de una campaña de aproximadamente de cuatro a cinco meses.

Iniciar las operaciones uno o dos meses antes del ingreso del equipo principal de perforación permite al *Spudder* mantener una secuencia adelantada, optimizando el cronograma general de la campaña y asegurando una continuidad operacional fluida para los equipos de mayor capacidad.

Resultado de una campaña con equipo Spudder

Considerando el resultado de una campaña regular para un equipo 500 HP y bombas de lodo de 1.000 HP, sin *skidding* o *walking* pero configurado para transportar de forma eficiente en locaciones *multipad* de 4 pozos. Se consiguieron de arranque los siguientes resultados. Que son claramente mejorables conforme se consolida el aprendizaje del personal.

Perforación de guía con casing drilling 9 5/8" a 450 m

Se perforan todas las guías con lodo base agua. El lodo se transfiere desde la bodega con bombas sumergibles hasta el colector de las zarandas primarias. Se configuran las bombas con camisas de 6 1/2" para una presión máxima de 3.060 Psi. Para la perforación con *casing drilling* se utiliza una reducción para el *casing* de 9 5/8" con rosca TXP (Pin) x NC 50 (Box).

- Parámetros finales durante la perforación de las guías
- Perforación final de las guías entre 425-450 m
- Peso al gancho 28 Ton
- Peso al trepapo 10 Ton
- Presión de trabajo 340-600 PSI
- Caudal 450-470 gpm
- Top Drive (rpm) 100-110
- Torque 5500-7800 lb.ft
- ROP 18-32 m/h
- Peso lodo 1.060 kg/l

Tiempos de perforación

- Guía #1 = 41,0 horas
- Guía #2 = 32,5 horas
- Guía #3 = 23,0 horas
- Guía #4 = 17,0 horas





Figura 3. Circuito y colector de lodo para equipo de 1000 HP con skidding

Perforación de tramo intermedio con tubería de 4", a 2.200 m

Al final de la cuarta guía, se hace limpieza de los tanques y conversión de lodo a emulsión inversa. Se corre un revestimiento de 7" y las bombas se configuran con camisas de 6" con presión máxima de 3582 Psi.

Parám final perforación

- Perforación final de las guías 2170-2200 m
- Peso al gancho 65 Ton
- Peso al trepano 8-9 Ton
- Presión de trabajo 2750-3100 PSI
- Caudal 550-600 gpm
- Top Drive (Rpm) 80-100
- Torque 9600-10400 lb.ft
- ROP 45-60 m/h
- Peso lodo 1.060 kg/lit

Tiempos de Perforación

- Intermedia #1 = 76,75 horas
- Intermedia #2 = 46,75 horas
- Intermedia #3 = 46,50 horas
- Intermedia #3 = 46,00 horas

Tiempos para corrida de revestimiento

- Intermedia #1 = 15,15 horas
- Intermedia #2 = 15,00 horas
- Intermedia #3 = 14,75 horas
- Intermedia #4 = 15,00 horas

El tiempo final en este Pad con cuatro pozos fue de 34 días. Tiempos que fueron claramente mejorando desde el inicio de la operación de un pozo a otro. Con casi 60% menos horas de perforación entre la guía #1 y la #4 y 40% en horas de perforación en las intermedias. Sumando las opciones de *skidding* o *walking* que ofrecen una sustancial mejora en los tiempos

de movimiento del equipo entre un pozo y otro, dentro de la misma locación. Logrando en el caso de equipos de 1.000 HP con *skidding* moverlo en sólo 12 horas para perforar las guías siguientes y 16hs para mover entre intermedias por el tiempo para conectar y probar la BOP.

En programas de pozo similares para un equipo de 1.000 HP con *skidding* se lograron mejores resultados tanto en la velocidad de avance, como en el tiempo de entubación, así como visto en el movimiento del equipo.

Perforación de guía con casing drilling 9 5/8" a 700 m

Se perforan todas las guías con lodo base agua. Se succiona el lodo desde la bodega con bombas sumergibles y enviando por ductos al colector de las zarandas primarias. Para la perforación con *casing drilling* se utiliza un CRT comercial.

Parámetros finales durante la perforación de las guías

- Perforación final de las guías 700 m
- ROP 45 m/h

Tiempos de Perforación

- Guía = 15,25 horas

Perforación de tramo intermedio con tubería de 5", a 2.300 m

Se hace conversión de lodo a emulsión inversa. Se corre un revestimiento de 7", 26 lb/ft. Parámetro final de perforación

- Perforación final de las guías 2.170-2.200 m
- ROP 93 m/h

Tiempos de Perforación

- Intermedia = 18,25 horas

Tiempos para corrida de revestimiento a 2.300 m

- Intermedia = 9 horas

Impacto de los equipos Spudder en la perforación en Vaca Muerta

La disponibilidad de equipos de perforación en Argentina, junto con la eficiencia operativa, tiene un impacto directo en los resultados de producción de petróleo en la formación Vaca Muerta y, por extensión, en el rendimiento energético nacional.

Actualmente, varios equipos *Spudder* ya se encuentran operativos en el país, y son conocidos y manejados por personal local, lo que facilita las fases de arranque, calibración y puesta a punto. Esta familiaridad reduce la necesidad de inversiones significativas en importación o capacitación externa, permitiendo sostener los planes de producción de corto plazo con los recursos disponibles.

Apostar por el uso de tecnología comprobada y talento nacional calificado no solo mejora la eficiencia del sistema, sino que también fortalece la reinversión en capital humano, contribuyendo al crecimiento sostenido del sector.

Desde el punto de vista económico, los equipos de 1.500 HP, con tarifas diarias promedio entre 40.000 y 60.000 dólares estadounidenses, pueden optimizar su rendimiento mediante el apoyo de un equipo *Spudder*. Se estima que, por cada tres equipos *High-Spec* en operación, la incorporación de un *Spudder* permite incrementar la productividad en un 28%, al pasar de 42 a 54 pozos perforados por año.

Este esquema operativo representa una sinergia costo-beneficio eficiente, ya que, con un incremento del 23% en la tarifa diaria promedio, se alcanza una mejora sustancial en el cumplimiento de las metas de producción a corto plazo, consolidando la estrategia de expansión sostenida en Vaca Muerta.

