

PETROTECNIA

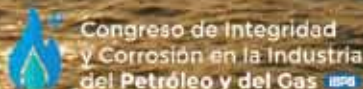
3 | 20

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 | AÑO LXI | 3 | 2020

El *offshore* en la Argentina



Media sponsor de:





ENERGÍA RESPONSABLE

#HoyMásQueSiempre

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

PAN-ENERGY.COM

Pan American
ENERGY

Energía responsable



En este número de *Petrotecnia* profundizamos en el *offshore* apostando al desarrollo firme de esa área de la industria, desde aspectos menos visitados que las noticias de urgencia, como la Ronda 2 y otros temas que fueron surgiendo.

En efecto, vamos a profundizar en el marco histórico jurídico que nos trajo hasta la presente Ronda 2. Además, citamos el resumen más completo que se ha realizado sobre nuestra plataforma continental para establecer los confines de la misma, con interesantes métodos que hoy le sirven a la industria.

Analizamos las posibilidades y las ventajas del GNL naval en nuestro país y retomamos con perspectiva histórica la relación entre la búsqueda de hidrocarburos costa afuera y la delicada y significativa cuestión de las islas Malvinas.

En otro orden, en algunas notas sondeamos en la ventaja social, económica y medioambiental de promover un programa de recambio de heladeras domésticas en la Argentina, un programa que apunta a la eficiencia energética bajada a la vida cotidiana.

Además, en nuestra serie de propuestas para la toma de decisiones, nos referimos a cómo estar preparados para actuar con agilidad en momentos de alta incertidumbre empresarial. Para ello, describimos los procesos y las metodologías más sólidas para la gestión del riesgo.

Para tener más elementos de análisis del contexto internacional, presentamos un resumen de la proyección del World Energy Outlook, con foco en “La energía mundial pospandemia”. Esta vez las proyecciones parten de los datos reales de 2019, pero el IEA estima que, al finalizar 2020, por efecto del covid-19, la demanda global de energía se habrá reducido un 5%, y las inversiones, un 18%.

Es un año diferente a todos los que hemos vivido, pero la industria avanza y, en un país que depende en un 86% de los hidrocarburos para la energía, el sector ha seguido trabajando y colaborando con la comunidad. Muchos de estos temas los ponemos de manifiesto en nuestros ciclos de conferencias a través de plataformas virtuales, en los que se abordan desde la Producción y cómo operar en tiempos complejos hasta la Exploración en sus ciclos sobre Vaca Muerta, Magmatismo y grandes temas del área, pasando por las distintas facetas de la Perforación y la Integridad.

Ya sea de manera virtual o presencial, desde el IAPG seguimos acompañando a la industria del petróleo y del gas.

¡Hasta el próximo número!





Tema de tapa

El offshore en la Argentina

Estadísticas

08 Los números del petróleo y del gas
Suplemento estadístico

Tema de tapa

10 La explotación hidrocarburífera en el Mar Argentino

Por Verónica Tito

Un repaso por el marco jurídico histórico que anticipa el desarrollo *offshore* en la Argentina.



18 El límite exterior de la Plataforma Continental Argentina y la base de datos del margen continental

Por Comisión COPLA

Este es el resumen ejecutivo del trabajo realizado por la Subcomisión para la República Argentina ante la Comisión de Límites de la Plataforma Continental (CLPC), órgano técnico que brinda certeza sobre la extensión geográfica de nuestros derechos de soberanía sobre los recursos del lecho y subsuelo en más de 1.782.000 km² de Plataforma Continental, más allá de las 200 millas marinas, que se suman a los aproximadamente 4.799.000 km² entre las líneas de base y las 200 millas marinas. Para ello se utilizaron numerosas técnicas, entre ellas, la exploración similar a la que se realiza en el *offshore* de la industria.

38 GNL Naval en la Argentina

Por Ing. Raúl E. Podetti, con la colaboración del Ing. Carlos Casares

Este artículo es un adelanto del libro *Impacto del GNL NAVAL en la Argentina* (GNL NAVAL ARG, 2020), parte de la *Colección Industria Azul*, disponible en www.industrianaval.com.ar. Se divide en dos partes: GNL Naval en Argentina y un Caso de Estudio: GNL en el NEA.

52 Búsqueda de hidrocarburos *offshore* de la Argentina y la cuestión de las islas Malvinas

Por Ing. Alejandro R. Luppi

En momentos en los que se habla de la Ronda 2 de *offshore*, un repaso por un aspecto que aborda mucho más que lo técnico.

Nota técnica

76 La agilidad de operaciones en alta incertidumbre: ¿cómo estar preparados para lo desconocido?

Por Gastón Francese (Director de Tandem Soluciones de Decisión)

En entornos de alta incertidumbre es más importante ser ágiles y flexibles que proyectar tendencias. El desafío es absorber los cambios e incorporarlos rápidamente a la operatoria del negocio.

80 ¿Es posible “generar” 750 MW de electricidad a costo cero? Plan de recambio de heladeras

Por Salvador Gil, Balbina Griffa, Adrián Gutiérrez Cabello, Agustina Ciancio (ECyT y EEn - UNSAM)

En este informe se discute la ventaja social, económica y medioambiental de promover un programa de recambio de heladeras domésticas en la Argentina. En varios estudios se muestra que un recambio de heladeras –al precio de la energía actual– generaría un ahorro a lo largo de su vida útil superior a su costo. Es un ejemplo adicional de cómo la eficiencia puede convertirse en una herramienta eficaz para mitigar la pobreza, las emisiones y para mejorar la calidad de vida de las personas.

86 La energía mundial pospandemia

Por Eugenia Stratta (Gerente de Biblioteca del IAPG)

Como cada año, realizamos un resumen de la proyección del World Energy Outlook. En esta ocasión, las proyecciones parten de los datos reales de 2019, pero IEA estima que por efecto del covid-19, al finalizar 2020, la demanda global de energía se habrá reducido en un 5% y las inversiones, un 18%.



Actividades

96 IAPG Houston: récord de becas para estudiantes argentinos en los Estados Unidos

Por Redacción de Petrotecnia

Las becas “Claudio Manzóllilo” están destinadas a alumnos de posgrados de carreras afines al sector que residen allí y hayan aprobado el ingreso a instituciones estadounidenses.

98 Congresos

La nueva realidad llevó a repensar la manera de reunirse y capacitarse hasta regresar a la llamada “nueva normalidad”, las diversas Comisiones del IAPG no son ajenas a este desafío y aprovecharon la oportunidad para realizar de manera *online* los más completos y calificados seminarios, *workshops* y jornadas como precalentamiento para los Congresos presenciales que realizaremos.

102 Novedades de la Industria

110 Novedades del IAPG

113 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

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

Miembros: Jorge Albano, Silvia Barredo, Jorge M. Buciak, Rubén Caligari, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Guisela Masarik, Vicente Serra Marchese, Gabino Velasco

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

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

Año LXI N° 3 - 2020

ISSN 0031-6598

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

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

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.

Suscripciones

Argentina: Precio anual - 4 números: \$ 2500

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

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar



Premio Apta-Rizzuto

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

Comisión Directiva 2018-2020

Titular

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

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

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

Empresa

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

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

Cargo

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

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

COMPROMETIDOS CON UNA MEJOR ENERGÍA

#MakeThingsBetter
total.com.ar

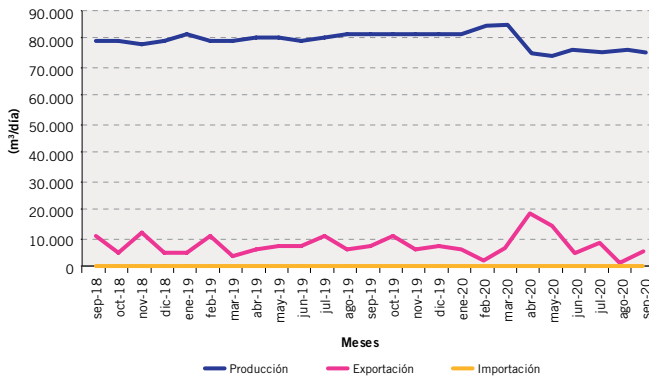


TOTAL

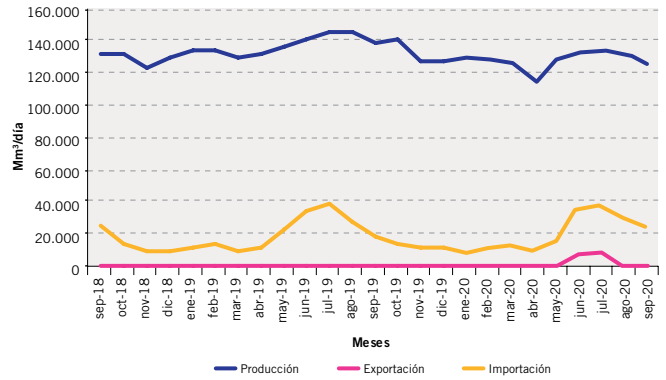
Committed to Better Energy

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

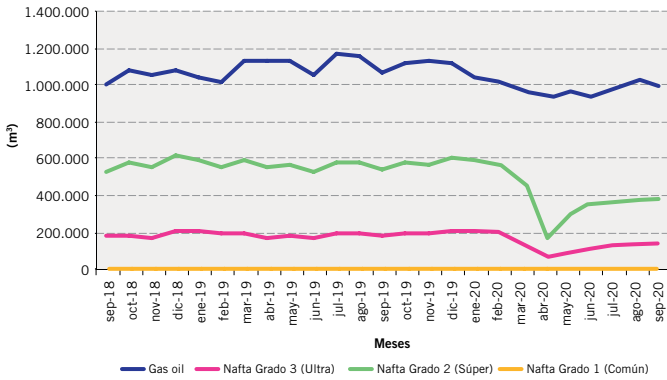
Producción de petróleo vs. importación y exportación



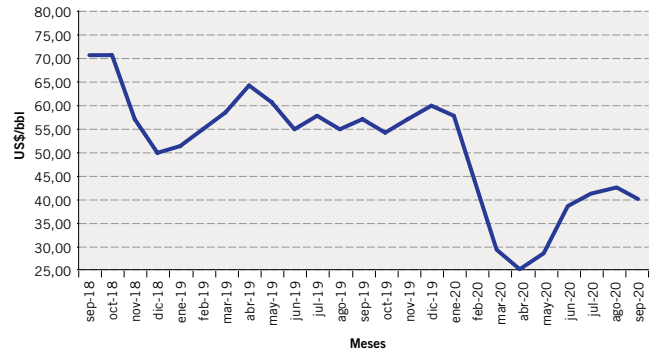
Producción de gas natural vs. importación y exportación



Ventas de los principales productos



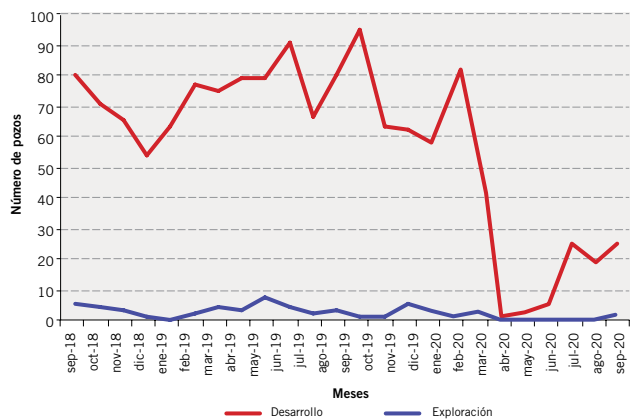
Precio del petróleo de referencia WTI

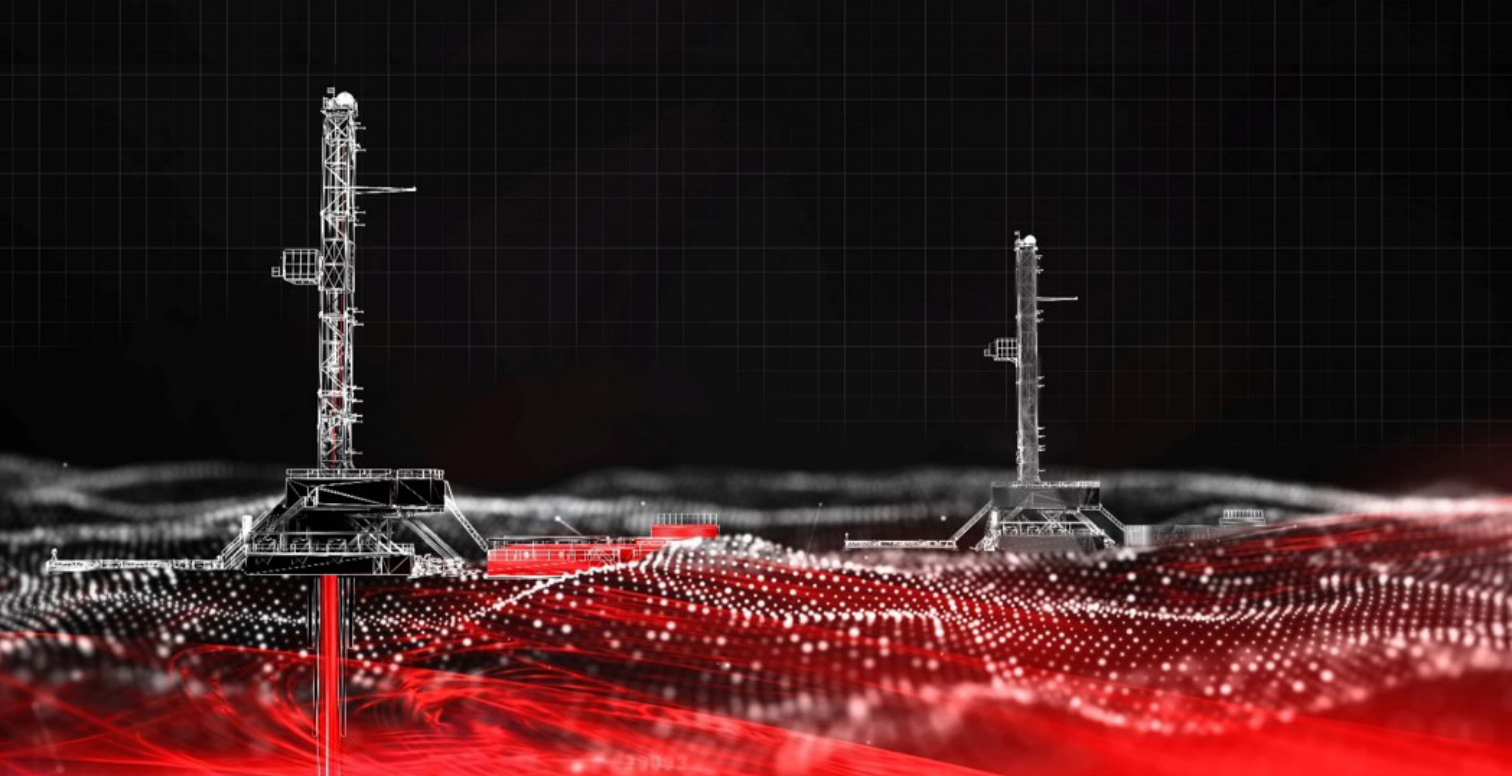


Cantidad de equipos en perforación



Pozos perforados





Soluciones de Ingeniería para el Cierre y Reactivación de Pozos

EL ENTORNO ACTUAL DE LA INDUSTRIA DEL PETROLEO Y EL GAS TIENE ENORMES DESAFÍOS, EL SERVICIO DE CIERRE Y REACTIVACION DE LA PRODUCCIÓN DE HALLIBURTON ES UNA SOLUCIÓN ESTRUCTURADA PARA CAMPOS CON PRODUCCIÓN RESTRINGIDA

INGENIERIA DE CIERRE

Minimice el costo de cerrar pozos y armonice las instalaciones de superficie en un esfuerzo por mantener la integridad del reservorio y la preservación del pozo

REACTIVACION PERSONALIZADA

Reinicie rápidamente la producción de pozos cerrados al menor costo, mientras optimiza la productividad de los mismos

MEJORAR EL RENDIMIENTO DE LOS CAMPOS EXISTENTES

Recomendar mejoras para mejorar el ingreso operativo

La solución de Halliburton puede generar hasta un **20% de ahorro** a través de diagnósticos inteligentes y ejecución integrada

La explotación hidrocarburífera en el Mar Argentino

Por Verónica Tito

Un repaso por el marco jurídico histórico que anticipa el desarrollo *offshore* en la Argentina.



El mar territorial argentino se extiende desde las costas hasta una distancia de 12 millas marinas. Luego está la “zona contigua”, que empieza en la milla 12 (final del mar territorial argentino) y se prolonga hasta la milla 24. Finalmente, está la zona económica exclusiva argentina, que se extiende más allá del límite exterior del mar territorial y llega hasta la milla 200.

La plataforma continental sobre la cual ejerce soberanía la Nación argentina comprende el lecho y el subsuelo de las áreas submarinas que se extienden más allá de su mar territorial y a todo lo largo de la prolongación natural de su territorio hasta el borde exterior del margen continental, o bien hasta una distancia de 200 millas marinas medidas a partir de la costa.

En los espacios marítimos aquí determinados la República Argentina conserva el derecho exclusivo de construir, autorizar y reglamentar la construcción, el funcionamiento y la utilización de todo tipo de instalaciones y estructuras, ejerciendo sobre ellas su jurisdicción exclusiva, incluso en materia de leyes y reglamentos en las áreas fiscal, aduanera, sanitaria y de inmigración.

Asimismo, la Ley N° 23.968 establece los espacios marítimos argentinos: aguas interiores, mar territorial, zona contigua, zona económica exclusiva. Determina la jurisdicción del Estado argentino sobre los recursos naturales y la preservación del medio marino hasta las 200 millas náuticas a partir de la línea de base.

La recientemente sancionada Ley N° 27.557, modificatoria de la Ley N° 23.968, estableció el nuevo límite exterior de la Plataforma Continental e Insular Argentina más allá de las 200 millas marinas, hito que contribuirá a proteger los derechos de soberanía sobre los recursos del lecho y subsuelo del Mar Argentino.

El ejercicio de la soberanía nacional sobre el Mar Argentino también emana de la Ley N° 26.659, que establece las condiciones para la exploración y la explotación de hidrocarburos en la Plataforma Continental Argentina. Su artículo 2° prohíbe a toda persona física o jurídica, nacional o extranjera, que realice o se encuentre autorizada a realizar actividades en la República Argentina y sus accionistas a:

1. desarrollar actividades hidrocarburíferas en la Plataforma Continental Argentina sin haber obtenido la habilitación pertinente emitida por autoridad competente argentina;
2. tener participación directa o indirecta en personas jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades hidrocarburíferas en la Plataforma Continental Argentina sin haber obtenido la habilitación pertinente emitida por autoridad competente argentina, o que presten servicios para dichos desarrollos;
3. contratar y/o efectuar actividades hidrocarburíferas, transacciones, actos de comercio, operaciones económicas, financieras, logísticas, técnicas, actividades



de consultoría y/o asesoría, ya sea a título oneroso o gratuito, con personas físicas o jurídicas, nacionales o extranjeras, para que desarrollen actividades hidrocarburíferas en la Plataforma Continental Argentina sin haber obtenido la habilitación pertinente emitida por autoridad competente argentina.

La norma citada prevé sanciones pecuniarias, de inhabilitación y penales; incluso la reversión del área en el caso de que la incumplidora fuere titular de una concesión hidrocarburífera.

Producto de la reforma constitucional de 1994 y específicamente del artículo 124 de la Constitución Nacional, a partir de la promulgación de la Ley N° 26.197, las provincias asumieron en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraran en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueron ribereñas, quedando transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos, así como cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado nacional en uso de sus facultades, sin que ello afecte los derechos y las obligaciones contraídas por sus titulares.