Referencias

- [1] www.rigzone.com.ar

Alteraciones del entorno y potenciales efectos sobre la fauna



en yacimientos del Norte Patagónico

Por **Diego Alfonso Rosa** (Chevron)

Las alteraciones del paisaje generadas por obras en yacimientos pueden modificar la disponibilidad de agua, alimento y refugio para la fauna del norte patagónico. El artículo analiza estos efectos potenciales y destaca la importancia de fortalecer las líneas de base y las salvaguardas ambientales en los proyectos de la industria.

A lo largo de un área en operación, la flora y la fauna presentan patrones de distribución no homogéneos. La fauna presentará un patrón relacionado con cómo se ajustan las características del terreno a sus necesidades alimentarias, de reproducción o de descanso y paso durante migraciones. Por su parte, para la distribución de la flora serán determinantes las características del suelo y la disponibilidad de agua. Es interesante analizar, de manera general, cómo podrían impactar las obras de infraestructura que se realizan en las áreas operadas sobre estas distribuciones.

Hay en la bibliografía una oportunidad de investigación sobre la afectación de paisaje por la actividad

Este trabajo fue seleccionado en el 5.º Congreso Latinoamericano y 7.º Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas

humana y cómo esta podría afectar la distribución, competencia y actividades reproductivas y servicios ecosistémicos de las especies de flora y fauna del norte patagónico.

Las obras más comunes que afectan la topografía en las áreas operadas son la construcción de caminos, ductos mayores, locaciones y superficies afectadas a baterías y oficinas. Si estas alteraciones topográficas generan alteraciones para la fauna en aspectos tales como disponibilidad de agua, alimento y refugios es un campo de investigación que contribuirá a mejorar la determinación de impactos, y la definición de salvaguardas. Si estos cambios resultan positivos o negativos, no está del todo entendido.

La sinergia de los nuevos proyectos sobre la actividad existente debe investigarse con mayor detalle con relación a los parámetros ecológicos de abundancia, riqueza y otros de dinámica poblacional y de comunidades. Ligado a este último punto, se resalta la importancia de contar con una detallada línea de base y enfatizar en la necesidad de aunar esfuerzos para el estudio de la dinámica de poblaciones y comunidades de fauna en las áreas de explotación petrolera.

Se analizan los riesgos asociados a la creación de fuentes de agua, alimento y de refugios, y cómo estos podrían afectar a la fauna promoviendo cambios en patrones de conducta o de distribución. Se establecen en consecuencia las recomendaciones a incluirse en los estudios de impacto ambiental de proyectos en el territorio de operación y las medidas de mitigación correspondientes. La identificación de estos riesgos desde las etapas tempranas de un proyecto permitirá la definición de salvaguardas para la protección de la fauna.

Las afectaciones al ambiente

El conocimiento de la fauna que se encuentra presente en el área de trabajo de las áreas operativas es de vital importancia para el establecimiento de planes de mitigación de impactos ambientales, definición de salvaguardas y generación de líneas

de base o planes de conservación. A su vez, este conocimiento aporta un gran valor para la sensibilización de empleados, contratistas y todos los que participan en el trabajo diario en un área en operación. (Rosa, 2017)

Antes de ahondar en las afectaciones de terreno que pueden tener un impacto sobre la distribución de la fauna, desarrollaré un tema que antecede todo estudio de campo: la definición y construcción de la línea de base.

La línea de base ambiental es un requerimiento necesario para la elaboración de estudios de impacto ambiental; se conforman con estudios de campo y con aportes de la bibliografía y son provistas mayormente por empresas de consultoría durante la presentación de estudios ambientales para ser presentados ante la autoridad de aplicación. Durante este proceso, es importante evitar errores que pueden ser introducidos en la documentación base de la empresa. (Rosa, 2018)

Ligado al conocimiento de la diversidad de especies presentes en el área de trabajo, tiene relevancia la distribución espacial y temporal de las especies en el yacimiento y como la actividad de obras civiles puede afectarla. Las especies no están distribuidas en forma homogénea en el yacimiento, para la fauna: tienen lugares de preferencia que se ajustan a sus necesidades alimentarias, de reproducción o de descanso y paso durante migraciones; para la flora: la calidad del suelo, la exposición al

viento y la disponibilidad de agua, son factores determinantes. Es interesante analizar, de manera general, cómo impactaría la actividad en las áreas operadas sobre estas distribuciones, entendiendo que la información disponible no es suficiente para determinar el impacto sobre estos factores. En este artículo se analiza solo y de manera general, como las obras de construcción de caminos, canteras y locaciones pueden generar ambientes que afecten la distribución de la fauna. Pretende ser este estudio un puntapié para el desarrollo de conocimiento y definición de salvaguardas.

Como se menciona en la introducción, hay en la bibliografía un gran vacío de investigación sobre cómo las especies que se favorecen con la afectación del paisaje y el aprovechamiento de la actividad humana afectan a las especies endémicas con adaptaciones más sensibles a los cambios o a la competencia.

Trabajos realizados en yacimientos de EE. UU. muestran un predominio de especies oportunistas en detrimento de las especies endémicas o más sensibles. (Fiehler, Cypher, & Saslaw, 2017) & (Bookhout, 2012) debido a la presencia de la actividad productiva en el área de estudio.

Para la Argentina, especialmente para la región norte de la Patagonia, no se encuentran estudios específicos que estudien estas interacciones de la fauna. La figura 1 sintetiza los efectos que las obras pueden tener en la creación de nuevos ambientes.



Ambiente natural

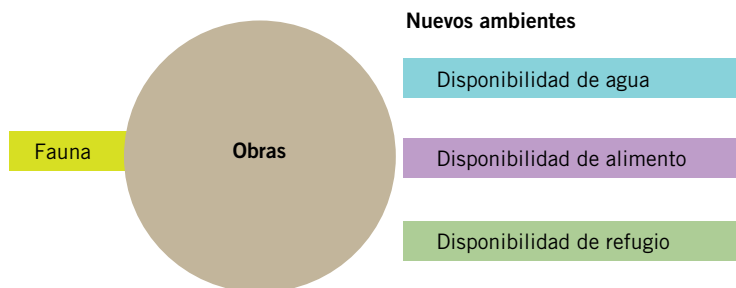


Figura 1. Interacción de la fauna con las obras y la generación de nuevas oportunidades de refugio y disponibilidad de agua o alimento.

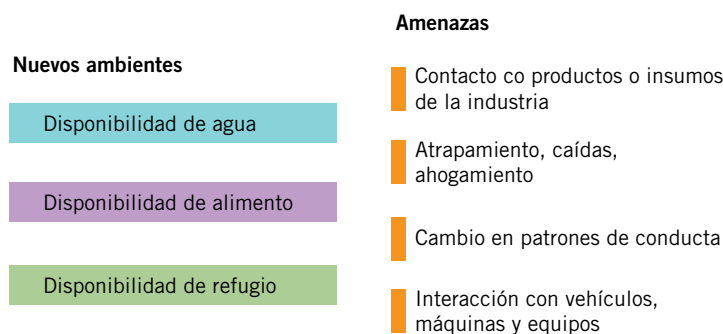


Figura 2. Riesgos asociados a la actividad y creación de nuevos ambientes

Las obras más comunes que afectan la topografía en las áreas operadas son:

- la construcción de caminos
- ductos mayores, locaciones
- superficies afectadas a baterías y oficinas.

Alteraciones topográficas y disponibilidad de agua

La construcción de caminos de acceso, locaciones, terraplenes para baterías y cualquier otra obra que requiera el uso de material de relleno desde sitios de aporte que se encuentren adyacentes a esta obra causará una modificación en el entorno inmediato. Estos sitios alterados pueden generar condiciones ambientales que antes no estaban disponibles en el paisaje y que pueden ser utilizados por la fauna en algún momento del año.

El más notable de los efectos es la acumulación de agua de lluvia y la creación de un ambiente acuático temporario donde antes no lo había.

El impacto sobre la fauna que visita estos nuevos ambientes dependerá del tiempo en que las acumulaciones de agua permanezcan y el desarrollo de bacterias, algas y la pre-

sencia de invertebrados que sustenten la alimentación de los visitantes.

En la foto 1 puede verse un grupo de patos barcinos (*Anas georgica*), en una zona de aporte de material para nivelación inundada con agua de lluvia en un yacimiento del norte patagónico. La acumulación de agua al costado del camino duró un mes y medio hasta que se evaporó completamente y no llegó a desarrollar a simple vista vegetación asociada u otras comunidades.



Foto 1. Pato maicero (*Anas georgica*) en zona de préstamo de material para camino de acceso, luego de copiosa lluvia en un yacimiento del norte patagónico.

En este caso los cuerpos de agua naturales o artificiales, como ríos, embalses o lagunas, se encontraban a más de 10 km del sitio de observación. Queda por analizar el efecto de estas estadias en lugares no productivos sobre la dinámica de la población, los tiempos de reproducción y los patrones de alimentación. Si ganan o pierden competitividad, estas bandadas que bajan en zonas temporales no está determinado. El mismo fenómeno puede darse sobre estructuras operativas, como piletas de agua de fractura, piletas de repositorios y otras estructuras que acumulen agua. Si no cuentan con la protección adecuada, la interacción de la fauna con el contenido de estas estructuras podría resultar en una afectación.

El aumento de la interacción de la fauna con vehículos, productos químicos y residuos genera un riesgo de afectación no siempre contemplado en los estudios de impacto ambiental previo. La cercanía a las instalaciones hace que ante eventos de incidentes ambientales se afecten rápida y visiblemente. Aun no siendo un ambiente natural, puede generar impacto sobre la fauna.

Las alteraciones topográficas no son las únicas fuentes de agua que pueden causar estos impactos sobre poblaciones de fauna local. Los tanques de almacenamiento de agua de incendio, los puntos de carga de agua para riego de caminos e incluso las canillas o puntos de riego internos de las oficinas de los yacimien-



Foto 2. Martineta común (*Eudromia formosa*) buscando agua de condensación de aire acondicionado fuera de su horario normal de actividad. (Crepuscular o verpertino).



Foto 3. Zorro gris (*Lycalopex griseus*) buscando agua en charcos formados en cargadero de agua para riego de caminos.

tos son puntos de atracción en ambientes con baja disponibilidad de agua, generando riesgo con el cruce de fauna. Las fotografías 2 y 3 muestran ejemplares de fauna atraídos a fuentes de agua relacionadas con la actividad de la operación. La primera, una martineta (*Eudromia formosa*) atraída a un charco de agua formado por condensación de agua de sistemas de aire acondicionado. Estas aves de actividad crepuscular o nocturna interaccionan a plena luz del día para acceder a este recurso. En el caso de la fotografía 3, un zorro gris (*Lycalopex griseus*) en un cargadero de agua para riego.

La actividad fuera de horarios habituales de la especie puede exponer

al animal a ser depredado o ser víctima de un incidente vehicular por la actividad del yacimiento.

Disponibilidad de alimento

La presencia humana implica la generación de residuos; la forma en la que se gestionan los residuos puede provocar la atracción de fauna hacia los lugares de acopio, instalaciones, repositorios, e incluso zonas de cocina y comedores.

La afectación a la fauna por contacto con acumulaciones de residuos es conocida y bien documentada. (Coniff, 2016 & Bittel, 2016). La búsqueda de alimento de fácil obtención en las inmediaciones de las instalaciones, campamentos o comedores en las áreas operadas puede causar efectos no tenidos en cuenta en los estudios ambientales, como cambios en los patrones de conducta, cambios en los sitios de refugios, aumentando su exposición a residuos no naturales o digeribles que pueden afectar su salud y su vida.

Las instalaciones, de por sí, pueden ser utilizadas como refugios por animales. La presencia humana desalienta a los predadores a acercarse por lo que pequeños mamíferos, reptiles y anfibios pueden encontrar refugio, a la vez de alimento en las instalaciones y zonas de uso residencial. Como es el caso del Gecko de Darwin (*Homonota darwinii*) fotografiado residiendo bajo una casa en un yacimiento.



Foto 4. Gecko de Darwin (*Homonota darwinii*) buscando refugio y alimento en zona de campamento de un yacimiento en el norte neuquino.



observados en caminos, canteras y sitios de aporte de materiales.