En efecto, a partir del dictado de la denominada "ley corta" y en virtud del artículo 1°:

"Pertenece al Estado nacional los yacimientos de hidrocarburos que se hallaren a partir de las doce (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la ley 23968, hasta el límite exterior de la plataforma continental.

"Pertenece a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios,

incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la ley 23968.

"Pertenece a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio.

"Pertenece a la provincia de Buenos Aires o a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda a sus respectivas jurisdicciones, los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en el lecho y el subsuelo del Río de la Plata, desde la costa hasta una distancia máxima de doce (12) millas marinas que no supere la línea establecida en el artículo 41 del Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo y de conformidad con las normas establecidas en el Capítulo VII de ese instrumento.

"Pertenece a la provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, aquellos yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la ley 23968, respetando lo establecido en el Acta Acuerdo suscrita, con fecha 8 de noviembre de 1994, entre la referida provincia y la provincia de Santa Cruz".

Asimismo, por tratarse de actividades que se desarrollan en el mar, la Prefectura Naval Argentina tiene actuación exclusiva y excluyente en las zonas que determina el art. 4° de la Ley 18.398 (Ley General de la Prefectura Naval Argentina), a saber:

- a) Mares, ríos, lagos, canales y demás aguas navegables de la Nación que sirvan al tránsito y comercio interjurisdiccional, y en los puertos sometidos a jurisdicción nacional.



a. marshall moffat®

Since 1952

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

SEGURIDAD
& CALIDAD

Empresa certificada bajo normas:

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

A. Marshall Moffat S.A. Of. Central

Tel: (54 11) 4302-9333

Fax: (54 11) 4303-1287

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

Provincia de Neuquén

Tel: (0299) 443-6139

Cel: (0299) 15-405-4479

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

Provincia de Chubut

Tel: (0297) 448-3032

Cel: (0297) 15-472-4383

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



Consultas técnicas: 0800 222 1403

marshall@marshallmoffat.com | www.marshallmoffat.com

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



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



MIEMBRO



MIEMBRO



- b) Antártida Argentina, islas Malvinas y demás islas del Atlántico Sur.
- c) En las costas y playas marítimas hasta una distancia de cincuenta (50) metros a contar de la línea de la más alta marea y en las márgenes de los ríos, lagos, canales y demás aguas navegables, hasta una distancia de treinta y cinco (35) metros a contar de la línea de la más alta crecida ordinaria, en cuanto se relacione con el ejercicio de la policía de seguridad de la navegación.
- d) A bordo de los buques en aguas jurisdiccionales y en los de bandera argentina que se encuentren en mar libre.
- e) A bordo de los buques de bandera argentina que se encuentren en puertos extranjeros, específicamente, en todo lo referentes a la policía de seguridad de la navegación y al ejercicio de la jurisdicción administrativa de la navegación y, en general, en todo caso en que, de acuerdo con el derecho internacional público, no sea de la competencia del Estado jurisdiccional local.
- f) Zonas de seguridad de la frontera marítima y en las márgenes de los ríos navegables, de acuerdo con lo previsto en la Ley 26102 de funciones y jurisdicciones de las fuerzas de seguridad, al solo efecto de los delitos de competencia federal.

La Ley N° 27.007, sancionada el 29 de octubre de 2014, modificatoria –al igual que la Ley N° 26.197– de la Ley N° 17.319, dictó medidas tendientes a promover las inversiones costa afuera y modificó el articulado relacionado con los plazos de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación.

Así, para las exploraciones en la plataforma continental y en el mar territorial cada uno de los períodos del Plazo Básico de exploración con objetivo convencional podrá incrementarse en un año, mientras que el plazo de la concesión de explotación en la plataforma continental y en el mar territorial es de treinta años, con opción a prórroga por 10 años en forma consecutiva, siempre que hayan cumplido con sus obligaciones como concesionarios de explotación, estén produciendo hidrocarburos en las áreas en cuestión y presenten un plan de inversiones consistente con el desarrollo de la concesión.

La citada ley derogó el artículo 2° de la Ley N° 25.943, de manera que quedaron revertidos y transferidos todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costa afuera nacionales, que por la ley derogada eran de titularidad de Energía Argentina S.A. (ENARSA), a la Secretaría de Energía de la Nación, a excepción de aquellos respecto de los cuales existían contratos de asociación suscritos con anterioridad.



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

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



Planta Separadora LLL - Vaca Muerta, NQN

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



NORMA	EMPRESA	AREA ADJUDICADA
Res. SE 648/19	EXXONMOBIL ARGENTINA OFFSHORE INVESTMENTS BV y QATAR PETROLEUM INTERNATIONAL LIMITED	MLO_113
Res. SE 648/19	TULLOW OIL PLC, PLUSPETROL S.A. y WINTERSHALL ENERGÍA S.A.	MLO_114
Res. SE 673/19	EXXONMOBIL ARGENTINA OFFSHORE INVESTMENTS BV y QATAR PETROLEUM INTERNATIONAL LIMITED	MLO_117
Res. SE 657/19	EXXONMOBIL ARGENTINA OFFSHORE INVESTMENTS BV y QATAR PETROLEUM INTERNATIONAL LIMITED	MLO_118
Res. SE 603/19	TULLOW OIL PLC, PLUSPETROL S.A. y WINTERSHALL ENERGÍA S.A.	MLO_119
Res. SE 694/19	EQUINOR ARGENTINA AS	MLO_121
Res. SE 598/19	TULLOW OIL PLC	MLO_122
Res. SE 695/19	TOTAL AUSTRAL S.A. EQUINOR ARGENTINA AS e YPF S.A.	MLO_123
Res. SE 645/19	ENI ARGENTINA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN S.A., MEPMLO y TECPETROL S.A.	MLO_124
Res. SE 703/19	YPF S.A. y EQUINOR ARGENTINA AS	CAN_102
Res. SE 524/19	SHELL ARGENTINA S.A. y QATAR PETROLEUM INTERNATIONAL LIMITED	CAN_107
Res. SE 691/19	EQUINOR ARGENTINA AS	CAN_108
Res. SE 525/19	SHELL ARGENTINA S.A. y QATAR PETROLEUM INTERNATIONAL LIMITED	CAN_109
Res. SE 597/19	TOTAL AUSTRAL S.A. y BP EXPLORATION OPERATING COMPANY LIMITED	CAN_111
Res. SE 600/19	TOTAL AUSTRAL S.A. y BP EXPLORATION OPERATING COMPANY LIMITED	CAN_113
Res. SE 702/19	EQUINOR ARGENTINA AS e YPF S.A.	CAN_114
Res. SE 696/19	EQUINOR ARGENTINA AS	AUS_105
Res. SE 676/19	EQUINOR ARGENTINA AS	AUS_106

En virtud de esta reversión de áreas costa afuera que se encontraban antes en cabeza de ENARSA, es que en 2018, la Secretaría de Gobierno de Energía convocó al Concurso Público Internacional Costa Afuera N° 1 y aprobó el Pliego de Bases y Condiciones para la exploración y eventual explotación y desarrollo de hidrocarburos en áreas costa afuera de la Plataforma Continental Argentina.

El resultado de este proceso licitatorio fue la adjudicación de 18 bloques *offshore* situados en distintas cuencas del Mar Argentino (ver cuadro en la página 16).

Sin embargo, la actividad costa afuera en materia de hidrocarburos en la Argentina se remonta a la década de 1970.

Durante 1978 se promulgó la Ley N° 21.778 que estableció un nuevo régimen de contratos de riesgo para la Exploración, en base al que se adjudicaron dos bloques *offshore* ubicados frente a la provincia de Santa Cruz (al norte “Gallegos” y al sur “Magallanes”); y de dos bloques exploratorios frente a Tierra del Fuego.

El primer gasoducto submarino argentino a través del Estrecho de Magallanes fue inaugurado en 1978.

Tras el proceso de privatización de YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales), mediante el Decreto N° 214/1994, el Poder Ejecutivo Nacional otorgó la Concesión de Explotación de los Lotes de Explotación “Hidra”, “Cañadón Alfa-Ara”, “Antares”, “Kaus”, “Fénix”, “Orion”, “Orion Norte”, “Orion Oeste”, “Carina”, “Aries”, “Vega Pléyade” y “Argo”, todos ellos pertenecientes al Área “Cuenca Marina Austral I”; y un permiso de Exploración sobre el Lote “Dragon-Spica”. En 2005 se pone en producción el yacimiento Carina y un año después Aries.

El segundo ducto de gas natural que construyó la Argentina en el lecho del Estrecho de Magallanes fue inaugurado el 15 de marzo de 2010. Ambos ductos poseen una capacidad de transporte de 17,5 millones de m³ diarios.

En 2016 entra en producción el yacimiento *offshore* de gas y condensado “Vega Pléyade”, ubicado a 20 km de la costa, al sur de la Bahía de San Sebastián, en la provincia de Tierra del Fuego. El desarrollo de Vega Pléyade consistió en la construcción e instalación de una plataforma en el mar, en una zona con una profundidad de agua de 50 m, que se conecta a través de un gasoducto submarino de 77 km a las plantas de tratamiento de gas de Río Cullen y Cañadón Alfa.

Vega Pléyade es parte de la concesión de explotación “Cuenca Marina Austral 1 (CMA-1)”. Se trata de una concesión compartida entre el Estado nacional y la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, ya que se encuentra situada dentro y fuera de las 12 millas marinas.

La misma situación se plantea con el área “Magallanes”, en este caso compartida no solo por las dos jurisdicciones referidas anteriormente, sino también por la provincia de Santa Cruz.

En la actualidad, las actividades hidrocarburíferas costa afuera en la Argentina aportan más del 15% del total de la producción de gas natural del país, debido al desarrollo de décadas y de importantes inversiones en el *offshore* argentino.

Verónica Tito es abogada, especialista en Derecho Energético y Ambiental.



El límite exterior de la Plataforma Continental Argentina y la base de datos del margen continental

Por *Comisión COPLA*

Introducción

La Argentina fue uno de los primeros países que destacó el alcance de sus derechos de soberanía sobre la plataforma continental en su condición de Estado ribereño. En 1916 –antes de la declaración Truman– el Almirante Storni desarrolló una doctrina que reivindicaba los derechos sobre la plataforma continental y todos los recursos que en ella existían¹.

En 1944 se declaró zona de reserva minera a la plataforma continental². Posteriormente, en 1946, el Decreto

N.º 14.708/46³, apoyándose en la Declaración Truman, fue mucho más allá en cuanto a sus fundamentos y alcances, y reivindicó la soberanía argentina sobre el mar epicontinental y el zócalo continental. Este decreto sostuvo como fundamento que se trata de una norma consuetudinaria e hizo referencia al concepto de prolongación natural del territorio⁴.

En 1966, la Ley N.º 17.094⁵ –coincidente, en general, con la Convención de Ginebra sobre la Plataforma Continental de 1958– reafirmó la soberanía argentina sobre el lecho y el subsuelo de las zonas submarinas adyacen-

Este es el resumen ejecutivo del trabajo realizado por la Subcomisión para la República Argentina ante la Comisión de Límites de la Plataforma Continental (CLPC), órgano técnico que brinda certeza sobre la extensión geográfica de nuestros derechos de soberanía sobre los recursos del lecho y subsuelo en más de 1.782.000 km² de Plataforma Continental, más allá de las 200 millas marinas, que se suman a los aproximadamente 4.799.000 km² entre las líneas de base y las 200 millas marinas. Para ello se utilizaron numerosas técnicas, entre ellas, la exploración similar a la que se realiza en el *offshore* de la industria.

tes a su territorio hasta una profundidad de doscientos metros o más allá de este límite, hasta donde la profundidad de las aguas suprayacentes permitiera la explotación de los recursos naturales de dichas zonas⁶.

Durante las negociaciones de la III Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, la Argentina integró el grupo de Estados "marginalistas" y defendió la propuesta que había realizado al Comité Especial Encargado de Estudiar la Utilización con Fines Pacíficos de los Fondos Marinos y Oceánicos Fuera de los Límites de la Jurisdicción Nacional en 1973⁷, en la que propugnaba

que la plataforma llegara hasta el borde exterior del margen continental⁸.

En 1991, antes de la entrada en vigor de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar (CONVEMAR), la Argentina dictó la Ley de Espacios Marítimos N.º 23.968⁹. En el artículo 6 se estableció el límite exterior de la plataforma continental argentina hasta el borde exterior del margen continental o hasta las 200 M cuando el borde exterior no alcanzara esa distancia. La Argentina, por lo tanto, tiene fijado el límite exterior de su plataforma continental de conformidad con lo establecido en el texto de la CONVEMAR adoptado en 1982 en Montego Bay y en esta presentación se determinan los puntos fijos que constituyen ese límite.

La CONVEMAR entró en vigor para la Argentina el 31 de diciembre de 1995.

La plataforma continental y la Convención de Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar

El régimen de la plataforma continental se halla establecido por la Parte VI (artículos 76 al 85) de la CONVEMAR.

La Convención establece que la plataforma continental de un Estado ribereño comprende el lecho y el subsuelo de las áreas submarinas que se extienden más allá de su mar territorial y a lo largo de la prolongación natural de su territorio hasta el borde exterior del margen continental, o bien hasta una distancia de 200 M contadas desde las líneas de base a partir de las cuales se mide la anchura del mar territorial, en los casos en que el borde exterior del margen continental no llegue a esa distancia (artículo 76.1).

Para establecer hasta dónde se extiende el borde exterior del margen continental y, por lo tanto, establecer el límite exterior de la plataforma continental más allá de las 200 M, se deberán utilizar dos criterios, definidos en el artículo 74.4 de la Convención:

- Una línea trazada, de conformidad con el artículo 76.7, en relación con los puntos fijos más alejados en cada uno de los cuales el espesor de las rocas sedimentarias sea por lo menos el 1% de la distancia más corta entre ese punto y el pie del talud continental; o
- Una línea trazada, de conformidad con el artículo 76.7, en relación con puntos fijos situados a no más de 60 M del pie del talud continental.

El artículo 76.5 establece además dos restricciones. Los puntos fijos que constituyan el límite exterior de la plataforma continental, trazados de acuerdo con los criterios anteriormente mencionados, no deberán exceder de 350 M o de 100 M desde la isobata de 2.500 m.

El Estado ribereño trazará el límite exterior de su plataforma continental, cuando esa plataforma se extienda más allá de 200 M contadas desde las líneas de base a

partir de las cuales se mide la anchura del mar territorial, mediante líneas rectas, cuya longitud no exceda de 60 M, que unan puntos fijos definidos por medio de coordenadas de latitud y longitud (artículo 76.7).

La Convención prevé un procedimiento específico para el trazado del límite exterior, en virtud del cual, el Estado ribereño presentará información sobre los límites de la plataforma continental más allá de las 200 M a la Comisión de Límites de la Plataforma Continental (CLPC). Esta Comisión hará recomendaciones a los Estados ribereños sobre las cuestiones relacionadas con la determinación del límite exterior de la plataforma continental. Los límites que determine un Estado ribereño tomando como base tales recomendaciones serán definitivos y obligatorios (artículo 76.8).

Los derechos del Estado ribereño sobre la plataforma continental son independientes de su ocupación real o ficticia, así como de toda declaración expresa (artículo 77.3).

Los derechos del Estado ribereño sobre la plataforma continental no afectan a la condición jurídica de las aguas suprayacentes ni a la del espacio aéreo situado sobre tales aguas (artículo 78.1).

De acuerdo con lo dispuesto por la CONVEMAR y demás normas relevantes, la Argentina presenta en tiempo y forma ante la Comisión de Límites de Plataforma Continental la información sobre el límite exterior de su plataforma continental¹⁰.

Órgano estatal responsable de la elaboración de la presentación

Una vez en vigor la CONVEMAR, en la República Argentina se creó una Comisión especialmente encargada de elaborar la propuesta definitiva para establecer el límite exterior de la plataforma continental argentina, de conformidad con las normas internacionales y la Ley N.º 23.968.

Efectivamente, mediante la Ley N.º 24.815¹¹ se creó la Comisión Nacional del Límite Exterior de la Plataforma Continental (COPLA) como una comisión interministerial, bajo la dependencia directa del Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto, e integrada también por el Ministerio de Economía y Producción y el Servicio de Hidrografía Naval.

Desde el comienzo de sus tareas, la Comisión está asistida por un Coordinador General y una Subcomisión Técnica. Para cumplir con su mandato, COPLA cuenta con la colaboración de la Secretaría de Estado de Obras Públicas, el Ministerio de Ciencia y Tecnología e innovación productiva, la Secretaría de Industria, Comercio y Minería, la Comisión Nacional de la Carta Geológica y la Comisión Nacional de Actividades Espaciales. Se han efectuado tareas de cooperación y colaboración científica con organismos nacionales: el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas (CONICET), la Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura de la Universidad Nacional de Rosario, el Instituto de Geodesia



SIAM ARCON

BOMBAS RECIPROCANES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO
API STANDARD 674

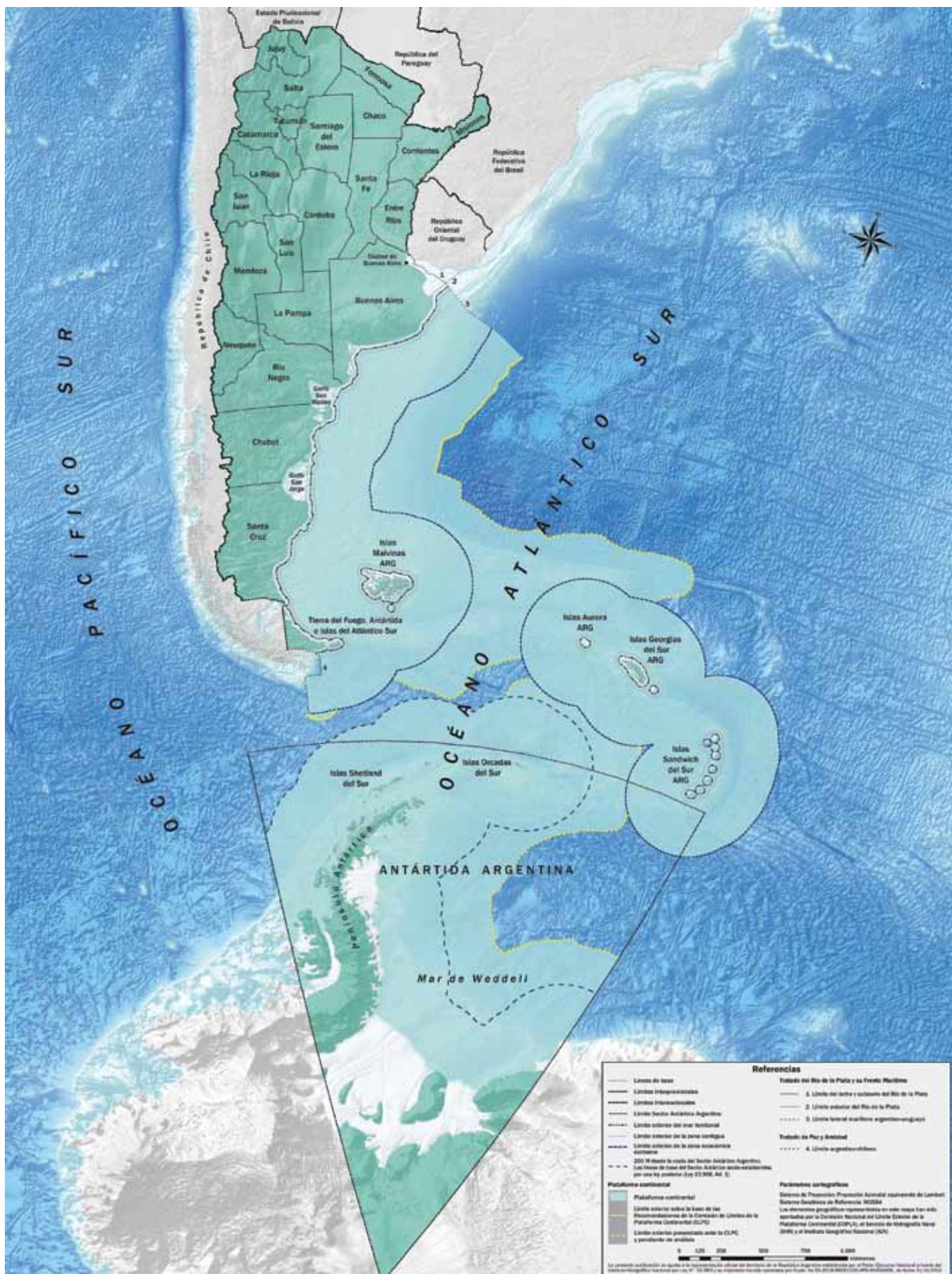
FABRICACION NACIONAL | REPUESTOS | SERVICIOS POST VENTA | ALQUILERES

— Una empresa Argentina —

www.siam-arcon.com.ar | ventas@siam-arcon.com.ar

Estamos haciendo realidad la energía de Vaca Muerta





de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires, la Dirección Nacional del Antártico - Instituto Antártico Argentino y la Facultad Regional Río Grande - Extensión Áulica Ushuaia de la Universidad Tecnológica Nacional, entre otros.

La Argentina ha considerado las tareas del trazado de su límite más extenso como una política de Estado y ha mantenido una continuidad del equipo de trabajo a lo largo de once años. COPLA ha desarrollado sus tareas con profesionales contratados expresamente para el trabajo y con la colaboración de los demás organismos del Estado vinculados a la temática. Los trabajos han insu- mido un total de más de 432.600 horas hombre.

Debido a la trascendencia de las actividades que debe desarrollar COPLA, el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto N.º 1541/99¹² declaró de interés nacional las tareas que le fueran asignadas y el Decreto N.º 752/2000¹³ aprobó sus tareas y su presupuesto.

COPLA elaboró un plan general de tareas y un cronograma de los trabajos que fue desarrollando a lo largo de sus once años de existencia, de manera de terminar la totalidad de los estudios con el tiempo necesario para realizar esta presentación.

Miembros de la CLPC que prestaron asesoramiento para la presentación

El Licenciado en hidrografía Osvaldo Pedro Astiz y el Dr. Karl Hinz, miembro y ex miembro de la CLPC, respectivamente, prestaron asesoramiento a COPLA en la elaboración de esta presentación.

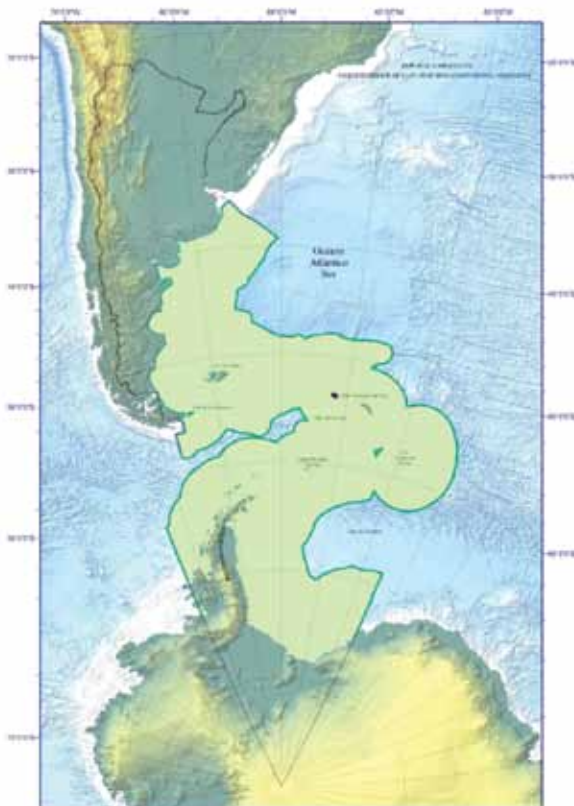


Figura 1. Mapa con la zona comprendida entre la línea de base y el límite exterior de la plataforma continental.

Presentación completa

La Argentina realiza en esta oportunidad una presentación completa del límite exterior de su plataforma continental, en los términos prescriptos por el Reglamento y los documentos pertinentes¹⁴.

Disposiciones del artículo 76 invocadas en sustento de la presentación

La Argentina ha reunido y analizado todos los elementos geomorfológicos, geológicos, geofísicos e hidrográficos cuyos resultados se resumen en los diferentes capítulos del Cuerpo Principal de esta presentación y ha determinado el límite exterior de su plataforma continental conforme a lo establecido en los párrafos 4 a 10 del art. 76 de la Convención de Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar (CONVEMAR). En estos resultados se demuestra que la prolongación natural del territorio de la Argentina se extiende más allá de la distancia de 200 M superando, por lo tanto, la prueba de pertenencia.

El límite exterior de la plataforma continental argentina se ha trazado como resultado de la aplicación de las dos fórmulas y las dos restricciones combinadas de acuerdo a lo establecido en el art. 76 párrafos 4 (a) (i) (ii), 4 (b) y 5 de la CONVEMAR.

La Argentina siguió un proceso de tres etapas para el trazado del límite exterior como lo indica el párrafo 2.3.3 de las Directrices:

- En primer lugar, aplicó las dos fórmulas positivas, lo que le permitió trazar la envolvente exterior o *línea de las fórmulas*.
- En segundo lugar, aplicó las dos restricciones, lo que le permitió trazar la *línea de las restricciones*.
- Finalmente, la combinación de las líneas mencionadas permitió trazar la *envolvente interior* que representa el límite exterior de la plataforma continental argentina.

Extremos del límite exterior

La CONVEMAR reconoce que la competencia respecto de la delimitación marítima entre Estados, reside en los propios Estados.

Los espacios marítimos de la República Argentina lindan al Norte con la República Oriental del Uruguay y al Sur con la República de Chile.

1. República Oriental del Uruguay

El límite lateral marítimo entre la República Argentina y la República Oriental del Uruguay fue establecido por el artículo 70 del Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo en 1973:

El límite lateral marítimo y el de la plataforma continental, entre la República Oriental del Uruguay y la República Argentina, está definido por la línea de equidistancia determinada por el método de costas adyacentes, que parte del punto medio de la línea de base constituida por la recta imaginaria que une Punta del Este (República Oriental del

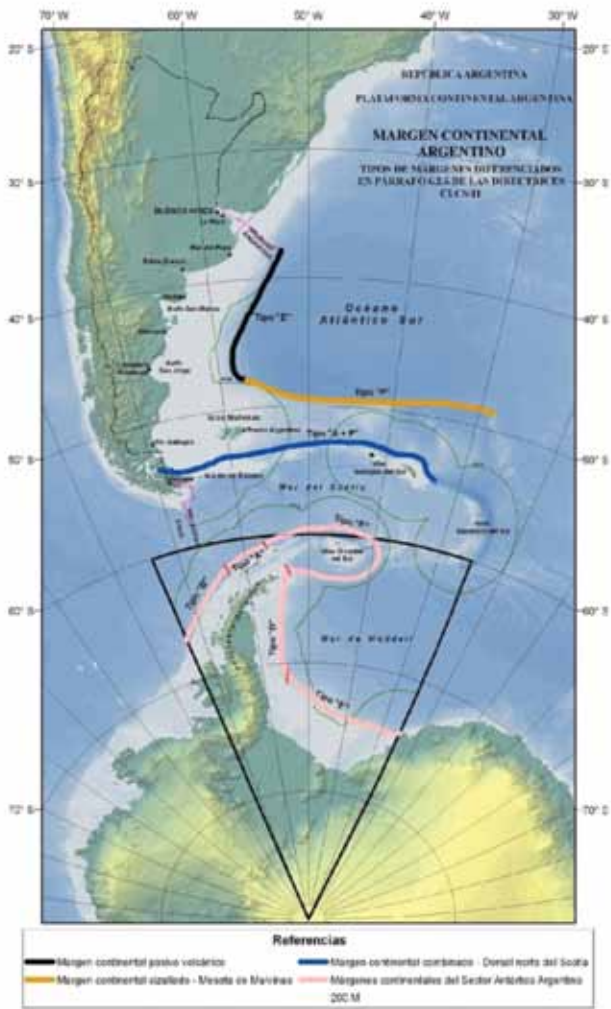


Figura 2. Mapa con los diferentes tipos de márgenes identificados de acuerdo al párrafo 6.2.6 de las Directrices.

Uruguay) con Punta Rasa del Cabo San Antonio (República Argentina).

El límite entre la plataforma continental argentina y la uruguayana más allá de las doscientas millas contadas desde las líneas de base está pendiente de demarcación.

En el Resumen Ejecutivo de la presentación de la República Oriental del Uruguay ante la Comisión del pasado 7 de abril se alega que el punto FP 01, es decir el más meridional de la presentación de ese país, “equidista de Punta Médanos (...) República Argentina y del Cabo Santa María (...) de acuerdo a lo establecido en el artículo 70 del Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo”.

El referido punto FP 01 de la presentación uruguayana no puede ser considerado como un punto del límite lateral marítimo entre los dos países porque ese límite aún no ha sido, en ese sector, objeto de demarcación –operación que necesariamente debe ser bilateral–.

En otro orden de cosas, no le consta a la Argentina que el punto FP 01 haya sido identificado de conformidad con las normas aplicables de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar.

El límite exterior de la plataforma continental de ambos países en la zona limítrofe deberá estar representado por una línea que una el punto más meridional del límite

exterior de la presentación del Uruguay, que se ajuste a las normas de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, con el punto más septentrional del límite exterior de la presentación argentina que se ajuste a las mismas normas, respetando la distancia entre uno y otro dispuesta en el artículo 76.7 de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar.

Sobre la base de lo manifestado y teniendo en cuenta que el límite lateral marítimo entre la República Argentina y la República Oriental del Uruguay se encuentra sin demarcar en el área comprendida entre las doscientas millas contadas desde las líneas de base y la línea del límite exterior de la plataforma continental de ambos países en esta zona limítrofe referido en el párrafo precedente, la Argentina solicita a esa Comisión que formule sus recomendaciones aplicando el Anexo I, punto 4 a) de sus Reglas de Procedimiento.

2. República de Chile

La delimitación marítima entre la República Argentina y la República de Chile se encuentra establecida en el artículo 7 del Tratado de Paz y Amistad celebrado por ambas Repúblicas en 1984, cuyo texto es el siguiente:

El límite entre las respectivas soberanías sobre el mar, suelo y subsuelo de la República Argentina y de la República de Chile en el mar de la Zona Austral a partir del término de la delimitación existente en el Canal Beagle, esto es, el punto fijado por las coordenadas 55° 07',3 de latitud Sur y 66° 25',0 de longitud Oeste, será la línea que una los puntos que a continuación se indican:

A partir del punto fijado por las coordenadas 55° 07',3 de latitud Sur y 66° 25',0 de longitud Oeste (punto A), la delimitación seguirá hacia el Sudeste por una línea loxodrómica hasta un punto situado entre las costas de la Isla Nueva y de la Isla Grande de Tierra del Fuego, cuyas coordenadas son

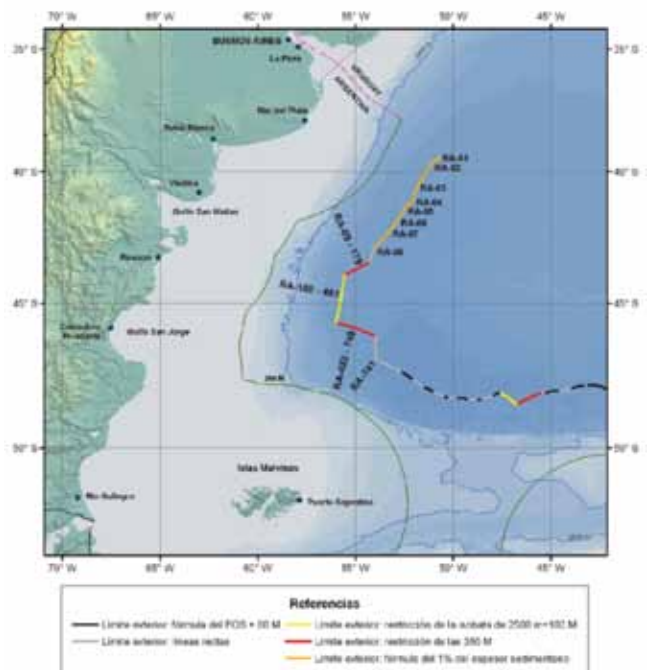


Figura 3. Mapa con los puntos fijos (RA) del límite exterior de la Plataforma Continental Argentina en el margen continental pasivo volcánico.

ULTRA LIVIANOS

FUNCIONAL



CREADOS PARA EL TRABAJO,
DISEÑADOS PARA LA VIDA.

MODELO
STREET

WWW.FUNCIONALWEB.COM

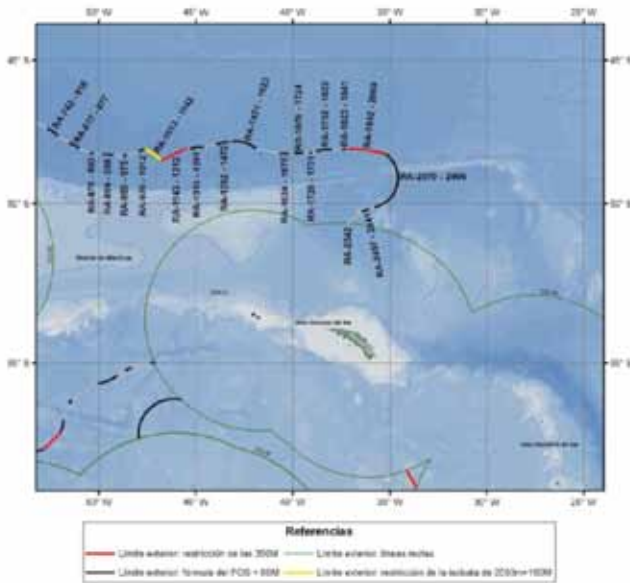


Figura 4. Mapa con los puntos fijos (RA) del límite exterior de la Plataforma Continental Argentina en el margen continental cizallado.

55° 11',0 de latitud Sur y 66° 04',7 de longitud Oeste (punto B); desde allí continuará en dirección Sudeste en un ángulo de cuarenta y cinco grados, medido en dicho punto B, y se prolongará hasta el punto cuyas coordenadas son 55° 22',9 de latitud Sur y 65° 43',6 de longitud Oeste (punto C); seguirá directamente hacia el Sur por dicho meridiano hasta el paralelo 56° 22',8 de latitud Sur (punto D); desde allí continuará por ese paralelo situado veinticuatro millas marinas al Sur del extremo más austral de la Isla Hornos, hacia el Oeste hasta su intersección con el meridiano correspondiente al punto más austral de dicha Isla Hornos en las coordenadas 56° 22',8 de latitud Sur y 67° 16',0 de longitud Oeste (punto E); desde allí el límite continuará hacia el sur hasta el punto cuyas coordenadas son 58° 21',1 de latitud Sur y 67° 16',0 de longitud Oeste (punto F).

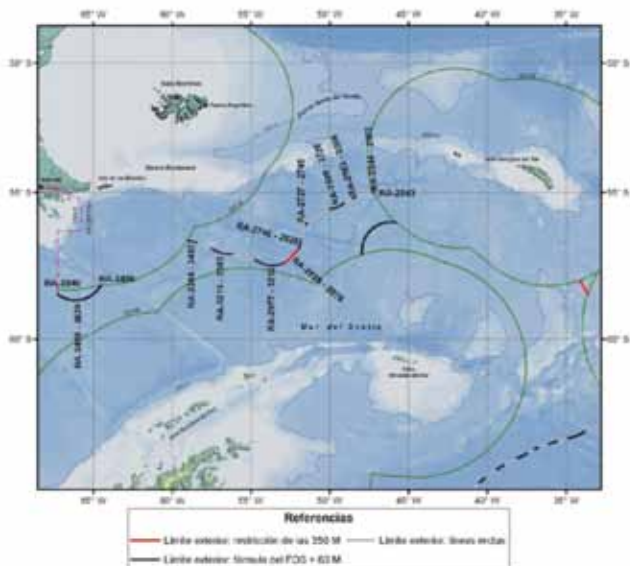


Figura 5. Mapa con los puntos fijos (RA) del límite exterior de la Plataforma Continental Argentina en el margen continental combinado. Dorsal norte del Scotia.

La línea de delimitación marítima anteriormente descrita queda representada en la Carta N.º I anexa.

Las Zonas Económicas Exclusivas de la República Argentina y de la República de Chile se extenderán, respectivamente, al Oriente y al Occidente del límite así descrito.

Al Sur del punto final del límite (punto F), la Zona Económica Exclusiva de la República de Chile se prolongará, hasta la distancia permitida por el derecho internacional, al Occidente del meridiano 67° 16',0 de longitud Oeste, deslindando al Oriente con el alta mar.

Controversias

En cumplimiento con lo dispuesto en el Anexo I, párrafo 2 (a) del Reglamento de la CLPC, la Argentina informa que existe un área que está comprendidas por el artículo 46 del Reglamento:

Islas Malvinas, Georgias del Sur y Sándwich del Sur

De acuerdo con lo dispuesto por la Disposición Transitoria Primera de la Constitución Nacional:

La Nación Argentina ratifica su legítima e imprescriptible soberanía sobre las Islas Malvinas, Georgias del Sur y Sándwich del Sur y los espacios marítimos e insulares correspondientes, por ser parte integrante del territorio nacional.

La recuperación de dichos territorios y el ejercicio pleno de la soberanía, respetando el modo de vida de sus habitantes, y conforme a los principios del Derecho Internacional, constituyen un objetivo permanente e irrenunciable del pueblo argentino.

La República Argentina jamás ha reconocido la ilegítima ocupación británica de los archipiélagos australes, por cuanto la presencia del Reino Unido deriva de la usurpación de 1833 de una parte del territorio nacional argentino, la cual fue inmediatamente protestada y nunca consentida por la República Argentina.

Las Naciones Unidas, la Organización de Estados Americanos y otros foros y organismos internacionales y regionales reconocen la existencia de la disputa de soberanía entre la República Argentina y el Reino Unido sobre las Islas Malvinas, Georgias del Sur y Sándwich del Sur y los espacios marítimos circundantes (incluida la plataforma continental) y han efectuado numerosos llamamientos para que ambos países reanuden las negociaciones de soberanía hasta alcanzar una solución justa, pacífica y definitiva de la controversia.

Debe recordarse que en los momentos de firmar y ratificar la CONVEMAR, la Argentina formuló sendas declaraciones haciendo expresa su expresa su reserva con relación a la "Cuestión de las Islas Malvinas", en los siguientes términos:

...d) La ratificación de la Convención por parte del Gobierno Argentino no implica aceptación del acta final de la Tercera Conferencia de las Naciones Unidas sobre Derecho del Mar y a ese respecto la República Argentina como lo hiciera en su declaración escrita del 8 de diciembre de 1982 (A/CONF.62/WS/35), hace expresa su reserva en el sentido de que la res. III, contenida en el anexo I de dicha acta final no afecta en modo alguno la "Cuestión de las Islas

Calidad. Eficiencia. Consistencia. EN TODAS PARTES.