Riesgos asociados a las operaciones

Riesgo de contacto con productos o insumos: Los sitios de aporte dentro de las áreas operadas son susceptibles de ser afectados durante incidentes ambientales. La presencia de fauna en estos sitios potencia entonces el impacto de un incidente ambiental. El contacto de la fauna con una pérdida de contención de producto o insumo cambia la dimensión del incidente y las me-

Foto 5. Atajacaminos Ñanarca alimentándose de insectos atraídos por las luminarias

No solo los residuos, o los restos de comida pueden atraer a la fauna a las instalaciones. La presencia de las luminarias, que atraen insectos y pequeños vertebrados a ellas durante las noches de primavera se convierten en atractores para muchos animales que encuentran su alimento en altas densidades en cercanías de estas. Se han reportado murciélagos alimentándose de las nubes de insectos que son atraídos por las luces. Así como también aves nocturnas como el atajacaminos Ñanarca (*Systellura longirostris*).

Disponibilidad de refugios

La actividad humana en las áreas en operación podría generar un disturbio para el desplazamiento de la fauna. Los dos puntos anteriores generan atractores para determinadas especies animales que, además, pueden hacer refugio en las inmediaciones o incluso en las instalaciones del yacimiento. Adaptarse a la presencia humana podría implicar una ventaja para estas especies, que cuentan con agua, con alimento y actividades que mantienen a depredadores fuera de su rango.

La infraestructura no es la única alteración en el entorno que brinda la posibilidad de conseguir refugio a la fauna. Las alteraciones topográficas también son utilizadas por algunas especies debido a la protección a factores climáticos que puedan brindarle. Nidificación y zonas de descanso o abrigo del viento han sido



Foto 6. Lechucita vizcachera (*Athene cunicularia*) bajo tinglado de depósito residuos. Yacimiento



Foto 7. Golondrina negra (*Progne modesta*) anidando en estructuras de yacimiento en el norte de la Patagonia.



Foto 8. Nidificación inusual de Lechucita vizcachera (*Athene cunicularia*) sobre la pared de corte de apertura de camino en el norte de la Patagonia.

didadas de acción para contrarrestar su efecto.

Riesgo de atrapamiento, caída o ahogamiento: Las afectaciones topográficas pueden generar riesgo de atrapamiento de animales. Aunque no es el objetivo de este reporte, el ganado de los superficiarios también puede quedar expuesto al riesgo de atrapamiento en sitios de aporte de material o en instalaciones no protegidas.

Los animales que ingresan a estos sitios sin protección pueden quedar sin medios para salir, ya sea porque el fondo lodoso los atrapa o bien por el escarpado de los bordes. En zonas alejadas donde no hay personal que observe estos atrapamientos, puede significar la muerte de los animales por agotamiento, inanición o ahogamiento en caso de presencia de agua.

Un aspecto para tener en cuenta en este punto es que un operativo de salvataje de un vertebrado de porte mediano a grande sea fauna autócto-

na o ganado no es una tarea fácil. Se debe contar con ayuda de gente capacitada para no lastimar al animal. Dependiendo del tiempo de atrapamiento y la condición del animal, podría requerir atención veterinaria.

Riesgo de afectación de patrones de conducta: La distribución espacial de determinados animales se ve afectada por la densidad de instalaciones productivas. Algunos estudios demuestran que la densidad de pozos afecta el éxito de nidificación de algunas especies de aves y los patrones de desplazamiento de otros debido a las interacciones de depredación y a la presencia humana permanente. (Bookhout, 2012) Se recomienda agregar a los estudios de base ambiental, estudios de poblaciones de vertebrados para entender el impacto de estas actividades.

Las conductas naturales pueden verse afectadas por la disponibilidad de alimento y refugios.

Riesgo de incidentes vehiculares o en instalaciones con la fauna:

Los caminos de acceso a las áreas en operación son de cruce obligado para la fauna. Más allá de que la mayor actividad de fauna sea vespertina o nocturna, especies como la Tortuga terrestre argentina (*Chelonoidis chilensis*); Lagarto overo (*Salvator merinae*) y lagarto colorado (*Salvator rufescens*), todos estos con distribución hacia la provincia de Rio Negro y la Mara (*Dolichotis patagonum*), Zorro gris (*Lycalopex gymnocercus*); Choique (*Rhea pennata*), Peludo (*Chaetophractus villosus*), Piche (*Zaedyus pichi*) y Guanaco (*Lama guanicoe*) entre muchos otros vertebrados han sido reportados en horarios diurnos en yacimientos patagónicos sobre los caminos principales y sobre caminos de acceso a pozos.

Existe riesgo de incidentes en instalaciones eléctricas por electrocución de aves en busca de sitios de anidamiento, causando no solamente afectación al animal, sino también pérdida de producción por daño a las instalaciones.

Salvaguardas y recomendaciones

1. Las secciones de descripción del ambiente en los Informes ambientales requieren exhaustiva revisión por parte de los equipos del Departamento Ambiental de las empresas y deben estar respaldadas con observaciones de campo y profesionales con conocimiento del tema.
2. El aporte de la empresa en la colección de datos para generar líneas de base propias se torna importante. Fundamentalmente porque el EIA es una declaración jurada y es de carácter público.



Foto 9. Fauna en cruce de caminos: Guanaco, Zorro gris y Mara en caminos de acceso a yacimientos.



3. La línea de base debe nutrirse permanentemente de las observaciones realizadas y debe estar actualizada a las últimas clasificaciones taxonómicas. Las especies amenazadas o en peligro de extinción deben estar identificadas.
4. Incluir en los estudios de impacto ambiental el efecto de los sitios de aporte de materiales sobre los patrones de conducta de fauna en base a los criterios citados. Hay que considerar que los sitios de aporte deben estar aprobados por la autoridad de aplicación y contar con su respectivo estudio ambiental.
5. Relevar las alteraciones de paisaje producto de la actividad de exploración y producción desde el inicio de la actividad del yacimiento.
6. Minimizar las afectaciones de superficie en las inmediaciones de las locaciones o baterías generando los drenajes necesarios para evitar la acumulación de agua de lluvia.
7. Gestionar en contenedores cerrados y dentro de repositorios cercados los residuos sólidos para evitar la atracción de fauna.
8. Minimizar los posibles sitios de creación de refugios durante el diseño de las instalaciones.
9. Concientizar al personal de la empresa y contratistas sobre la presencia de fauna y sobre la importancia de su conservación.