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

bakerhughes.com/RemoteOps

Baker Hughes 

Malvinas”, la cual se encuentra regida por las resoluciones y decisiones específicas de la Asamblea General de las Naciones Unidas 2065 (XX),¹⁵ 3160 (XXVIII),¹⁶ 31/49,¹⁷ 37/9,¹⁸ 38/12,¹⁹ 39/6,²⁰ 40/21,²¹ 41/40,²² 42/19,²³ 43/25,²⁴ 44/406, 47/408, y 48/408 adoptadas en el marco del proceso de descolonización. En este sentido y teniendo en cuenta que las Islas Malvinas, Sándwich del Sur y Georgias del Sur forman parte integrante del territorio argentino, el Gobierno argentino manifiesta que en ellas no reconoce ni reconocerá la titularidad ni el ejercicio por cualquier otro Estado, comunidad o entidad de ningún derecho de jurisdicción marítima que pretenda ampararse en una interpretación de la res. III. que vulnere los derechos de la República Argentina sobre las Islas Malvinas, Sándwich del Sur y Georgias del Sur y las áreas marítimas correspondientes. Por consiguiente, tampoco reconoce ni reconocerá y considerará nula cualquier actividad o medida que pudiera realizarse o adoptarse sin su consentimiento con referencia a esta cuestión, que el gobierno argentino considera de la mayor importancia. En tal sentido, el Gobierno argentino entenderá que la materialización de actos de la naturaleza antes mencionada es contraria a las referidas resoluciones adoptadas por las Naciones Unidas, cuyo objetivo es la solución pacífica de la disputa de soberanía sobre las Islas por la vía de las negociaciones bilaterales y con los buenos oficios del Secretario General de las Naciones Unidas...

Descripción del límite exterior de la Plataforma Continental Argentina

1. Secciones

El margen continental argentino, además de ser uno de los más extensos del mundo, desde el punto de vista geológico es un margen complejo en el que se presentan varios de los tipos de márgenes recogidos en las Directrices Científicas y Técnicas de la CLPC (Directrices).

El margen argentino del sector continental e insular está constituido por tres ámbitos geotectónicos y tectosedimentarios diferentes y, por lo tanto, se relaciona con tres de los tipos de márgenes definidos por las Directrices. Descriptos de Norte a Sur, se desarrolla en primer lugar un margen continental extensional, en concreto un margen continental pasivo volcánico (tipo E de las Directrices), que abarca desde el Río de la Plata hasta aproximadamente los 48° S. En el límite septentrional de la Meseta de Malvinas, se pasa a un margen continental transcurrente o cizallado (tipo F), cuyo límite es marcado por el Escarpe de Malvinas y hasta el Norte del Banco Ewing/Zona de Fractura de Malvinas. Desde el Sur de la Isla Grande de Tierra del Fuego e Isla de los Estados hasta las Islas Georgias del Sur, se desarrolla un margen continental combinado, combinación entre un margen convergente y uno continental cizallado (combinación de los tipos A y F), que hacia el Este se asocia al Arco o Dorsal Norte del Scotia.

El margen continental del Sector Antártico Argentino cubre aproximadamente 3.800 km de largo, desde 74° W en el margen oriental del Mar de Bellingshausen hasta el extremo oriental del Mar de Weddell, a 25° W. La configuración geológica y tectónica permitió identificar cinco tipos diferentes de márgenes en este sector.

En la figura 2 se pueden ubicar los diferentes tipos de márgenes.

Teniendo en cuenta tanto la complejidad como el volumen de los datos y solamente a los fines de facilitar el tratamiento y la graficación de los resultados, el detalle de la aplicación de las fórmulas y restricciones del artículo 76 se ha dividido en cuatro secciones coincidentes con los diferentes tipos de márgenes.

a) Margen continental pasivo volcánico

Corresponde al sector desde el límite con Uruguay hasta aproximadamente los 48° de latitud Sur. Esta región del margen continental argentino comprende los márgenes denominados en esta presentación como margen del cratón del Río de la Plata y margen Patagónico.

Abarca la región comprendida entre las latitudes de 37° S y 48° S y es aquí donde se dan los mayores espesores sedimentarios.

La Argentina seleccionó en este sector 16 puntos de pie del talud (FOS) a partir de los cuales calculó la distancia más corta a los puntos donde se cumple con el criterio del 1% del espesor sedimentario.

La aplicación de la fórmula del 1% fue realizada sobre el perfil sísmico de cada una de las líneas denominadas ARG. Para cada FOS y punto de espesor sedimentario se incluyen en una figura los elementos geofísicos que permite evaluar la confiabilidad de la conversión a profundidad en el punto que cumple con la fórmula del 1%. Para eso muestran, junto con el perfil sísmico, las sismobalanzas y los *gathers* correspondientes a los puntos de disparo (*shot point-SP*) anterior y posterior más cercanos. También se incluyen las tablas respectivas que permiten verificar la correspondencia entre las profundidades en tiempo y en metros en función de la ley de velocidad deducida a partir de las velocidades interválicas. De cada punto de espesor sedimentario se especifica: la profun-

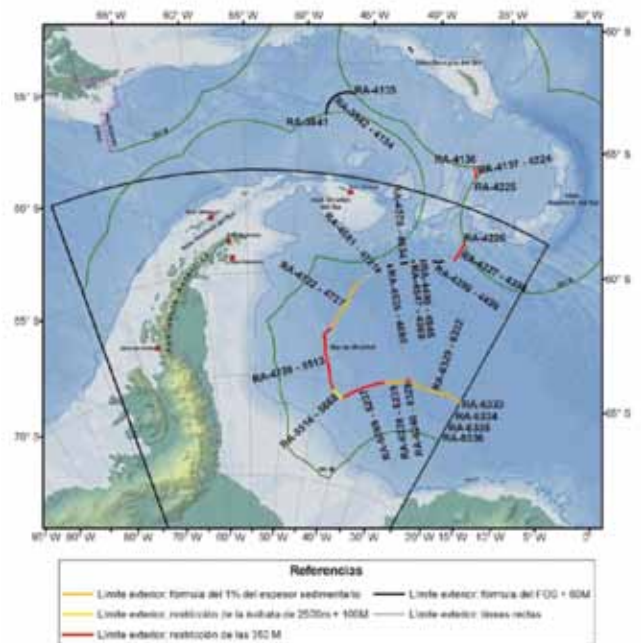


Figura 6. Mapa con los puntos fijos (RA) del límite exterior de la Plataforma Continental Argentina en el Sector Antártico Argentino.

ENSI

Empresa Neuquina de Servicios de Ingeniería



Al servicio de la industria

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

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





didad, el *shot point* (SP), las coordenadas y el espesor de sedimentos en metros.

En la figura 3 se muestra un mapa con los puntos fijos del límite exterior de la plataforma continental argentina en esta sección y las coordenadas se detallan en la tabla 1.

b) Margen continental cizallado

Se desarrolla a lo largo del escarpe de Malvinas y hasta el Norte del banco Ewing/zona de fractura Malvinas. En su extremo occidental, su articulación con el margen continental pasivo volcánico está obliterada por el abundante aporte sedimentario.

La Argentina seleccionó en esta región de su margen continental 24 puntos de pie del talud (FOS). Desde el FOS-17, ubicado sobre la línea ARG-38 en el sector Oeste de la meseta de Malvinas, hasta el FOS-40, sobre la línea ARG-66 en la cuenca de Georgias, al Este del banco M. Ewing.

A partir de los FOS seleccionados, se generaron los arcos de 60 M y la envolvente correspondiente.

En la figura 4 se muestra un mapa con los puntos fijos del límite exterior de la plataforma continental argentina en esta sección y las coordenadas se detallan en la tabla 1.

c) Margen continental combinado (cizallado + convergente acrecional)

Este tipo de margen abarca desde el sur de la Isla Grande de Tierra del Fuego y la Isla de los Estados en el Oeste hasta las Islas Georgias del Sur al Este; en suma, el arco o dorsal norte del Scotia, que representa la extensión hacia el Este de la Cordillera de los Andes. Dadas sus características, este margen se denominó con el término compuesto "margen continental combinado - dorsal norte del Scotia".

La Argentina seleccionó en esta región de su margen continental 9 puntos del pie de talud (FOS): desde el FOS-41, ubicado sobre la línea ARG-67 en el sector Este de la Dorsal Norte del Scotia, hasta el FOS-49, sobre la línea ARG-87 en el Oeste, en la prolongación de la plataforma de Tierra del Fuego.

A partir de los FOS seleccionados, la Argentina generó los arcos de 60 M y la envolvente correspondiente.

En la figura 5 se muestra un mapa con los puntos fijos del límite exterior de la plataforma continental argentina en esta sección y las coordenadas se detallan en la tabla 1.

d) Sector Antártico Argentino

Al Sur del Mar del Scotia se utilizaron las dos fórmulas. La Argentina seleccionó en esta región de su margen continental 8 puntos de pie del talud. Desde el FOS-50, ubicado sobre la línea ARG-300 en el sector central del Mar del Scotia al Norte de las Islas Orcadas del Sur hasta el FOS-57, sobre la línea ARG-355 en el Mar de Weddell, al Sur de las islas mencionadas. A partir de esos FOS seleccionados, la Argentina generó los arcos de 60 M y la envolvente correspondiente. También se utilizó la fórmula del 1% en un total de 5 puntos fijos.

En la Región del Mar de Weddell, la Argentina seleccionó un total de 12 puntos de pie del talud: FOS-68 a FOS-79. A partir de los FOS seleccionados, la Argentina determinó los puntos del 1% de espesor sedimentario.

En la figura 6 se muestra un mapa con los puntos fijos del límite exterior de la plataforma continental argentina en esta sección y las coordenadas se detallan en la tabla 1.

2. Aplicación de las restricciones

Con el objeto de definir la línea de las restricciones, la Argentina aplicó las dos restricciones conforme con el

párrafo 5 del art. 76 que dice:

Los puntos fijos que constituyen la línea del límite exterior de la plataforma continental en el lecho del mar, trazada de conformidad con los incisos i) y ii) del apartado a) del párrafo 4, deberán estar situados a una distancia que no exceda de 350 millas marinas contadas desde las líneas de base a partir de las cuales se mide la anchura del mar territorial o de 100 millas marinas contadas desde la isobata de 2500 metros, que es una línea que une profundidades de 2500 metros.

Los arcos de 350 M fueron generados a partir de los puntos seleccionados de la línea de base.

La Argentina identificó tres áreas de su margen continental donde la aplicación de la restricción de las 100 M más allá de la isobata de los 2.500 m le es más favorable respecto de la restricción de las 350 M.

En cada una de ellas trazó la isobata de 2.500 m en la forma que se detalla en el Cuerpo Principal, que incluye la descripción del equipamiento usado, el procesamiento, los métodos y algoritmos usados y, finalmente, el trazado de la isobata de 2.500 m que aseguran la mejor precisión dado que la misma es la base a partir de la cual se traza la distancia de 100 M.

Para el trazado de la distancia de 100 M, la Argentina seleccionó sobre la isobata de 2.500 m los puntos generadores a partir de los cuales generó los arcos y la envolvente.

3. Descripción de los puntos fijos del límite exterior de la Plataforma Continental Argentina

La Argentina ha denominado **RA** a los puntos fijos del límite exterior de su plataforma continental. La descripción de los puntos fijos del límite exterior de la plataforma continental argentina comienza por el primero de ellos ubicado en la región más septentrional del margen continental pasivo volcánico y sigue hacia el Sur respetando la numeración asignada, hasta llegar al último punto fijo ubicado en el límite oriental del Sector Antártico Argentino al Sur de los 70° de latitud Sur.

El primer punto fijo del límite exterior de la plataforma continental argentina es el **RA-01**, determinado mediante la aplicación de la fórmula del 1%, y está ubicado en las proximidades del límite, aún no demarcado, entre la plataforma continental de la República Argentina y la correspondiente a la República Oriental del Uruguay establecido por el Tratado del Río de la Plata y su frente Marítimo suscripto por los dos países el 19 de noviembre de 1973.

Le sigue un conjunto de 7 (siete) puntos fijos que cumple con la fórmula del 1% hasta el **RA-08** inclusive. Desde el **RA-09** hasta el **RA-179** pertenecen a la línea de la restricción de las 350 M.

Desde el **RA-180** hasta el **RA-481**, los puntos fijos del límite exterior pasan a integrar la línea de la restricción de la isobata de los dos mil quinientos metros más cien millas marinas (2.500 m + 100 M).

Desde el **RA-482** hasta el **RA-740**, nuevamente los puntos fijos integran la línea de la restricción de las 350 M. Luego el límite exterior pasa al **RA-741** determinado por la fórmula del 1%.

El punto fijo **RA-0742** es el primero ubicado en la región del margen continental cizallado, determinado por aplicación de la fórmula de la distancia (FOS + 60 M), al igual que los siguientes hasta el **RA-1012**.

Desde el punto fijo **RA-1013** hasta el **RA-1142** son puntos fijos del límite exterior determinados por la línea de restricción de la isobata de 2.500 m + 100 M.

Desde el punto fijo **RA-1143** hasta el **RA-1312** son puntos fijos del límite exterior que integran la línea de restricción de las 350 M.

Desde el punto fijo **RA-1313** hasta el **RA-1841** son puntos fijos del límite exterior determinados por aplicación de la fórmula de la distancia (FOS+60 M).

Desde el punto fijo **RA-1842** hasta el **RA-2069** son puntos fijos del límite exterior que integran la línea de restricción de las 350 M.

A partir de este último punto, los siguientes puntos fijos del límite exterior se ubican en la región de la cuenca de Georgias hasta el **RA-2542**.

Desde el punto fijo **RA-2070** hasta el **RA-2541** son puntos fijos del límite exterior determinados por aplicación de la fórmula de la distancia (FOS+60 M).

El **RA-2542** está localizado sobre la línea de las 200 M, generada desde un punto de la línea de base ubicada en la isla San Pedro de las Islas Georgias del Sur. Forma parte de la línea recta que tiene su origen en el punto fijo anterior, el **RA-2541**, y que finaliza en el arco de 60 el

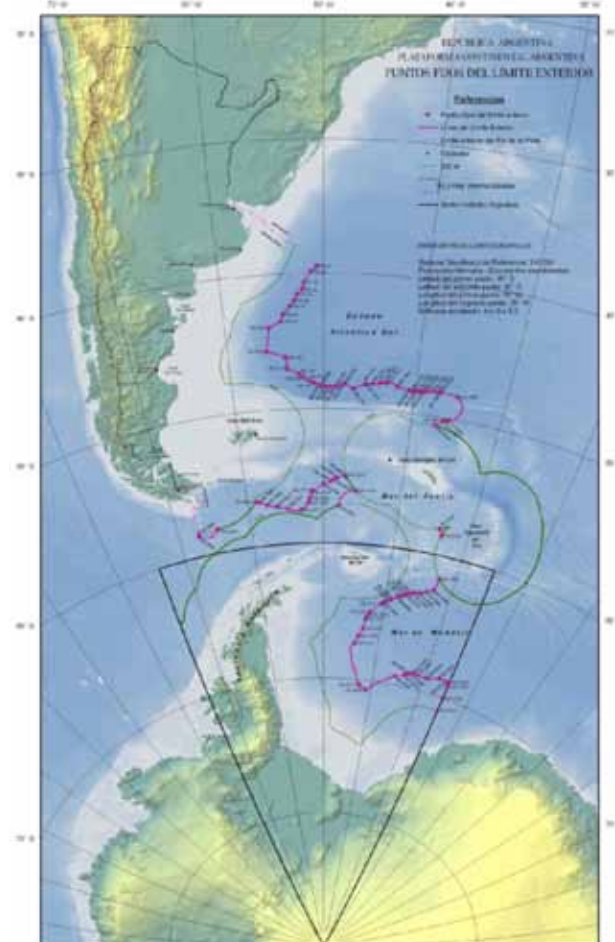


Figura 7. Mapa con los puntos fijos (RA) del límite exterior de la Plataforma Continental Argentina.



M generado a partir del FOS-40, cumpliendo con puntos fijos que no superen las 60 M.

Continuando hacia el Sur, en la región del margen continental combinado - dorsal norte del Scotia, el punto fijo más oriental es el **RA-2543**, generado por la intersección del arco de 60 M trazado desde el FOS-41 con la línea de las 200 M.

Desde el punto fijo **RA-2544** hasta el **RA-2828** en dirección Oeste se suceden un conjunto de puntos fijos determinados por la aplicación de la fórmula de la distancia (FOS+60 M).

Desde el punto fijo **RA-2829** hasta el **RA-2976** son puntos fijos del límite exterior que integran la línea de restricción de las 350 M.

Desde el punto fijo **RA-2977** hasta el **RA-3456** son puntos fijos del límite exterior determinados por aplicación de la fórmula de la distancia (FOS+60 M).

El punto fijo **RA-3457** resulta de la intersección del arco de 60 M generado a partir del FOS-48 y la línea de las 200 M trazada desde el punto de la línea de base ubicado en la Isla de los Estados.

Siguiendo hacia el Oeste de este último punto fijo, el arco de 60 M trazado a partir del FOS-49 genera el **RA-3458**, como intersección con la línea de las 200 M trazada desde el punto de la línea de base ubicado en la Isla de los Estados.

Desde el punto fijo **RA-3459** hasta el **RA-3839** son puntos fijos del límite exterior determinados por aplicación de la fórmula de la distancia (FOS+60 M). Desde este último punto fijo y hasta el **RA-3840** ubicados sobre el meridiano de $67^{\circ} 16',0$ de longitud Oeste, el cual, en este sector, constituye el límite entre las respectivas soberanías sobre el mar, lecho y subsuelo de la República Argentina y de la República de Chile de acuerdo con lo establecido por el Tratado de Paz y Amistad suscripto por los dos países el 29 de noviembre de 1984.

Los siguientes puntos fijos del límite exterior de la plataforma continental argentina corresponden a la región del Sector Antártico Argentino.

El primero de estos puntos fijos es el **RA-3841**, ubicado sobre la línea de las 200 M trazada desde un punto de la línea de base de las islas Orcadas del Sur por intersección con el arco de 60 M generado a partir del FOS-50. Los puntos fijos **RA-3842** a **RA-4134** están determina-

dos entonces por la fórmula de la distancia (FOS + 60 M). El último punto fijo perteneciente a este arco es el **RA-4135** que resulta de la intersección con la línea de las 200 M correspondiente a puntos de la línea de base de las Cormorán y Negra.

El arco de 60 M trazado desde el FOS-55 genera puntos fijos más allá de las 200 M trazadas a partir de los puntos de la línea de base de las islas Sándwich del Sur y Georgias del Sur. En consecuencia, los puntos fijos resultantes son los **RA-4137** a **RA-4224** pertenecientes al arco de la restricción de las 350 M trazado desde los puntos de la línea de base de las islas Orcadas del Sur. Los puntos **RA-4136** y **RA-4225** son dos puntos fijos extremos que resultan de la intersección de dicho arco con las líneas de las 200 M mencionadas.

La restricción de las 350 M trazada desde los puntos de la línea de base de las islas Orcadas del Sur determina el límite exterior en el sector del arco correspondiente desde el **RA-4226** al **RA-4398**.

El primer punto fijo **RA-4226** resulta de la intersección de la restricción de las 350 M con la línea de las 200 M trazada a partir de los puntos de la línea de base de las islas Sándwich de Sur.

Desde el **RA-4399** hasta el **RA-4721** son puntos determinados por la aplicación de la fórmula de las 60 M a partir de los FOS-58 a 63 localizados en el rasgo denominado arco de Jane.

El punto fijo **RA-4721** se conecta con el **RA-4722** el primero determinado por la fórmula del 1%, al igual que los siguientes a éste hasta el **RA-4727**.

El próximo punto fijo es el **RA-4728**, perteneciente a la restricción de las 350 M hasta el **RA-5513** a partir del cual y desde el **RA-5514** hasta el **RA-5668** la línea del límite exterior es la restricción de (2.500 m + 100 M).

Desde el punto fijo **RA-5669** hasta el **RA-6237** son puntos fijos del límite exterior que integran la línea de restricción de las 350 M.

Los siguientes puntos fijos del límite exterior desde el **RA-6238** hasta el **RA-6239** fueron determinados por aplicación de la fórmula del 1%.

Desde el punto fijo **RA-6240** hasta el **RA-6328** son puntos fijos del límite exterior que integran la línea de restricción de las 350 M.

Desde el **RA-6329** hasta el **RA-6332** fueron determinados por aplicación de la fórmula del 1%. Este último finalmente se conecta, mediante la línea más corta, con el **RA-6333** ubicado en el meridiano de los 25° W, límite oriental del Sector Antártico Argentino.

Dado que desde este último punto hasta el punto **RA-6336**, generado por la intersección de la línea de las 200 M con el límite oriental mencionado hay una distancia mayor a las 60 M, La Argentina incluyó los puntos **RA-6334** al **RA-6335**, conforme lo expresado en el párrafo 7 del art. 76.

4. Mapas del límite exterior de la Plataforma Continental Argentina y lista de coordenadas

En los mapas expuestos en las figuras 3 a 6 se muestra el límite exterior de la plataforma continental argentina por secciones como resultado de aplicar en forma combinada las fórmulas y las restricciones, generando la envol-



LOCKWOOD

Committed to preventing energy loss.

INTERNATIONAL WELL CONTROL SERVICES

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

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

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

Por su nuevo website:

www.lockwood.com.ar



vente interior que une los puntos fijos. En estas figuras se diferencia el criterio utilizado.

En la figura 7 se muestra el límite exterior de la plataforma continental en todo el margen continental argentino señalando sólo los puntos fijos (RA).

En el mapa de la figura 1 se muestra el área comprendida entre la línea de base y el límite exterior y la figura 8 diferencia las zonas comprendidas entre la línea de base y las 200 M y la comprendida entre esta última y el límite exterior.

En la lista de coordenadas de los puntos fijos que definen el límite exterior de la plataforma continental argentina en el sistema WGS 84, se incluyen cuatro columnas subdivididas a su vez en:

- Primera columna: identificación de los puntos como RA y una numeración continuada. Son 6335 puntos.
- Segunda columna: coordenadas geodésicas de cada uno de los puntos en el sistema sexagesimal (grados decimales) y sexagesimal (grados, minutos y segundos).
- Tercera columna: indicación de la disposición del artículo 76 de la CONVEMAR que se invoca en ese punto con la especificación del método utilizado.
- Cuarta columna (dividida en dos subcolumnas): se consigna la distancia entre el punto y el anterior, tanto en millas marinas (M) como en metros (m).

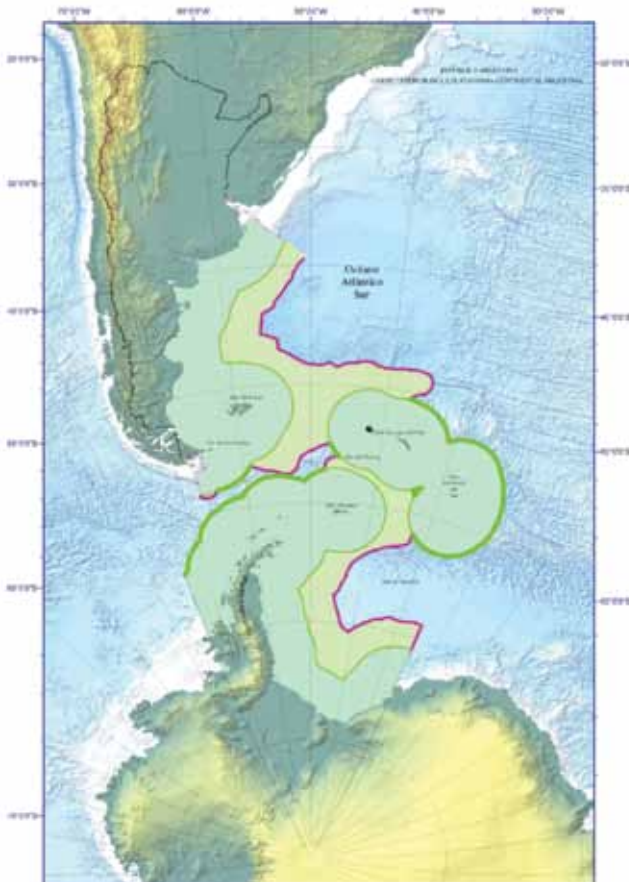


Figura 8. Mapa que diferencia las zonas comprendidas entre la línea de base y las 200 M y entre esta última y el límite exterior.

1. Conferencia "Razón de ser de los Intereses Marítimos Argentinos" dictada el 8 de junio de 1916, en Buenos Aires, Argentina; publicada en STORNI, Segundo R., *Intereses Argentinos en el Mar*, 3ª ed., Instituto de Publicaciones Navales, Argentina, 1967, pp. 54-57.
2. Decreto 1386/44, B.O. 17/03/1944.
3. B.O. 05/12/1946.
4. Cfr. DAVÉRÈDE, Alberto L., *La plataforma continental*, Editorial Universitaria de Buenos Aires, Argentina, 1983, pp. 32-38. Otros países también sostuvieron el carácter consuetudinario y si bien doctrinalmente este decreto sufrió varias críticas, contribuyó a impulsar la doctrina a través de declaraciones similares y tuvo gran influencia en la consagración del principio de la soberanía del Estado ribereño sobre los recursos de plataforma.
5. Ley Soberanía en el Mar Argentino N.º 17.094 (B.O. 10/01/1967).
6. Ley N.º 17.094, art. 2: "La soberanía de la Nación Argentina se extiende asimismo al lecho del mar y al subsuelo de las zonas submarinas adyacentes a su territorio hasta una profundidad de doscientos metros o, más allá de este límite, hasta donde la profundidad de las aguas suprayacentes permita la explotación de los recursos naturales de dichas zonas".
7. Argentina: *draft articles* (16 de julio de 1973) U.N.Doc. A/AC.138/SC.II/L.73.
8. Actas resumidas de la Tercera Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, Segundo Período, 23ª Sesión (1 de julio de 1974), pp. 82/84.
9. Ley N.º 23.968 Espacios marítimos (B.O. 05/12/1991).
10. Reunión de los Estados Partes en la CONVEMAR, "Decisión sobre la fecha de comienzo del plazo de diez años para presentar información a la Comisión de Límites de la Plataforma Continental previsto en el artículo 4 del Anexo II de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar" (14 al 18 de mayo de 2001), U.N.Doc. SPLOS/72. Tener en cuenta también la "Decisión sobre el volumen de trabajo de la Comisión de Límites de la Plataforma Continental y la capacidad de los Estados, particularmente los Estados en desarrollo, de cumplir lo dispuesto en el artículo 4 del anexo II de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, así como la decisión que figura en el párrafo a) del documento SPLOS/72" (13 al 20 de junio de 2008), U.N.Doc. SPLOS/183.
11. Ley N.º 24.815 Comisión Nacional del Límite Exterior de la Plataforma Continental (B.O. 26/05/1997).
12. B.O. 13/12/1999.
13. B.O. 14/09/2000.
14. SPLOS/183 y CLCS/48.
15. AGNU Res. 2065 (XX) (16 de diciembre de 1965).
16. AGNU Res. 3160 (XXVIII) (14 de diciembre de 1973).
17. AGNU Res. 31/49 (1 de diciembre de 1976), U.N.Doc A/RES/31/49.
18. AGNU Res. 37/9 (4 de noviembre de 1982), U.N.Doc A/RES/37/9.
19. AGNU Res. 38/12 (16 de noviembre de 1983), U.N.Doc A/RES/38/12.
20. AGNU Res. 39/6 (1 de noviembre de 1984), U.N.Doc A/RES/39/6.
21. AGNU Res. 40/21 (27 de noviembre de 1985), U.N.Doc A/RES/40/21.
22. AGNU Res. 41/40 (25 de noviembre de 1986), U.N.Doc A/RES/41/40.
23. AGNU Res.42/19 (17 de noviembre de 1987), U.N.Doc A/RES/42/19.
24. AGNU Res. 43/25 (17 de noviembre de 1988), U.N.Doc A/RES/43/25.

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

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

El compromiso de siempre.

PECOM
GRUPO PEREZ COMPANC

“Los datos obtenidos por COPLA son de mucha utilidad para la Secretaría de Energía, para la navegación y para los científicos que estudian recursos, también son útiles en la búsqueda del submarino ARA San Juan”.

La realización del informe COPLA estuvo a cargo de un grupo de profesionales que desde el principio ha estado bajo la Coordinación general de la Dra. Frida Armas Pfirter, a quien *Petrotecnia* quiso consultar acerca de su paso por este trabajo.

“Soy la Coordinadora General de COPLA desde 1997. Estuve a cargo de organizar la Comisión después de su creación por la Ley 14.815, que comenzó formalmente el 1 de marzo de 1998; coordiné la presentación ante las Naciones Unidas y las reuniones de análisis con la Comisión de Límites de la Plataforma Continental en las Naciones Unidas entre 2012 y 2017”.

¿Qué significó para el equipo realizar este trabajo? ¿Y qué significa para el país?

Para todo el equipo de COPLA fue un orgullo y motivo de agradecimiento haber podido participar en las tareas de establecimiento del límite exterior de la plataforma continental argentina. Era una tarea que naturalmente superaba las fuerzas y las capacidades de cada uno de nosotros individualmente, pero que fue posible porque se trabajó en equipo, privilegiando los intereses del país por sobre los personales.

En cuanto a nuestro país, ha sido un paso importante porque:

- Se ha cumplido con una obligación asumida al ratificar la CONVEMAR;
- La demarcación del límite consolida los derechos de soberanía sobre los recursos del lecho y subsuelo del mar hasta donde se extiende la plataforma continental argentina.
- Los datos obtenidos no solo han servido para demostrar hasta dónde se extiende la prolongación natural del territorio argentino, sino que además están siendo de mucha utilidad para la Secretaría de Energía, para la navegación, para los científicos que estudian recursos y hasta han sido utilizados en la búsqueda del submarino ARA San Juan.
- No menos importante es que se ha desarrollado una Política de Estado ininterrumpidamente por más de dos décadas, que nos recuerda que los argentinos podemos alcanzar grandes cosas cuando trabajamos unidos sin dejarnos llevar por intereses personales.

¿Puede enumerar los principales fundamentos científicos utilizados para la demarcación del límite exterior de la plataforma continental?

Se utilizaron todos los métodos, criterios y restricciones permitidas por la Convención de Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar (CONVEMAR) y demás disposiciones vigentes. Se debía demostrar hasta dónde se extendía el margen continental argentino con fundamentos geológicos, información sísmica, datos batimétricos, magnetométricos y gravimétricos. Todos los datos están georeferenciados al sistema WGS84.

Concretamente:

- Para determinar el pie del talud continental, punto entre el talud y la eversión continental se usaron dos métodos: el máximo cambio de gradiente entre el talud y la emersión (por batimetría y filtros matemáticos) y el método de la prueba en contrario, en el que se utilizan elementos geológicos para demostrar



que el margen continental se extiende en algunas zonas más allá del máximo cambio de gradiente.

- Para determinar el borde exterior del margen continental se utilizaron los dos criterios permitidos: la fórmula de la distancia (60 millas desde el pie del talud) y la fórmula del espesor sedimentario (consta en elegir aquellos puntos cuyo espesor sedimentario es igual o mayor al 1% de la distancia al pie del talud).
- Para determinar los límites máximos se utilizaron los dos procedimientos permitidos: 350 millas marinas y 100 millas marinas más allá de la isobara de los 2500 m.

En cada sector se analizaron todos y se eligió el que era más conveniente para la Argentina.

Para esta demarcación, ¿utilizaron alguna técnica similar a las que se usan en la actividad offshore de nuestro sector?

Sí, se realizaron importantes campañas sísmicas principalmente en la parte Norte del margen continental argentino, desde el límite con Uruguay hasta el Norte de las Islas Malvinas. También se obtuvieron datos gravimétricos y magnetométricos.

En marzo de 2016 la CLPC adoptó por consenso las Recomendaciones sobre la presentación argentina, ¿esto ya no podrá ser puesto en duda ni revisado por futuros intereses?

Es importante no olvidar que las Recomendaciones adoptadas por la CLPC en 2016 y 2017 han sido sobre la plataforma continental proveniente del continente en la que no hay controversia. Estas Recomendaciones reflejan que quedó finalizado el análisis de todos los puntos del límite exterior de la plataforma continental argentina a excepción de aquellas zonas sujetas a una disputa de soberanía con el Reino Unido, así como el sector que está regido por el Tratado Antártico.

De acuerdo con la CONVEMAR: “Los límites de la plataforma que determine un Estado ribereño tomando como base tales recomendaciones serán definitivos y obligatorios” (CONVEMAR, Art. 76 (8)).

MINDS OF ENGINEERS. PIONEERS AT HEART.

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

wintershalldea.com



GNL naval en la Argentina

Por *Ing. Raúl E. Podetti*, con la colaboración del *Ing. Carlos Casares*

Este artículo es un adelanto del libro *Impacto del GNL NAVAL en la Argentina* (GNL NAVAL ARG, 2020), parte de la *Colección Industria Azul*, disponible en www.industrianaval.com.ar. Se divide en dos partes: GNL Naval en Argentina y un Caso de Estudio: GNL en el NEA.



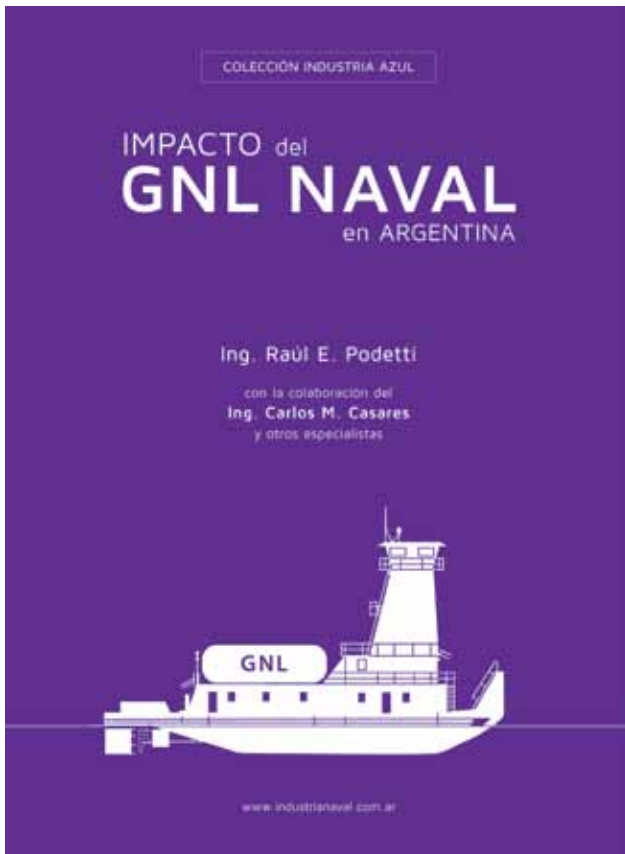
Contexto mundial del GNL Naval

Hace algo más de una década el GNL empezó a cobrar importancia como combustible propulsivo naval a raíz de las reglamentaciones del *International Convention for the Prevention of the Pollution from Ships* (IMO-MARPOL, Anexo VI), principal acuerdo internacional sobre cuestiones ambientales marítimas. Entre otras medidas, planteó la reducción de emisiones de sulfuro (SOx) a niveles máximos de 4,5% para 2012 y 0,5% a partir de 2020. También determinó ciertas áreas geográficas con medidas especiales de protección de polución basadas en el alto tráfico o su condición ecológica. Son llamadas Emission Control Areas (ECAs) e incluyen las costas de los Estados Unidos, el Mar Caribe, el Mar del Norte y el Báltico donde se aplican niveles máximos mucho más exigentes: 1,5% (2010) y 0,1% (2015).

Para dar cumplimiento a estas reglamentaciones, el uso del GNL se presentó como la solución ambiental y económica más conveniente, lo que a su vez implicó inversiones en modificaciones o construcciones de nuevos buques a GNL y en infraestructura portuaria para su suministro. Los casos de éxito fueron los que lograron superar el dilema del “huevo o la gallina” con esfuerzos público-privados que permitieron un desarrollo armónico de infraestructura de *bunkering* que, a su vez, aseguró disponibilidad de GNL en puertos; y reducción del costo de la propulsión naval a GNL, que permitió que los armadores inviertan en buques a GNL.

Cada vez más barcos están adoptando el GNL como combustible propulsivo, se estima que para 2025 podrían alcanzar las 2.000 unidades de gran porte (OECD JAPAN, 2018).

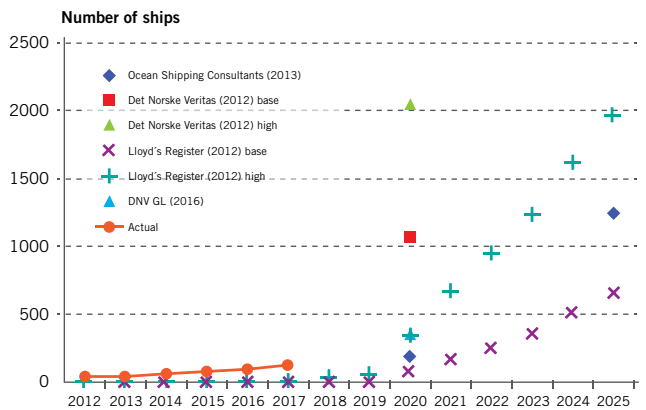
La Argentina no está ausente en este nuevo modo propulsivo: el ferry *Francisco* (BUQUEBUS) fue una de las primeras aplicaciones del mundo del GNL y hoy se desarrollan diseños de remolcadores de empuje (ARPS, CONSULMAR, Tandanor) para la hidrovía y de un buque polar (UTN) de mínimo impacto ambiental.



Demanda GNL Naval

Como la principal fuente de demanda directa será la del reemplazo de los combustibles navales, se analizaron las estadísticas de la Secretaría de Energía (S.ENERGIA DATA, 2019) para conocer su perfil de consumo en los diversos puertos y cuyo resume se presenta en el gráfico.

Claramente, el mayor consumo es para abastecer a los buques graneleros que vienen a cargar a la zona de Rosario (principalmente soja) pero que, debido a las restricciones de calado, deben "hacer" combustible después de completar su carga de granos. Esto lo hacen fuera del puerto, (en rada) donde hay mayor calado, y se los abas-



Antares Naviera
Servicios Offshore
Offshore Services

- Asistencia y Amarre a Buques Tanque
Assistance and Mooring of Tankers
- Operación y Servicios Offshore
Offshore Operations and Services
- Servicios de Mantenimiento en SPM
SPM Maintenance Services
- Servicio de Buceo
Diving Operations

www.antaresnaviera.com

Edificio Torre Bouchard | BOUCHARD #547, PISO 21 | C1106ABG
Tel.Fax: (54-11) 4317-8400 / 4313.8983 | BUENOS AIRES, ARGENTINA



tece de combustible desde el puerto de La Plata. Siguen en volumen los usos en otros buques de carga que operan en los puertos de Zárate-Campana, CABA-Dock Sud y Bahía Blanca. Continúa la demanda de pesqueros en Mar del Plata y Deseado, los de turismo en Ushuaia y los de la Hidrovía Paraná-Paraguay en San Lorenzo. En el futuro se podría sumar la demanda *offshore*.