Conclusiones

Las alteraciones sobre el entorno producidas por las obras civiles en los yacimientos de la industria del petróleo y del gas, que generen refu-

gio, fuente agua o alimento para la fauna deben incluirse dentro de las consideraciones de los estudios de impacto ambiental y minimizarse lo más posible. El cambio de patrón de conducta de la fauna por la presencia de alimento, agua o refugio podría implicar un riesgo para su supervivencia y es un aspecto para estudiar en mayor profundidad. Si el animal presenta además peligros intrínsecos, como defensa de territorio, ser depredador o ponzoñoso, también puede significar un riesgo para los trabajadores del yacimiento, para los ocupantes de puestos y para las actividades pecuarias de estos últimos.

Las alteraciones de terreno, como sitios de extracción de áridos, taludes o repositorios deben ser monitoreadas y evaluadas desde el punto de vista de posibles afectaciones a la fauna, considerando que estos nuevos ambientes serán explorados y explotados por la fauna presente en el área.

Aun cuando la provisión de refugios, la disponibilidad de agua y el desarrollo de condiciones temporales por acumulación de agua de lluvia parezca beneficioso para la fauna, no debería considerarse ninguna de estas afectaciones como impacto positivo durante las evaluaciones de impacto ambiental de los proyectos. La generación de nuevos ambientes debe ser evaluada con mayor profundidad antes de hacer este tipo de afirmaciones.

La sinergia de los nuevos proyectos sobre la actividad existente debe investigarse con mayor detalle a nivel del yacimiento en relación con los parámetros ecológicos de abundancia, riqueza y otros de dinámica poblacional y de comunidades. Esto

abre muchas líneas de trabajo de investigación que pueden ser encarados por las empresas. No hay suficientes datos de parámetros ecológicos ligados a la actividad en áreas operadas.

Ligado a este último se hace hincapié en la importancia de contar con una detallada línea de base y enfatizar en la necesidad de aunar esfuerzos para el estudio de la dinámica de poblaciones y comunidades de fauna en las áreas de explotación petrolera.

Bibliografía

- Bittel, J. (2016). *The Lure of Landfills: How Garbage Changes Animal Behavior*. (N. R. Council, Ed.)
- Bookhout, T. A. (August de 2012). *Impacts of crude oil and natural gas developments on wildlife and wildlife habitat in the Rocky Mountain Region*. (Wildlife.org, Ed.)
- Coniff, R. (06 de Enero de 2016). *Unnatural Balance: How Food Waste Impacts World's Wildlife*. (Y. E. 360, Ed.)
- Fiehler, C. M., Cypher, B., & Saslaw, L. (Enero de 2017). *Effects of oil and gas development on vertebrate community in the southern San Joaquin Valley, California*. (G. E. Conservation, Ed.)
- Rosa, D. A. (01 de Noviembre de 2017). *Informes ambientales: La observación de fauna como aporte permanente a la línea de base del yacimiento*. (LinkedIn, Ed.)
- Rosa, D. A. (15 de Enero de 2018). *Fauna de los Yacimientos del Norte de Rio Negro y Neuquén*. (LinkedIn, Ed.) Argentina.

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



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUIMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



www.shaleenargentina.org.ar

El sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como *shale gas* y *shale oil*.

Pensada como herramienta útil para toda la comunidad, especializada o no, que quiera conocer con mayor profundidad lo relativo a estos reservorios y al *fracking* o estimulación hidráulica, así como los aspectos que generan mayores cuestionamientos: el uso del agua, la protección de los acuíferos, el uso de químicos, etcétera.

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

¡Y además, la posibilidad de consultar interactivamente a un experto sobre cualquier aspecto relacionado con el shale en la Argentina!



Congresos y jornadas

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

CURSOS

Abril

Corrosión

Protección Anticorrosiva 1

14 al 17 de abril

Instructores: Sergio Río, Carlos Delosso, Germán Mancuso

Corrosión

AMPP - Coatings Inspector Program 1 (CIP 1)

20 al 25 de abril

Instructores: José A. Padilla López-Méndez, Fredy Vidal Gómez

Mayo

Ciencia de Datos / Economía, Gestión y Toma de Decisiones

Power BI para Profesionales de Oil & Gas: KPIs, datos y tableros - STREAMING

5 al 8 de mayo

Instructor: Jeremías Dávila

Economía, Gestión y Toma de Decisiones

Introducción al Project Management O&G

13 al 15 de mayo

Instructores: Fabián Akselrad, Nicolás Polverini

Junio

Corrosión

Protección Anticorrosiva 2

1 al 5 de junio

Instructores: Eduardo Carzoglio, Carlos Flores, Pablo Cianciosi

Corrosión

Ciencia de Datos en Python para O&G - STREAMING

1 al 12 de junio. Lunes, miércoles y viernes.

Instructor: Jeremías Dávila

Ciencia de Datos / Economía, Gestión y Toma de Decisiones

Negociaciones Efectivas Aplicadas al O&G

11 al 12 de junio

Instructores: Nicolás Polverini, Martín Ponce

Economía, Gestión y Toma de Decisiones

Medición, Instrumentación y Control de Gas

25 al 26 de junio

Instructor: Daniel Brudnick

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

AMPP - Cathodic Protection Technician (CP2)

29 de junio al 3 de julio

Instructores: Héctor Albaya, Norberto Pesce

Julio

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Gestión de Integridad de Ductos

14 al 17 de julio

Instructores: Eduardo Carzoglio, Sergio Río

Agosto

Economía, Gestión y Toma de Decisiones

Manejo de Crisis en la Industria de la Energía

3 al 4 de agosto

Instructor: Eduardo Fernández

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de

Producción

Diseño y Construcción de Sistemas de Distribución de Gas

5 al 6 de agosto

Instructores: *Gustavo Califano, Patricia Carcagno*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Integridad de Ductos: Riesgos Naturales