Un tercio es para mercado interno y el total se divide en partes iguales entre gasoil, fueloil y Mezcla "70-30".

Con estos datos se analizan las demandas potenciales de seis regiones de impacto. Dos de ellas son de usos terrestres complementarias al GNL Naval porque este sería una importante fluvial, y porque esa demanda aceleraría la disponibilidad del *bunkering* de GNL en la hidrovía reduciendo su costo.

Las regiones/mercados en consideración son los siguientes:

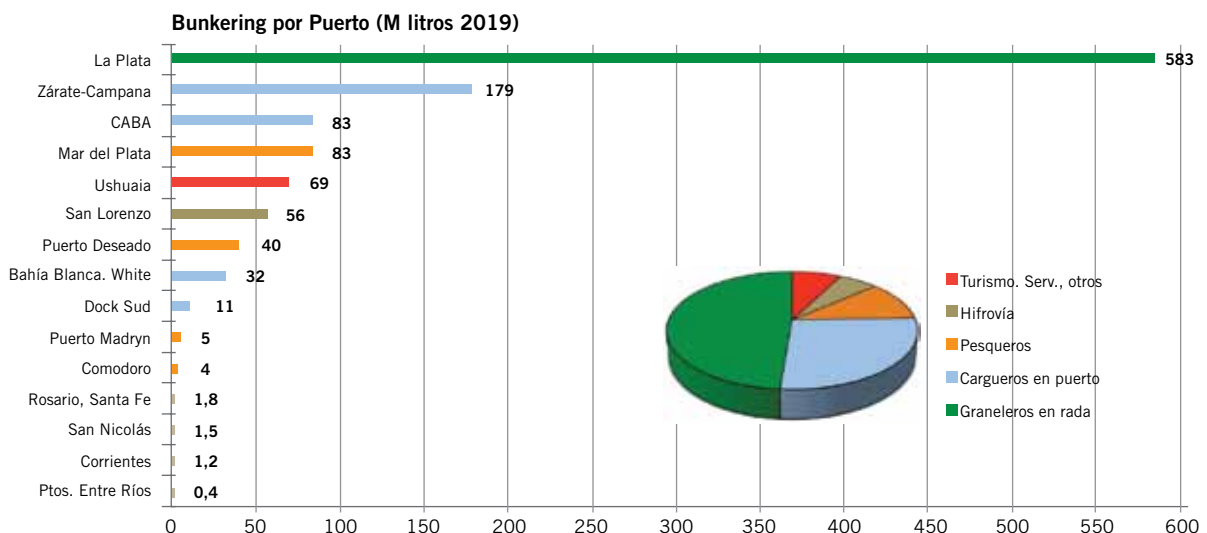
NEA: a cuyo valor de demanda se llega por dos métodos (A: RISUELO, 2010) y (B: GASNEA PLAN 2019).

HIDROVIA: con demanda cierta por reemplazo del combustible propulsivo de los remolcadores de empuje de los convoyes de barcazas que navegan por los ríos Paraná y Paraguay.

GRANELEROS: si bien aún no han reaccionado al cambio a GNL, se estima que lo harán en algunos años más.

PUERTOS DE BUE: se considera la demanda por adopción del GNL de portacontenedores, Ro-Ro, petroleros, pesqueros, cruceros, remolcadores, dragas y otros que operan en la costa bonaerense.

PATAGONIA: esta amplia región demandaría GNL como combustible de propulsión para las flotas de



DEMANDA POTENCIAL GNL NAVAL EN LA ARGENTINA

NEA (TERRESTRE)

	4,7	MM de habitantes viven en NEA (el 30% está en las 6 mayores ciudades con más de 50 mil habs)
40%	1,88	MM de habs excluyendo a Resistencia pues cuenta con gas natural via el nuevo gasoducto (2019)
	537.143	hogares NEA (año 2020)
	121	millones de kg de GLP/año considerando
	1.450.286	millones de kcalorías/año (12,000 kcal/kg GLP)
	156	MM m ³ de Gas Natural de (9,300Kcal/m ³) uso residencial
	624	MM m ³ de Gas Natural considerando un 25% (Residencial / Total potencial)
A	1.039.631	m³ GNL/año según metodología adaptada de (RISUELO, 2010)
	572.000	m ³ Gas Natural /d Demanda Pot. Misiones (GASNEA PLAN 2019)
	516.000	m ³ Gas Natural /d Demanda Pot. Corriente (GASNEA PLAN 2019)
	280.000	m ³ Gas Natural /d Demanda Pot. Formosa (GASNEA PLAN 2019)
	550.000	m ³ Gas Natural /d Demanda Pot. Chaco (GASNEA PLAN 2019)
-	150.000	m ³ Gas Natural /d Menos la demanda de Resistencia, que tiene gas por gasoducto
	1.768.000	m ³ Gas Natural /d Demanda Potencial NEA
	2.947	m ³ GNL/día
B	1.075.533	m³ GNL/año
(*)	250.124	m ³ GNL/año- millón de habitantes total

HIDROVÍA	(remolcadores de empuje)
67.800	m ³ de GO+FO (S.ENERGIA DATA 2019)
1,8	m ³ GNL / m ³ G.O+F.O
122.040	m³ GNL / año

GRANELEROS EN RADA	(S.ENERGIA DATA 2019)
560.000	m ³ G.O+F.O bunker
1,8	m ³ GNL / m ³ G.O+F.O
1.008.000	m³ GNL / año

PUERTOS BUE	(S.ENERGIA DATA 2019)
389.000	m ³ G.O+F.O en otros puertos PBA
1,8	m ³ GNL / m ³ G.O+F.O
700.200	m³ GNL / año

PATAGONIA	(S.ENERGIA DATA 2019)
124.000	m ³ GNL / año Ushuaia
72.000	m ³ GNL / año Deseado
16.000	m ³ GNL / año Madryn + Comodoro

PARAGUAY + BRASIL

	7	MM habitantes de Paraguay
	32	MM hab en estados cercanos de Brasil (Mato Grosso, Paraná, Santa Catarina y Rio Grande do Sul)
26%	1,82	MM hab de Paraguay sería el mercado objetivo tomando el 26% de la población de Paraguay considerada
13%	4,16	MM hab de la región de Brasil sería el mercado objetivo tomando el 13% de la población de Brasil considerada
(*)	250.124	m ³ GNL /año-millón de habitantes es el parámetro de consumo del NEA arriba obtenido
	455.226	m ³ GNL / año consumo potencial para Paraguay
	1.040.516	m ³ GNL / año consumo potencial para Brasil
C	1.495.742	m³ GNL / año Total consumo de Paraguay y Brasil que es muy similar al obtenido (D) del Plan Estratégico de GASNEA 2019
D	1.520.000	m³ GNL / año Total consumo de Paraguay y Brasil (GASNEA PLAN 2019)



PARAGUAY + BRASIL:
El proyecto del gasoducto virtual NEA podría abastecer la gran demanda de gas de Paraguay y zona de Brasil cercana a Misiones.

NEA :
El proyecto del gasoducto virtual plantea transportar GNL x modo fluvial y/o terrestre trabajando en forma multimodal.

HIDROVIA :
El cambio a GNL por parte de los empujadores responderá al nivel de inversiones necesarias y financiamiento disponible.

GRANELEROS :
El bunker en rada de Zona Común (Km 37 a 57) es abastecido desde La Plata. El GNL empezaría a ser demandado en un futuro menos inmediato.

PUERTOS BUE:
El bunker de GNL en puertos de BUE será un servicio imprescindible pronto.

PATAGONIA:
Curceros, cargueros, pesqueros y otros buques empezarán a demandar GNL Naval en los puertos patagónicos, principalmente en Ushuaia y Deseado

pesqueros, buques antárticos, de cabotaje y especialmente cruceros que ya se están reconvirtiendo a GNL. **PARAGUAY Y BRASIL:** hay grandes oportunidades de exportación regional de GNL a las regiones cercanas al NEA, ya que no tienen gas y el transporte multimodal

de barcaza fluvial + camión sería una solución ideal. En los siguientes gráficos se presentan estimaciones del potencial actual y proyecciones de demanda a diez y veinte años, según los parámetros porcentuales de crecimiento y adopción de GNL (resaltados en amarillo).

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

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

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

AXION 
energy

VENÍ ADONDE VAMOS

RESUMEN		POTENCIAL 2020		PROYECCIÓN DE DEMANDA			Demanda Real/Potencial		
	%año	M m ³ GNL/año		2020	2030	2040	2020	2030	2040
NEA (TERRESTRE)	2,5	1.076	23%	108	672	1.210	10%	50%	75%
HIDROVÍA	5,0	122	3%	0	73	195		40%	80%
GRANELEROS	5,0	1.008	22%	0	151	806		10%	40%
PUERTOS BUE	3,0	700	15%	0	182	896		20%	80%
PATAGONIA	2,5	212	5%	0	80	223		30%	70%
DEMANDA NACIONAL		3.118	68%	108	1.158	3.330	M m ³ de GNL/año		
PARAGUAY	2,5	455	10%	46	228	410	10%	40%	60%
BRASIL	2,5	1.041	23%	104	520	936	10%	40%	60%
DEMANDA EXTERIOR		1.496	32%	150	748	1.346	M m ³ de GNL/año		
TOTAL REGIONAL		4.614	100%	257	1.906	4.677	M m ³ de GNL/año		
				6%	41%	101%			

La demanda potencial total estimada de 4.6 millones de m³ GNL es casi tres veces la producción de la planta flotante (Tango) de YPF en Bahía Blanca.

Oferta del GNL Naval

Con el uso de gasoductos virtuales y la combinación de transporte terrestre y fluvial de GNL en ISO tanques, se desarrolla el siguiente esquema de suministro para cubrir la demanda antes proyectada.

Se estiman exclusivamente las inversiones en licuefacción y almacenaje en ISO tanques necesarias hasta 2040 por cada sector de demanda. Estas estimaciones se basan en una amplia serie de referencias industriales y académicas consultadas (De Las Heras, 2013; Fraga, 2018; Lang \$Lng, 2009; López Bendezu, 2010; Pluspetrol Perú, 2008; World Bank, 2015; Zhang \$Lng, 2011).

Conclusiones

Respecto a la Demanda, se puede concluir que, para las próximas dos décadas se proyecta que la demanda será del 41% (2030) y del 101% (2040) del potencial actual estimado.

El mayor potencial (un 32%) se identifica en la exportación regional del GNL para el uso residencial e industrial en Paraguay y la zona de Brasil más cercana a Misiones y Corrientes. En segundo orden de importancia potencial está el consumo terrestre del NEA (un 23%) y el de los buques graneleros (un 22%), cuando este tipo de barcos también se convierten a GNL en el futuro como ya lo están haciendo otros buques mayores. Los cruceros, buques portacontenedores y de servicios que ya están empezando a convertirse a GNL son el siguiente sector de demanda (el 15%) y finalmente los buques de pesca y otros usos patagónicos (el 5%) y los remolcadores de empuje en la Hidrovía (un 3%).

Desde el punto de vista de la Oferta, el esquema planeado divide el suministro en varios Nodos que permiten mantener escalas medias-bajas de operación y trans-

portes de distancia relativamente corta. Este esquema, a su vez, posibilita dar respuesta escalada a las demandas y distribuir las inversiones en cada región en la medida que vayan confirmándose las tendencias de la demanda.

Considerando solamente las microplantas de licuefacción y almacenaje en ISO tanques, los niveles de inversión obtenidos son muy bajos en relación al impacto que el GNL Naval tiene en la economía, el desarrollo y el medio ambiente.

Para atender a las necesidades nacionales se estimaron niveles de inversión (licuefacción y almacenaje) que van desde 124 MMUSD para la proyección de 2030 hasta 291 MMUSD para la de 2040.

Para cubrir las demandas de exportación regional, estas inversiones serían del orden de 87 MMUSD para la proyección de 2030 y de 127 MMUSD para la de 2040.

Caso de estudio: GNL en el NEA

Este caso de estudio trata sobre el suministro de gas a las provincias argentinas de Corrientes y Misiones, comparando la clásica solución del gasoducto físico con la del gasoducto virtual de GNL, en un sistema multimodal de barcaza y camión. Tras la presentación de los volúmenes de demanda de gas natural, se avanza en la estimación de las inversiones necesarias y los costos operativos de las distintas alternativas. Luego se realiza la comparativa económica del gasoducto físico versus el gasoducto virtual de GNL, mediante el desarrollo de los flujos de egresos necesarios y también con el empleo de curvas de isocostos que marcan regiones de conveniencia. Finalmente se ofrece una serie de conclusiones y recomendaciones.

Volumen de demanda

El consumo actual de estas provincias está basado en GLP abastecido por camión desde Salta y/o sur de Santa Fe. Este ineficiente sistema está fuertemente subsidiado



SOLUCIONES PARA EL FUTURO

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

Estamos preparados para nuevos desafíos.

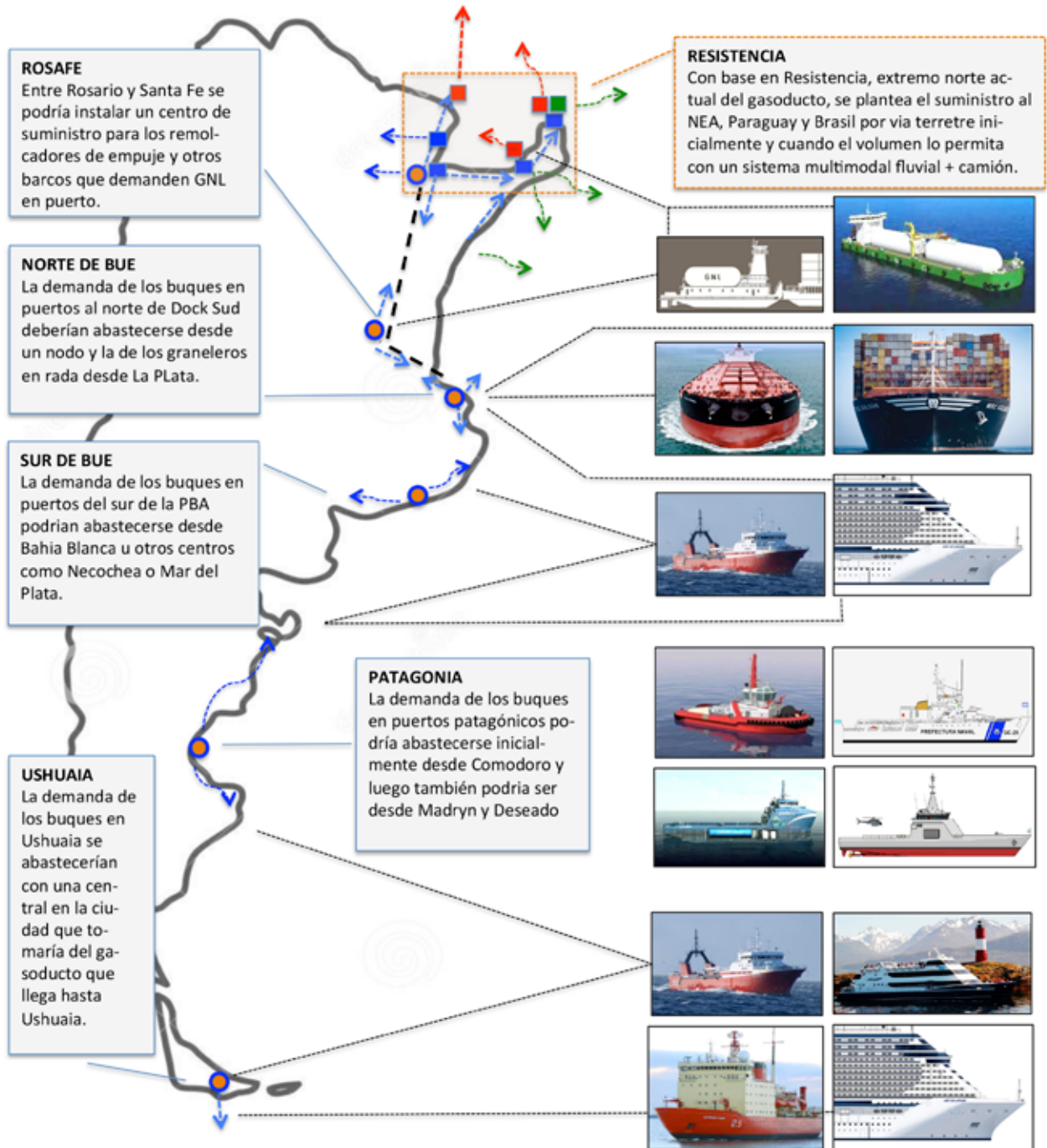


SECCO

www.secco.com.ar

OFERTA GNL NAVAL EN LA ARGENTINA

En el mapa se distinguen los principales Nodos de Licuefacción (NL) de la red de suministro del GNL Naval, planteados en puertos con suministro de gas via gasoducto que abastecen plantas de GNL modulares de capacidad escalable x demanda. También se indica el tipo de buques involucrados en el proyecto de GNL Naval.

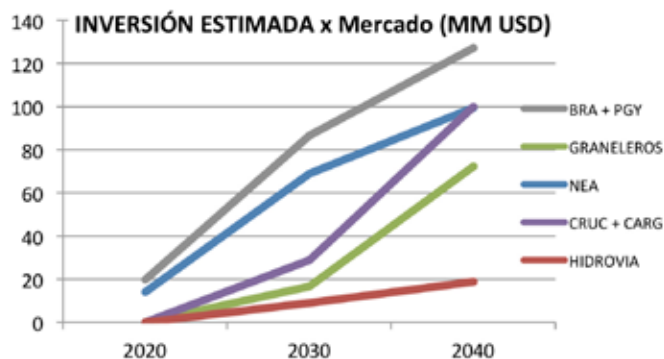


para que llegue al consumidor a un precio razonable. El volumen de consumo actual es del orden de 30.000 toneladas de GLP anuales para cada provincia. La proyección de consumo se basa en información del Plan Estratégico de GASNEA (GASNEA PLAN, 2019), que indica que la demanda potencial para Misiones y Corrientes es

de 1.100.00 m³/día de Gas Natural en conjunto.

El potencial de crecimiento proyectado es de cinco veces, lo cual demuestra la importancia de encontrar una solución adecuada a la brevedad, ya que la disponibilidad de Gas Natural no solo ayudará a mejorar la ecuación financiera de las economías regionales, sino

INVERSIONES			
Millones Usd	2020	2030	2040
NEA	14	69	99
HIDROVIA	0	9	19
GRANELEROS	0	17	72
CRUC + CARG	0	29	100
NACIONAL	14	124	291
BRA + PGY	20	87	127
TOTAL	34	210	418



que generará mejoras ambientales y permitirá el reemplazo del GLP que es más peligroso y requiere un costoso subsidio.

Inversiones y costos operativos

Se analizará primero el más común de los esquemas de suministro, vía el tendido de un gasoducto físico. Luego la alternativa de los gasoductos virtuales de GNL.

Gasoductos físicos

La inversión estimada por GASNEA, hace unos pocos meses atrás para las obras estructurales, está detallada en la referencia (GASNEA PLAN, 2019) y resumida en la tabla donde se indican las tres obras necesarias. Estos proyectos tienen un costo anual del orden del 5 % de la inversión y se debe considerar el costo financiero de la inversión, que se calcula entre el 10% y el 15% anual en dólares.

Gasoductos virtuales

Se trata de un esquema de solución con tres etapas básicas: la licuefacción, que consiste en tomar gas natural de un gasoducto y reducir el volumen 600 veces para facilitar su almacenaje; el transporte (camión o barcaza) hasta el punto de destino, que se realiza en equipos criogénicos especiales; y la regasificación, que consiste en volver el gas natural a estado gaseoso y así inyectarlo en redes domiciliarias o darle usos industriales. Esto se explica en el esquema presentado de la empresa Galileo.

Las inversiones iniciales son muy inferiores a las de los gasoductos físicos, pero los costos

MORKEN GROUP



TUBERÍAS FLEXIBLES PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS Y AGUA

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

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

¡ UNA SOLUCIÓN EFECTIVA PARA MÚLTIPLES APLICACIONES !

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

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

operativos son mayores. Una de las principales ventajas del GNL es que permite soluciones modulares, que son escalables según crezca el nivel de demanda. Otra ventaja es que son fácilmente relocizables.

En la siguiente tabla se muestra la estimación de las inversiones necesarias para el rango de volúmenes en consideración. Se basa en 17 casos analizados, provenientes de seis fuentes de referencias académicas e industriales independientes.

El resultado es que se requiere de una inversión del orden de 6,2 USD/MMBTU-año para la licuefacción, y que un valor similar adicional se requiere para las inversiones en transporte, almacenaje, regasificación y otros costos.

Según este análisis, la inversión (CAPEX) en licuefacción (MMUSD) para estos rangos puede estimarse con la fórmula: $3 + 3 \times \text{millones de MMBTU-a}$, que representa adecuadamente los casos graficados ($R^2=0,9$).

Respecto de los costos operativos (OPEX), se concluye que el parámetro más adecuado es de Tons GLP-año 60.000 m3 Gas Nat/día 218.555 1.100.000 m3 GNL-año 136.364 686.325 MMBTU-año 2.840.909 14.298.433

Los parámetros obtenidos del análisis previo nos permiten generar una primera estimación de la tarifa mínima de servicio de un gasoducto virtual para GNL, para esta combinación de distancia y volumen de consumo.

En la tabla se indica que el límite inferior de tarifa con la tecnología actual estaría en el orden de los 4,31 USD/MMBTU, el cual coincide con ofertas comerciales de los últimos años.

Comparativa económica

Para realizar el análisis comparativo entre gasoducto físico y gasoducto virtual se considera que el volumen de consumo se incrementa al ritmo constante de un millón de MMBTU-año y que la inversión del gasoducto físico se realiza a largo de los primeros tres años.

USD de Inversión p/Gasoducto (GasNea 2019)	
39.000.000	Resist > Ctes (cruce Paraná con D 24")
31.000.000	PdLib > Virasoro (72 Km con D 12")
95.000.000	Virasoro > Posada (260 Km con D 12")
165.000.000 USD	

Por su lado, la tarifa inicial del servicio del GNL sería de 6 USD/MMBTU, que es la tarifa comercial de mercado para un nivel muy bajo de demanda, y 200 km de distancia media, coincidente también con la referencia (WORLD BANK, 2015). Esta tarifa se reduce al mínimo de 4.31 USD/MMBTU en el máximo volumen de 14,3 millones de MMBTU-año.

En la figura se muestran los costos totales acumulados de ambas alternativas. La línea punteada negra es el costo de la construcción de los gasoductos físicos acumulando sus costos financieros desde el principio, y los costos operativos a partir de la conclusión de la obra. Las líneas negras continuas son las del gasoducto físico durante su operación, considerando una tasa del 15% anual (línea superior más gruesa) y 10% anual (línea ne-

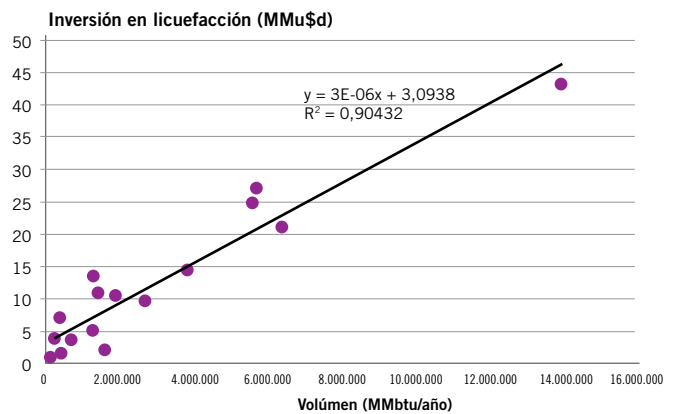
gra inferior más fina). La línea roja es la del costo acumulado del servicio de GNL vía el gasoducto virtual. El valor de esta línea se equipara con la del gasoducto físico (línea negra) en el año 14 o 17 según el costo financiero considerado. En el eje horizontal se muestran (en coincidencia) los años transcurridos y el volumen de consumo de gas en millones de MMBTU-a, ya que se definió como hipótesis simplificada de crecimiento de consumo un ratio de 1 millón de MMBTU-a.

Las dos situaciones límites de consumo se analizan e indican en la figura:

Consumo actual. El nivel de consumo actual (vía GLP) para ambas provincias se indica en varias unidades y, para el caso de Misiones, se calcula que esa baja demanda se cubriría con 4,9 camiones diarios de GNL, o un convoy de 16 barcasas jumbo cada 1,6 meses (0,61 convoyes fluviales mensuales).

Máximo consumo potencial. Según lo proyecta-

ESTIMACIÓN CAPEX EN PLANTA DE LICUEFACCIÓN						
FUENTE DE REFERENCIA	PAIS	INVERSIÓN USD	m3GNL / año	USD/m3 GNL-a	MMBTU-año	USD/MMBTU-a
LOPEZ BENDERU 2010		10.800.000	66.557	162	1.397.689	7,7
LOPEZ BENDERU 2010		24.800.000	266.226	93	5.590.756	4,4
LOPEZ BENDERU 2010		43.000.000	665.569	65	13.976.942	3,1
FRAGA 2018	BRASIL	27.000.000	271.700	99	5.705.700	4,7
DE LAS HERAS, 2013	ARGENTINA	900.000	6.083	148	127.750	7,0
DE LAS HERAS, 2013	ARGENTINA	14.580.000	182.500	80	3.832.500	3,8
DE LAS HERAS, 2013	ARGENTINA	5.250.000	60.833	86	1.277.500	4,1
ZHANG SLNG, 2019		1.220.000	20.000	61	420.000	2,9
ZHANG SLNG, 2019		3.751.000	31.000	121	651.000	5,8
ZHANG SLNG, 2019		1.228.500	19.500	63	409.500	3,0
PLUSPETROL PERU, 2008	PERU	13.400.000	61.905	216	1.300.000	10,3
WORLD BANK, 2015		3.800.000	10.952	347	230.000	16,5
WORLD BANK, 2015		7.000.000	18.095	387	380.000	18,4
WORLD BANK, 2015		2.300.000	76.190	30	1.600.000	1,4
WORLD BANK, 2015		10.500.000	90.476	116	1.900.000	5,5
WORLD BANK, 2015		9.900.000	128.571	77	2.700.000	3,7
WORLD BANK, 2015		21.000.000	304.762	69	6.400.000	3,3
				131		6,2
OTRAS INVERSIONES (ALMACENAJE, TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y OTROS)						
LAS INVERSIONES (CAPEX) PARA ALMACENAJE, TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN, Y OTROS, SON SIMILARES AL CAPEX INVERTIDO EN LICUEFACCIÓN (WORLD BANK 2015, PLUSPETROL PERU 2008)						



ESTIMACIÓN OPEX EN LICUEFACCIÓN						
FUENTE DE REFERENCIA	PAIS	COSTO ANUAL USD/AÑO	m3GNL / año	USD/m3 GNL-a	MMBTU-año	USD/MMBTU
LOPEZ BENDERU 2010		2.900.000	66.557	44	1.397.689	2,1
LOPEZ BENDERU 2010		10.900.000	266.226	41	5.590.756	1,9
LOPEZ BENDERU 2010		26.700.000	665.569	40	13.976.942	1,9
FRAGA 2018		3.300.000	100.000	33	2.100.000	1,6
DE LAS HERAS, 2013	ARGENTINA	170.000	6.083	28	127.750	1,3
DE LAS HERAS, 2013	ARGENTINA	3.230.000	182.500	18	3.832.500	0,8
PLUSPETROL PERU, 2008	PERU	775.000	61.905	13	1.300.000	0,6
WORLD BANK, 2015		7.600.000	180.952	42	3.800.000	2,0
				32		1,53
OTROS COSTOS OPERATIVOS (TRANSPORTE Y REGASIFICACIÓN)						
LOS COSTOS OPERATIVOS (OPEX) DEL TRANSPORTE Y REGASIFICACIÓN PARA LAS DISTANCIAS CONSIDERADAS (200 KM) SON SIMILARES AL COSTO DE LICUEFACCIÓN (WORLD BANK, 2015 Y PLUSPETROL PERU, 2008)						

do, este es cinco veces mayor que el actual y, para el caso de Misiones, demandaría 25 camiones diarios o un convoy de barcazas cada 10 días (3,1 convoyes mensuales).

USD/MMBTU		
36%	1,53	licuefacción
36%	1,53	transporte y regasificación
29%	1,24	costo financ. (CAPEX @10%)
4,31		Tarifa de Servicio Mínima

Curvas de isocostos

Para completar el análisis y verificar los resultados anteriores, es interesante considerar y adecuar a nuestro caso la metodología de “curvas de isocosto”, que se propone en las referencias (López Bendezu, 2010 y De Las Heras, 2013), que definen cuatro zonas de conveniencia económica para las soluciones de provisión de gas en regiones de consumo medio/ bajo, como es el caso de Misiones y Corrientes.

Las áreas de conveniencia son las siguientes:

- GLP para muy cortas distancias (<80 km) y muy bajos consumos (<30.000 m³/día).
- GNC para cortas distancias (< 250 km) y bajos consumos (<200.000 m³/día).
- GNL o gasoductos físicos para combinaciones de mayores consumos y distancias, según sea su relación, favoreciendo al primero para volúmenes medio-bajos y mayores distancias.

En la figura se muestra el Consumo versus la Distancia al punto de provisión, y se indican las cuatro zonas de la “solución más conveniente” (GLP, GNC, GNL o Gasoducto).

En azul se indican los niveles de Demanda actual (218.000 m³/día) y Máxima (1.100.000 m³/día) para Misiones + Corrientes. En rojo se indican los niveles de Demanda actual (60.000 m³/día) y Máxima (300.000 m³/día) para Posadas, distante 340 km del punto de suministro más cercano. De aquí surge que en ambos casos la solución del GNL es la más conveniente.

Para el caso de la demanda Máxima proyectada para toda la provincia de Misiones, (línea verdes) también el GNL es la mejor solución.

Otro análisis similar de curvas de isocostos es el que se presenta en la figura (Iglesias, 2016) en el que se indican también las zonas de soluciones ideales según el consumo y distancia.

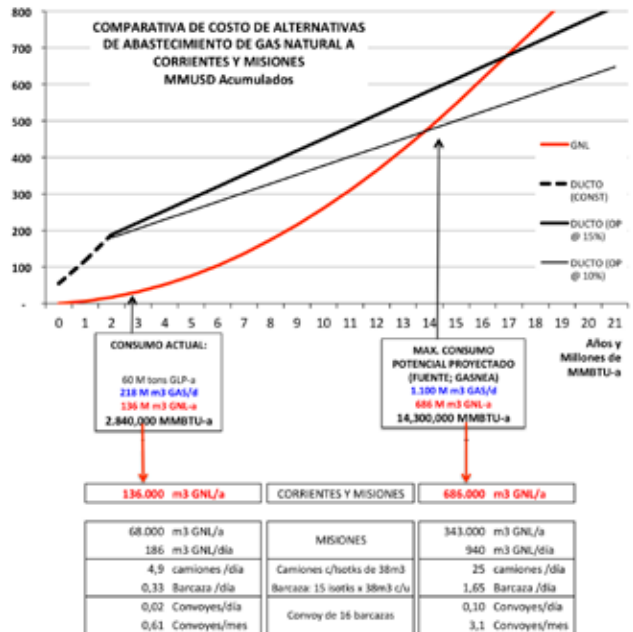
Aplicándolo al caso del NEA, resulta claramente que la solución óptima es la del GNL, sobretodo para el caso de Misiones.

Conclusiones y recomendaciones

Se concluye que el suministro vía GLP es la solución menos adecuada, ya que requiere costosos subsidios para compensar la ineficiencia del sistema que, además, suministra un gas más peligroso.

Por la demanda y las distancias, la mejor forma de suministro de gas a Misiones y Corrientes (como un conjunto) sería con GNL vía gasoductos virtuales desde Resistencia y/o Paso de los Libres. Además, es una solución casi inmediata y financieramente más razonable para abastecer al NEA del gas natural que vaya necesitando.

Todo indica que es imprescindible sumar las deman-

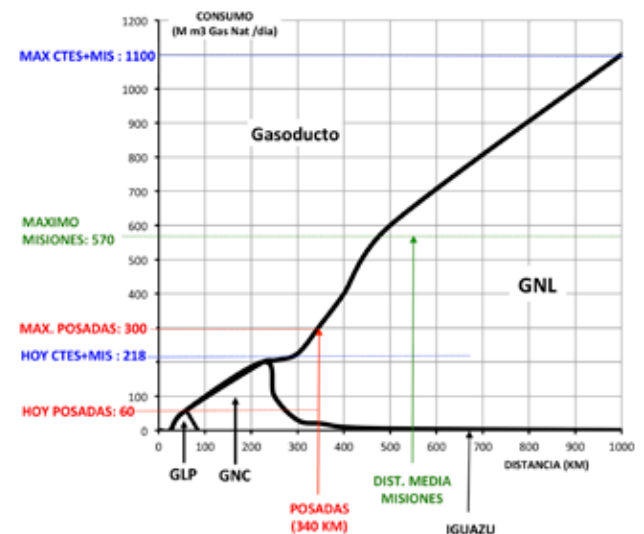


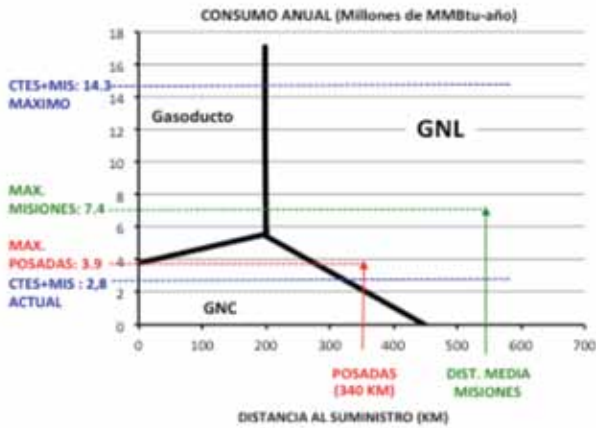
das potenciales de las zonas de Paraguay y Brasil más cercanas a Misiones, para justificar la realización de algún gasoducto físico a futuro.

En pocos meses y, con inversiones escalables y muy inferiores a las de un gasoducto, se podría instalar un centro de licuefacción de gas modular en Resistencia que abastezca por camión las demandas de GNL en Corrientes, Misiones, y quizás Paraguay y Brasil, y así empezar a confirmar el real potencial.

A medida que el volumen y la infraestructura lo permitan, se podrían utilizar barcazas fluviales para un transporte más económico y ecológico desde Barranqueiras a Posadas/Encarnación y a Iguazú/Foz/Ciudad del Este (para este último caso, primero se deberían solucionar las limitaciones de infraestructura portuaria).

Si se empezara con el abastecimiento de GNL desde Resistencia y, en el futuro se confirmara que el gasoducto tiene sentido, una vez que se completara la obra, los módulos de licuefacción redundantes de Resistencia se podrían mudar a Corrientes o Posadas para hacer la licuefacción del gas en esos puntos y abastecer de GNL otras demandas de localidades más alejadas por medio del camión.





La flexibilidad de transporte de GNL en camión permite acceder a ciudades, pueblos o industrias fuera de la línea del gasoducto y descargar en tanques criogénicos para su regasificación según la demanda requerida.

Sería oportuno considerar también un nodo de licuefacción en Paso de los Libres para tener otro punto de suministro complementario al de Resistencia y, de esta manera, aumentar la eficiencia y la confiabilidad global del sistema. Por la misma razón es ideal que el modo de transporte se plantee tanto en camión como en barcaza fluvial para evitar la dependencia de un solo sistema y poder avanzar en la complementación multimodal.

Desde el punto de vista de la inversión y la velocidad de implementación, el gasoducto virtual requiere un costo inicial muy inferior (menos del 7%) que la del gasoducto físico y es de muy rápida implementación.

El gasoducto virtual permite tener el gas natural que se vaya requiriendo efectivamente, con la posibilidad de planificar aumentos escalonados de capacidad (inversión) según la demanda lo justifique.

Si se confirma la tendencia de la demanda potencial proyectada y se decide construir el gasoducto físico en algún momento, las inversiones realizadas en el gasoducto virtual (planta(s) de licuefacción, camiones y planta(s) de regasificación) pueden ser relocalizadas con relativo bajo costo. Así, por ejemplo, si el gasoducto físico llega alguna vez a Posadas, la planta de licuefacción de Resistencia o Paso de los Libres (o algunos módulos de ellas) podrían relocalizarse para suministrar, vía gasoductos virtuales, al resto de la provincia y ofrecer el GNL para exportación.

Para el abastecimiento de la ciudad de Corrientes habría que indagar más en la alternativa de un gasoducto físico desde Resistencia que, si bien es de corta distancia, se requiere solucionar el cruce del Paraná con importante impacto económico y ambiental. De todas formas, mientras tanto podría ser abastecido con un gasoducto virtual sin problema.

Desde el punto de vista político, se podrían hacer las siguientes consideraciones:

- **Reparación histórica:** es uno de los argumentos políticos habituales para exigir, desde las provincias al gobierno nacional, la construcción del gasoducto a Corrientes y Misiones. Pero a medida que la situación financiera general nacional empeora, este cumplimiento se aleja aún más del horizonte, sobre todo cuando aparecen nuevas tecnologías superadoras del gasoducto físico reclamado.

- **Reorientación eficiente de recursos:** la inversión que requeriría la “reparación histórica” podría reorientarse a aplicaciones más eficientes, como acelerar las inversiones en redes de distribución o de financiamiento blando para que las industrias se adapten más rápidamente a gas. Además, habrá otra fuente de recursos por reorientar: la de los grandes subsidios al ineficiente sistema de suministro de GLP que podría empezar a reducirse sensiblemente.
- **Solución democrática y federal:** por su misma esencia, la solución del gasoducto virtual es más “democrática y federal”, porque, a diferencia del gasoducto físico, permite que cualquier localidad de la provincia tenga gas al mismo tiempo que la capital provincial. Esto es muy importante, ya que uno de los mayores impactos del GNL será en las economías regionales que justamente no generan el valor en la capital, sino en forma atomizada a lo largo y ancho del territorio provincial.

Referencias

- BUQUEBUS, www.buquebus.com.
 CONSULMAR, www.consulmar.com.ar.
 De Las Heras, 2013. Julián G. de Las Heras, “Análisis Comparativo de Gasoductos Virtuales frente a otras Alternativas de Abastecimiento Energético”, Proyecto Final de Ingeniería, ITBA, 2013.
 Fraga, 2018. Denis Martins Fraga, “A movimentacao de GNC e GNL em pequena escala”, Universidade de San Pablo, Instituto de Energia e Ambiente, Programa de Pos-Grado em Energia, San Pablo, 2018.
 Gasnea Plan, 2019. “Plan Estratégico (2019-2023) Desarrollo del Gas en el NEA”, Presentación oficial de GASNEA, 2019.
 GNL NAVAL ARG, 2020. Raúl Podetti, Carlos Casares, “Impacto del GNL Naval en Argentina (Avances parciales)”; Colección Industria Naval, www.industrianaaval.com.ar.
 IMO. MARPOL: <http://www.imo.org>.
 LANG \$LNG, 2009. Marcul Lang, Marc Schler, “Consider Mid Scale LNG to monetize Natural Gas” –Linde Engineering Division, Linde AG, www.igu.org, 2009.
 López Bendezu, 2010. Marko Antonio López Bendezu, “Evaluación Técnico-Económica de las Alternativas de Transporte de Gas Natural”, Segundo Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía, Chile, marzo 2009 y GN La Revista del Gas Natural, 2010.
 OECD JAPAN, 2018. “Fuelling Maritime Shipping with LNG- The Case of Japan”; International Transport Forum, 2018.
 Pluspetrol Perú, 2008. “Micro LNG Project en Cerro Azul, Cañete, Lima, Perú”, 2008.
 Risuelo, 2010. Fernando Risuelo, “Análisis de la Infraestructura de Gas Natural en la República Argentina”, Área de Pensamiento Estratégico - Cámara Argentina de la Construcción, 2010.
 S.ENERGIA DATA, 2019. Estadísticas 2019 de Volúmenes de Hidrocarburos de la Sec. de Energía de la Nación.
 World Bank, 2015. “Mini/Micro LNG for commercialization of small volumes of associated gas”, World Bank Group, Energy & Extractives, 2015.
 ZHANG \$LNG, 2011. Jinrui Zhang, Hans Meerman, André Faaij, René Benders, “Comprehensive review of current natural gas liquefaction processes on technical and economic performance”, Applied Thermal Engineering Journal, 2011.



La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

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

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

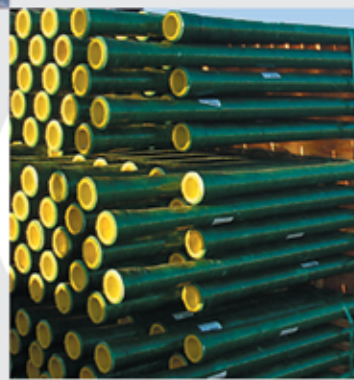


Caños de acero

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

Tuberías ERFV

- Line pipe API 15HR y accesorios.



TUBHIER



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



ISO-9001
ISO-14001
OHSAS-18001

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



Búsqueda de hidrocarburos *offshore* de la Argentina y la cuestión de las islas Malvinas

Por Ing. Alejandro R. Luppi

En momentos en los que se habla de la Ronda 2 de *offshore*, un repaso por un aspecto que aborda mucho más que lo técnico.

La Cuestión de las islas Malvinas alude al litigio existente entre la República Argentina y el Reino Unido (R.U.) por la soberanía sobre esas islas, las islas Georgias del Sur y Sándwich del Sur y los espacios marítimos circundantes. Se trata de una cuestión geopolítica, o tal vez debiera decirse talasopolítica, del griego *θάλασσα thálassa* 'mar' y 'política', de importancia que no ha sido resuelta a pesar de su larga historia de debates entre las dos partes, declaraciones y mediaciones de terceros e incluso, lucha armada. Ese litigio afecta la búsqueda de hidrocarburos y la eventual explotación de los hallazgos en el área en cuestión.

Reseña histórica

Las islas Malvinas son un resabio del sistema colonial cuya manifestación primigenia más importante procede del descubrimiento de América por parte de la expedición española conducida por Colón. Inicialmente se accedía al dominio de un territorio hasta entonces desconocido por el descubrimiento y la ocupación efectiva, o a veces solo por esta última, o por asignación papal, y ello determinaba la colonización de ese territorio. Entretanto, el estatus colonial o poscolonial subsiste mientras el territorio no sea reconocido como libre por el consenso mayoritario de las naciones, aun cuando la relación colonia-metrópoli haya evolucionado desde una depen-

dencia absoluta a cierto grado de autodeterminación. Además, va de suyo que la esencia de dicho estatus es independiente del viso que se quiera dar a la relación entre las partes, ello a propósito de que en el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea¹, a las islas Malvinas, las islas Georgias del Sur y Sándwich del Sur se las denomina Territorios de Ultramar [del Reino Unido] en lugar de colonias².

El antecedente más fehaciente del descubrimiento de las islas Malvinas es la expedición organizada por el rey de Portugal Dom Manoel I que partió de Lisboa durante la primera mitad de mayo de 1501 en dirección al Atlántico Sur y que, al mando del navegante y cartógrafo florentino Amerigo Vespucci, descubrió el 7 de abril de 1502 lo que denominó "nuevas tierras" en una carta dirigida a Piero Francesco Soderini³ en 1504. Conforme al análisis que realizó Julius Goebel en su libro *The Struggle for the Falkland Islands*⁴, es probable que esas nuevas tierras hayan sido las islas Malvinas. Asimismo, recientes investigaciones históricas citadas en el artículo "Las Islas Malvinas: Descubrimiento, Primeros Mapas, Ocupación. Siglo XVI", escrito por V. Guillermo Arnaud y publicado en el Boletín del Centro Naval N° 841⁵ dan cuenta de que el primer mapa que sería de las islas Malvinas fue redescubierto en 1982 en la Biblioteca Nacional de Francia, en el manuscrito que lleva el número 15452⁶ titulado *Le grand Insulaire et pilotage d'André THEVET, Angoumois, cosmographe du Roy, dans lequel sont contenus plusieurs*



plants d'isles habitées et deshitées et description d'icelles, que data de 1586, en cuyo folio 268⁷ se encuentra un mapa hecho en 1520 por el cartógrafo español Andrés de San Martín, miembro de la expedición de Fernão de Magalhães que partió de España en setiembre de 1519, de "*Les isles de Sanson ou des Geantz*". Ese mapa, en realidad, según aquellas investigaciones se refiere a las islas Malvinas. Sin perjuicio de ello, el R.U. arguyó a favor su dominio sobre las islas con base en presuntos descubrimientos que navegantes británicos habrían hecho hacia fines del siglo XVI⁸, es decir, posteriormente al viaje de Vespucci.

En 1764, Louis A. de Bougainville tomó posesión de las islas Malvinas en representación del rey de Francia fundando un asentamiento en la isla Soledad que denominó Port Saint Louis. Poco después, en 1766, ante el reclamo de España basado en el Pacto de Familia existente entre los reyes borbónicos de España y Francia, este accedió a restituir la plaza, que entonces quedó en poder de los españoles. Sin embargo, el R.U. estableció un asentamiento en las Malvinas, específicamente en un lugar de la isla Trinidad (*Saunders*, en la toponimia inglesa) llamado Port Egmont⁹, al N.O. de la isla Gran Malvina, que le permitió ejercer jurisdicción sobre parte del territorio isleño hasta mayo de 1774, momento en que, tras prolongadas negociaciones con España y Francia, evacuó la fortificación allí existente y su guarnición abandonó las islas dejando con intencionalidad, pero sin fundamento¹⁰ la siguiente inscripción en una placa de plomo fijada en el fuerte:

*Be it known to all nations that the Falkland Islands, with this fort, the storehouses, wharfs, harbors, bays, and creeks thereunto belonging, are the sole right and property of His Most Sacred Majesty George the Third, King of Great Britain, France and Ireland, Defender of the Faith, etc. In witness thereof this plate is set up, and his Britannic Majesty's colors left flying as a mark of possession by S. W. Clayton, commanding officer at Falkland Islands, A. D. 1774.*¹¹

A partir de la Revolución de Mayo, el poder que el rey de España había delegado en el virrey del Río de la Plata fue asumido por el gobierno criollo encarnado por la Primera Junta, hecho precedente de la independencia de las *Provincias Unidas en Sudamérica* –y por consiguiente de la República Argentina– en 1816. En razón de este acontecimiento y de acuerdo con el principio *uti possidetis iuris*¹² del derecho internacional, la Argentina accedió al dominio de las islas Malvinas que España ejercía desde que el rey George III de Gran Bretaña se comprometió a abandonar las islas, y de hecho las abandonó en 1774, como se mencionó.

En 1820, la Argentina tomó formalmente posesión de las islas Malvinas después del interregno que comenzó a continuación de la Revolución de Mayo. A partir de ese momento la Argentina desarrolló y consolidó el asentamiento existente en las islas hasta que, el 3 de enero de 1833, el R.U. formalizó el apoderamiento por la fuerza del territorio malvinense, sobre el que ejerce jurisdicción hasta la actualidad.

Derechos de soberanía en el mar a los efectos de la exploración y explotación de sus recursos naturales

El dominio sobre un territorio se extiende al mar que baña sus costas e implica derechos jurisdiccionales sobre esas aguas en los términos de la CONVEMAR¹³. En este sentido, caben las siguientes enunciaciones de carácter general:

Régimen jurídico del mar territorial (art. 2):

La soberanía del Estado ribereño se extiende más allá de su territorio y de sus aguas interiores... a la franja de mar adyacente designada con el nombre de mar territorial. Esta soberanía se extiende al espacio aéreo sobre el mar territorial, así como al lecho y al subsuelo de ese mar.

Anchura del mar territorial (art. 3):

Todo Estado tiene derecho a establecer la anchura de su mar territorial hasta un límite que no exceda de 12 millas marinas¹⁴ medidas a partir de líneas de base¹⁵ determinadas de conformidad con esta Convención.

Línea de base normal (art. 5):

Salvo disposición en contrario de esta Convención, la línea de la base normal para medir la anchura del mar territorial es la línea de bajamar a lo largo de la costa, tal como aparece marcada mediante el signo apropiado en cartas a gran escala reconocidas oficialmente por el Estado ribereño.

Plataforma continental (art. 76):

La plataforma continental de un Estado ribereño comprende el lecho y el subsuelo de las áreas submarinas que se extienden más allá de su mar territorial y a todo lo largo de la prolongación natural de su territorio hasta el borde exterior del margen continental, o bien hasta una distancia de 200 millas marinas contadas desde las líneas de base a partir de las cuales se mide la anchura del mar territorial, en los casos en que el borde exterior del margen continental no llegue a esa distancia.

En este espacio marítimo el Estado ribereño ejerce derechos de soberanía a los efectos de la exploración y explotación de sus recursos naturales: minerales, hidrocarburos y especies sedentarias (langostinos, mejillones, vieiras, etc.). Estos derechos son exclusivos en el sentido de que, aun cuando el Estado ribereño no explore la plataforma continental o no explote sus recursos naturales, nadie podrá emprender estas actividades sin su expreso consentimiento. Además, los derechos del Estado ribereño sobre la plataforma continental son independientes de su ocupación real o ficticia, así como de toda declaración expresa. Jurídicamente la plataforma continental comienza donde termina el lecho y el subsuelo del mar territorial, que en la Argentina llega a las doce millas marinas medidas desde las líneas de base. Todo Estado ribereño tiene reconocida, más allá de este punto, una plataforma continental hasta las doscientas millas marinas medidas desde las líneas de base. Sin embargo, cuando la



producto argentino

BORCEGUÍ CATER

► IMPERMEABLE ◀



**NUEVO
MODELO**



WWW.KAMET.COM.AR



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

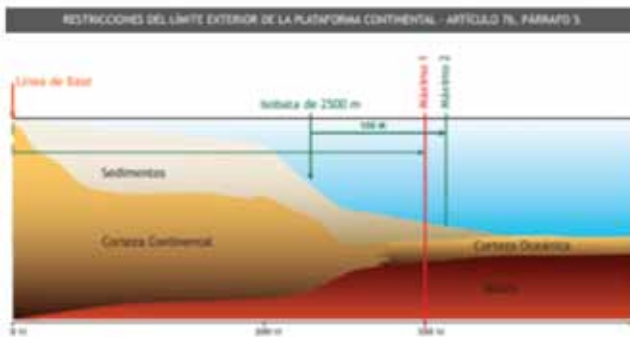


Figura 1. http://www.plataformaargentina.gov.ar/userfiles/userfiles/Folleto-COPLA_0.pdf.

prolongación natural del territorio se extiende más allá de esa distancia, el Estado se halla facultado a establecer el límite exterior de su plataforma continental en lo que técnicamente se denomina “borde exterior del margen continental”. A esos efectos, es necesario previamente definir la ubicación del “pie del talud continental”, para lo cual existen dos fórmulas¹⁶ aceptables que pueden utilizarse indistintamente. Una vez definida esa ubicación, se podrán fijar los puntos del límite exterior utilizando para ello cualquiera de las dos fórmulas definidas en la Convención, a saber: a) fórmula del espesor sedimentario: el Estado elegirá los puntos fijos más alejados del pie del talud y medirá el espesor de las rocas sedimentarias en ese punto. Luego, comparará esa medida con la distancia más corta entre el punto elegido y el pie del talud continental, de manera que el espesor de las rocas sedimentarias sea por lo menos el 1% de esa distancia y b) fórmula de la distancia: el Estado elegirá los puntos fijos situados a no más de 60 millas marinas del pie del talud continental (Figura 1).

El Estado ribereño que se proponga establecer, de conformidad con el artículo 76, el límite exterior de su plataforma continental más allá de 200 millas marinas debe presentar a la Comisión de Límites de la Plataforma Continental (CLPC) la información científica y técnica que sustente la demarcación. La CLPC hará recomendaciones a los Estados ribereños sobre la adecuación o no del límite presentado a las normas de la CONVEMAR. Posteriormente, el Estado ribereño determinará el límite exterior de su plataforma continental que, si toma como base las recomendaciones de la CLPC, será considerado definitivo y obligatorio frente a la comunidad internacional. Cabe agregar que la CLPC no se expide sobre presentaciones relativas a la Antártida ni a áreas sujetas a conflictos jurisdiccionales, a menos estas presentaciones estén avaladas por todos los Estados involucrados. Esta última circunstancia se da en el caso de las presentaciones sobre la plataforma continental de las islas Malvinas, Georgias del Sur y Sándwich del Sur (Figura 2).

Exploración costa afuera en el área bajo jurisdicción del Reino Unido

Las actividades de búsqueda de hidrocarburos en las islas Malvinas comenzaron en tierra firme cuando, en 1984, el gobierno isleño otorgó un permiso de prospec-

ción a la empresa estadounidense First Land Oil & Gas Co.¹⁷ que no prosperó. Posteriormente, se vienen realizando en el sector de la plataforma continental adyacente a la Argentina que está bajo control del R.U. denominado “Área Designada”¹⁸. Este sector alcanza las 200 millas de ancho definidas en el Art. 76 de la CONVEMAR en la mitad oriental, mientras que en la mitad occidental está limitado por la jurisdicción colindante de la Argentina que se corresponde con la Zona Económica Exclusiva definida en el Art. 57 de la CONVEMAR. A este sector se incorporó, durante casi doce años, el área especial de cooperación resultante de la Declaración Conjunta de Cooperación sobre Actividades Costa Afuera en el Atlántico Sudoccidental¹⁹; en efecto, el 27 de setiembre de 1995 los gobiernos de la Argentina y del R.U. suscribieron la susodicha declaración por la que se estableció un área de uso común ubicada al sudoeste de las islas. Esta área comprendía unos 21.000 km² que habían sido aportados en partes aproximadamente iguales por la Argentina y el R.U., y en ella se acordó la realización de tareas exploratorias bajo un régimen de consultas recíprocas y participación en los resultados. Este régimen no tuvo los efectos esperados y el gobierno argentino lo denunció el 27 de marzo de 2007 bajo la alegación de que el R.U. actuaba unilateral e ilegítimamente, especialmente por el otorgamiento de licencias para realizar actividades en búsqueda de hidrocarburos en otras áreas en disputa (Figura 3, página 57).

Conforme a la reseña histórica del Departamento de Recursos Minerales de las islas Malvinas, los antecedentes de la exploración en el Atlántico Suroccidental in-

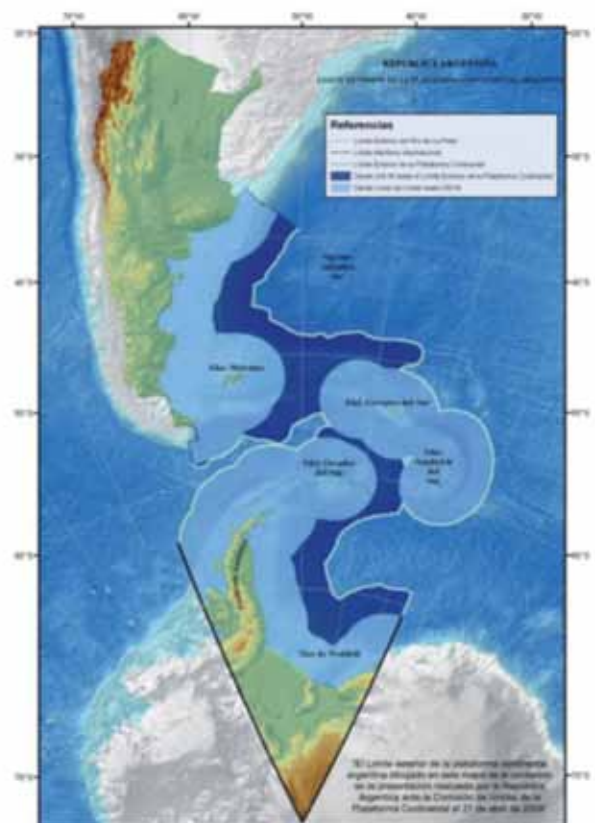


Figura 2. http://www.plataformaargentina.gov.ar/userfiles/userfiles/Folleto-COPLA_0.pdf.

cluyen levantamientos geofísicos hechos por el entonces llamado Lamont-Doherty Geological Observatory dependiente de la universidad estadounidense de Columbia en la década de 1950, y la perforación de los pozos denominados DSDP-327, DSDP-329, DSDP-330 y DSDP-511²⁰ en el Banco Maurice Ewing²¹, los tres primeros en 1974 y el último en 1980, por parte del barco perforador *Glomar Challenger* en el contexto del llamado *Deep Sea Drilling Project*, que permitió presumir la existencia de roca madre²². Este proyecto de perforaciones en el mar, que fue auspiciado por las entidades estadounidenses National Science Foundation y Scripps Institution of Oceanography de la Universidad de California y duró desde 1968 hasta 1983, agregó pruebas significativas de la deriva de las masas continentales, aportó datos para calibrar presunciones geofísicas y permitió ubicar zonas con posibilidades petrolíferas. Existen, además, otros relevamientos geofísicos²³ que contribuyeron al estudio de la geología del subsuelo marino, entre ellos el que hicieron las empresas Texas Instruments (previamente Geophysical Service, Inc. o GSI) y Western Geophysical entre 1977 y 1978 sobre un área de aproximadamente 200.000 millas cuadradas encuadrada por los meridianos 53°30' W y 64°30'W y los paralelos 46°30'S y 55°20'S, donde se obtuvieron 21.652 km de datos; el que estuvo a cargo de las empresas Geco-Prakla y Spectrum Geophysics (posteriormente TGS), que trabajaron entre 1993 y 1995 al sur y al norte de las islas, respectivamente, y obtuvieron entre ambas 15.558 km de datos; el que posteriormente hizo Spectrum, en el que agregó 3.650 km de datos dentro del área que ya había relevado; el que hizo Spectrum en 1997 en el Área Especial de Cooperación mencionada más arriba; y el que hizo Lundin Oil AB en 2001 al norte de las áreas de la Cuenca Malvinas Norte objeto de licencias, donde obtuvo 1.250 km de datos.

En los años siguientes y hasta mediados de la década de 1990 varias compañías argentinas o con base en la