11 al 12 de agosto

Instructores: *Martín Carnicero, Manuel Ponce*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Integridad de Ductos: Daños por Terceros

13 al 14 de agosto

Instructores: *Juan Kindsvater, Jorge Palumbo, Marcos Palacios, Sergio Martín*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Protección contra Descargas Eléctricas en Instalaciones

24 al 25 de agosto

Instructor: *Daniel Brudnick*

Introducción a la Industria

Introducción a la Industria del Petróleo

24 al 28 de agosto

Instructores: *Luis Stinco, Alberto Liendo, Fernando Tuero, Pablo Subotovsky, Rubén Caligari*

Septiembre

Corrosión / Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Revestimiento de Cañerías

1 al 4 de septiembre

Instructores: *Eduardo Carzoglio, Andrea Moneta*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Procesamiento de Gas Natural

16 al 18 de septiembre

Instructores: *Carlos Casares, Eduardo Carrone*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Estaciones de Medición y Regulación de Gas

21 al 22 de septiembre

Instructor: *Daniel Brudnick*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Introducción a la Ingeniería de Reservorios - STREAMING

21 al 25 de septiembre

Instructor: *Marcelo Chimienti*

Exploración y Reservorios

Gestión de Proyectos Complejos de Oil y Gas

23 al 25 de septiembre

Instructor: *Fabián Akselrad*

Octubre

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Operación y Limpieza de Ductos

13 al 16 de octubre

Instructores: *Sergio Río, Franco Borghetti*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Operación y Mantenimiento de los Sistemas de Distribución de Gas

26 al 27 de octubre

Instructores: *Gustavo Califano, Patricia Carcagno*

Introducción a la Industria

Introducción a la Industria del Gas

27 al 30 de octubre

Instructores: *Carlos Casares, Rubén Caligari, Beatriz Fernández, Patricia Carcagno, Eduardo Fernández*

Economía, Gestión y Toma de Decisiones

Evaluación de Proyectos

28 al 30 de octubre

Instructor: *Fernando Arilla*

Noviembre

Exploración y Reservorios

Recuperación Secundaria - STREAMING

9 al 13 de noviembre

Instructor: *Marcelo Chimienti*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Integridad de Activos Aplicado a los Sistemas de Distribución de Gas

24 al 25 de noviembre

Instructores: *Gustavo Califano, Patricia Carcagno, Eduardo Lifschitz*

Operaciones e Ingeniería de Producción

Procesamiento de Crudo

26 al 27 de noviembre

Instructores: *Carlos Casares, Eduardo Carrone*

CONGRESOS



3º Jornada sobre Gas Natural y Gas Natural Licuado

Hacia un mejor aprovechamiento del recurso

11 Noviembre



3º Jornada de Petróleo 2025

El Petróleo liderando la revolución exportadora energética del país

12 Noviembre

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Tecnología y robustez Scania para enfrentar los desafíos de vaca muerta

Con tecnología ADAS 2.0 disponible también para unidades fuera de ruta, financiamiento de Scania Credit y servicios dedicados en el yacimiento, Grupo Horizonte opera con éxito en una de las zonas más exigentes del país.

Scania entregó 30 unidades Súper y XT a Grupo Horizonte, para fortalecer las operaciones de transporte en Vaca Muerta, uno de los entornos más exigentes del país, donde predominan los caminos de ripio y condiciones de alta demanda técnica. La incorporación se realizó con el apoyo de Scania Credit y la especificación a medida de cada camión, garantizando eficiencia, seguridad y disponibilidad en terrenos extremos.

Las unidades adquiridas incluyen configuraciones XT especialmente diseñadas para operaciones fuera de ruta, lo que resulta clave en una región donde cerca del 80% de los recorridos se realizan sobre superficie no pavimentada. El 30% de la operación fue financiada mediante Scania Credit, que ofrece soluciones personalizadas, costos predecibles y respaldo integral para acompañar proyectos de alto impacto.

La elección estuvo impulsada por los avanzados sistemas ADAS 2.0, disponibles también para camiones todo terreno. Además, otro factor determinante fue la posibilidad de adaptar los camiones a cada tipo de tarea. La operación contempló potencias entre 310 y 500 hp, ejes 4x2, 6x4 y 8x4, y diferentes modelos de cabinas, optimizando el rendimiento para transporte de lodos, asistencia a pozos y maniobras pesadas en el yacimiento.

“Nuestra excelencia operativa requiere herramientas confiables y eficientes, y Scania nos permite trabajar con ese nivel de exigencia”, afirmó Javier Correa, socio

gerente y cofundador de Grupo Horizonte. La compañía hoy cuenta con 500 colaboradores y una flota de 230 vehículos, de los cuales el 60% es Scania.

Además, el Grupo fue uno de los pioneros en incorporar unidades Scania G410 6x2 a GNC destinadas a su cliente Shell. Esta decisión marcó un hito en la región y se complementa con la incorporación de tecnologías más sustentables de la línea Green Efficiency, orientadas a reducir el impacto ambiental de la operación y optimizar el consumo de combustible.

Para acompañar a las compañías que operan en entornos de alta complejidad como Vaca Muerta, Scania ofrece los CWS, talleres in situ: “buscamos que nuestros clientes cuenten con un esquema que sostenga la productividad y garantice que cada unidad opere con el máximo rendimiento en un entorno donde cada hora de disponibilidad es crítica” explicó el jefe de ventas de la sucursal Cipolletti del concesionario oficial Feadar, Carlos Vera, y agregó: “en el CWS el cliente cuenta con servicios de mantenimiento preventivo, diagnósticos y reparaciones leves; equipo de técnico, encargado y mecánico, una inversión estimada entre USD 40.000 y 50.000 en repuestos, asistencia prioritaria a las unidades nuevas y un taller operativo de 160 m² para atención integral”.

Asimismo, y en sintonía con la visión ambiental de la empresa, las conductoras también valoran la eficiencia del consumo. “Trabajo en gestión de residuos y estoy muy enfocada en reducir emisiones. Manejar camiones de bajo consumo es muy satisfactorio”, señaló Tamara Salazar, conductora de un Scania Súper de 460 hp. Hoy, 15 mujeres conducen unidades de la empresa, representando el 20% de su dotación.

KPMG reconocida por su liderazgo en inteligencia artificial

KPMG International ha logrado la certificación ISO 42001/2023, convirtiéndose así en la primera de las Big Four en recibir esta calificación enfocada en la gobernanza y control de la IA. Este reconocimiento subraya el liderazgo global de KPMG en una IA responsable, ética y confiable, y se suma al impulso de las certificaciones ISO 42001 ya obtenidas por firmas miembro de KPMG en Australia, España, India y Estados Unidos.

La norma ISO 42001, desarrollada por la Organización Internacional de Normalización, proporciona un marco integral para el diseño, desarrollo y uso de sistemas de IA. El estándar exige un sistema sólido de controles para garantizar responsabilidad y confianza, al tiem-





TGS designó un Director de Grandes Proyectos

Tgs, compañía líder de energía, decidió incorporar a Jorge Vugdelija como Director de Grandes Proyectos. Desde esta posición, liderará la ejecución y el desarrollo de los proyectos de gran envergadura que impulsan el futuro de la organización.

Jorge Vugdelija cuenta con una sólida formación y una extensa trayectoria en el sector energético regional. Es Ingeniero Electrónico por la UTN, con especializaciones en el ITBA y un Executive MBA del IAE Business School. A lo largo de su carrera, ocupó posiciones gerenciales en Pecom Energía, Petrobras Argentina y Refinor, y ejerció roles de máxima responsabilidad como CEO en Oleoductos del Valle (Oldelval) y como Executive President en Oleoductos de Crudos Pesados (OCP) en Ecuador.

po que mitiga riesgos en la implementación de IA. Es la norma internacional publicada en 2023 que establece los requisitos para implementar, mantener y mejorar un Sistema de Gestión de Inteligencia Artificial (AI Management System) en las organizaciones. Su objetivo principal es garantizar que el uso y desarrollo de sistemas de IA se realicen de manera responsable, ética y confiable, alineándose con los siguientes principios:

- Transparencia: Documentar cómo funciona la IA y sus decisiones.
- Responsabilidad: Definir roles y responsabilidades en la gestión de IA.
- Seguridad y privacidad: Proteger datos y minimizar riesgos.
- Cumplimiento normativo: Asegurar que la IA respete leyes y regulaciones.
- Gestión de riesgos: Identificar y mitigar riesgos asociados al uso de IA.

La certificación brinda a la red de KPMG la seguridad para utilizar herramientas de inteligencia artificial como KPMG Workbench y aIQ Chat, sabiendo que cumplen con estándares reconocidos internacionalmente, y refleja años de trabajo en la construcción de sistemas de IA seguros, confiables y responsables. “Este reconocimiento a KPMG es una señal clara de que la inteligencia artificial se puede hacer con responsabilidad y transparencia. Se suma a nuestro framework Trusted AI que, en esencia, son principios y prácticas para que la tecnología sume valor sin perder de vista a las personas. La certificación brinda a nuestra red mundial la seguridad para utilizar herramientas de IA, sabiendo que cumplen con estándares reconocidos internacionalmente. Y contamos con herramientas como KPMG Workbench, aIQ Chat y Clara AI, que incorporadas a los servicios de la compañía permiten agregar valor a nuestros clientes, manteniendo la confianza y calidad”, opinó Mauro Avendaño, socio de Tecnología de KPMG Argentina.



Latinoamérica acelera su adopción de automatización industrial con el impulso de operaciones locales

La expansión industrial desde los años 90 llevó a empresas globales a instalar equipos técnicos permanentes en la región. Ejemplo de ello es la estadounidense Rockwell Automation, que recientemente cumplió 30 años de presencia ininterrumpida en el país.

A medida que la automatización industrial se volvió crítica para sectores como energía, minería y bienes de consumo, los principales proveedores tecnológicos globales comenzaron a reforzar su presencia directa en América Latina. Desde mediados de los años noventa, la región pasó de ser atendida a distancia a convertirse en un mercado con operaciones locales, equipos técnicos propios y estructuras regionales de soporte.

Argentina fue uno de los países donde este cambio tomó forma. En enero de 1995, la multinacional estadounidense Rockwell Automation instaló en Buenos Aires su primera oficina en el Cono Sur, en un momento en que la automatización comenzaba a ganar protagonismo en plantas industriales de la región. La operación local se transformó con el tiempo en un punto de apoyo para la expansión hacia otros mercados latinoamericanos. “A nivel regional la automatización exige cercanía. No se trata solo de vender tecnología, sino de acompañar procesos productivos complejos”, señala Luciano Marrazzo, director regional Cono Sur de Rockwell Automation.

Con el avance de la industria regional, las filiales locales adquirieron un rol cada vez más estratégico. Las empresas del sector ampliaron su cobertura territorial, desarrollaron redes de distribución especializadas e invirtieron en capacitación técnica para sostener operaciones críticas en entornos productivos exigentes.

En el caso de Rockwell Automation, la base argentina evolucionó hacia una plataforma regional que hoy presta servicios a países como Chile, Perú, Bolivia, Uruguay y Paraguay. Parte del personal formado en el país también se integró a equipos globales, reforzando el vínculo entre las operaciones latinoamericanas y la casa matriz. “Argentina aportó experiencia técnica y talento para toda la región”, explica Marrazzo, agregando que ello permitió acompañar el crecimiento de otros mercados del Cono Sur sin replicar estructuras completas en cada país.

El fortalecimiento regional coincidió con una transformación tecnológica profunda. La automatización pasó de sistemas aislados a entornos integrados y basados en datos, habilitando mejoras en eficiencia, trazabilidad y seguridad operativa.

Desafíos y nuevas tendencias

Hoy, el sector se prepara para una nueva etapa marcada por la Inteligencia Artificial y el control autónomo. “Las decisiones que toman hoy las industrias en la región ya están pensadas para convivir con tecnologías que todavía están en desarrollo”, afirma Marrazzo. Y es que, a 30 años de su llegada a Argentina, la experiencia de Rockwell Automation refleja una tendencia más amplia

en América Latina: la consolidación de plataformas locales como base para sostener y escalar operaciones industriales en todo el continente.

De cara a los próximos años, desde la compañía observan que, en América Latina, las inversiones asociadas a industrias vinculadas a minerales críticos y gas proyectan un crecimiento superior al de otros sectores, impulsadas por su rol en la transición energética y la seguridad de abastecimiento. En ese contexto, Rockwell Automation ha organizado equipos de trabajo especializados para acompañar estos desarrollos, manteniendo al mismo tiempo la cercanía y el soporte a industrias como automotriz, alimentos y bebidas, bienes de consumo y otras áreas clave de la matriz productiva regional.

“Son industrias que requieren niveles muy altos de automatización y resiliencia operativa, muchas veces en entornos geográficamente complejos”, explica Luciano Marrazzo, y precisa que la combinación de control autónomo, análisis avanzado de datos e Inteligencia Artificial será clave para mejorar la eficiencia y reducir riesgos, desafíos que también comienzan a extenderse de manera transversal a distintos sectores industriales.

Finalmente, en la firma señalan que el desafío no será solo incorporar nuevas tecnologías, sino asegurar que las inversiones actuales permitan escalar hacia modelos más autónomos en el futuro. En ese escenario, la experiencia acumulada en mercados industriales como Argentina y el Cono Sur aparece como un activo relevante para acompañar el desarrollo de proyectos industriales en toda la región, en un contexto de transformación productiva cada vez más diversa y exigente.





Seguinos en nuestras redes



**INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS**

www.iapg.org.ar

NOVEDADES DEL IAPG

Se realizó el tercer encuentro con la Comisión de Emisiones del IAPG

Avanza el trabajo conjunto con el sector hidrocarburífero para ordenar la medición, reporte y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).



La secretaría de Ambiente y Recursos Naturales, dependiente del ministerio de Turismo, Ambiente y Recursos Naturales, a través de la Subsecretaría de Cambio Climático, realizó el tercer encuentro con la Comisión de Emisiones del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).

Durante este primer año se llevó adelante la etapa piloto que permitió construir el diagnóstico específico sobre la gestión de emisiones de cada operadora del sector.

Como resultado de este trabajo, la Provincia avanzará en la construcción del primer Inventario Provincial de GEI del sector hidrocarburífero, un insumo fundamental para la definición de las metas provinciales y sectoriales de mitigación.

En este sentido, la ministra de Turismo, Ambiente y Recursos Naturales, Leticia Esteves, destacó: “Este programa es parte de una política pública que iniciamos cuando estábamos al frente de la secretaría de Ambiente y que hoy consolidamos desde el ministerio de Turismo, Ambiente y Recursos Naturales. Es un trabajo sostenido, con reglas claras y visión de largo plazo, que articula al Estado con el sector privado para contar con información confiable, fortalecer la transparencia y avanzar hacia una gestión responsable de las emisiones. Creemos en un desarrollo que crece con planificación, diálogo y compromiso ambiental”.

Por su parte, el secretario de Ambiente y Recursos Naturales, Hipólito Salvatori, enfatizó que “las políticas ambientales sólidas se construyen sobre información precisa y métodos claros. Este Programa establece un marco ordenado para medir y reportar las emisiones, con procedimientos verificables y comparables. Es para destacar el trabajo realizado en articulación con el IAPG. De



esta manera, el Estado puede planificar mejor, el sector productivo sabe con qué reglas trabaja y la sociedad cuenta con mayor transparencia sobre cómo se gestionan los impactos ambientales”.

Por último, el subsecretario de Cambio Climático, Santiago Nogueira, señaló que “el objetivo es contar con datos comparables, metas realistas y verificables. El trabajo con la Comisión de Emisiones del IAPG nos permite alinear estándares y acelerar la implementación del programa con reglas claras para todos los actores”.

Del encuentro participó, además, el equipo de la dirección provincial de Mitigación y Transición Energética.

Actualmente se están ultimando los procedimientos de reportes de emisiones obligatorios que utilizarán las empresas a partir de 2026.

Estos reportes deberán ser verificados por terceros independientes y permitirán la definición de las líneas base de emisiones con las que las empresas elaborarán sus planes de mitigación.

Este esquema permite mejorar la trazabilidad de datos, orientar inversiones y ordenar la reducción de emisiones con estándares técnicos claros para el sector.

El Programa se enmarca en la Ley Provincial N.º 3454 y en la Resolución 258/2025 de la Secretaría de Ambiente que lo crea, estableciendo su obligatoriedad y facultando a la Subsecretaría de Cambio Climático para su ejecución, seguimiento y control.



NOVEDADES DESDE HOUSTON



Resumen del webinar: Un año después del RIGI

Principales ideas y conclusiones de una reciente sesión de IAPG Houston.

IAPG Houston fue anfitrión del webinar “Un año después del RIGI”, una sesión que resultó todo un éxito por su oportunidad, profundidad y el valor de las miradas de primera mano sobre los proyectos clave que se activaron a partir del nuevo esquema de incentivos. El encuentro funcionó como una actualización del webinar realizado el año pasado, “Ley de Bases y RIGI: lo que sabemos hasta ahora”.

Moderado por nuestro ex presidente, Joe Amador, el panel abordó la evolución de la normativa, las oportunidades que abrió y las incertidumbres que contribuyó a despejar.

Mariana Guzian, socia de Nicholson y Cano Abogados, presentó una visión clara del marco del RIGI y de su implementación definitiva. Por su parte, Marcos Pourteau y Francisco Villamil compartieron cómo la nueva regulación hizo posible los primeros proyectos de exportación de GNL de Argentina y el mayor oleoducto de exportación del país.

Un sincero agradecimiento a los tres panelistas por compartir generosamente su experiencia con la comunidad de IAPG Houston. Encuentros como este son fundamentales para nuestra misión de fortalecer la comprensión del entorno de negocios del sector energético argentino.

Si te perdiste el webinar, podés ver la grabación acá: [youtube.com/watch?time_continue=3&v=SOGHeU2eM3c&embeds_referring_euri=https%3A%2F%2Fiapg-houston.org%2F&source_ve_path=Mjg2NjQsMjg2NjY](https://www.youtube.com/watch?time_continue=3&v=SOGHeU2eM3c&embeds_referring_euri=https%3A%2F%2Fiapg-houston.org%2F&source_ve_path=Mjg2NjQsMjg2NjY)

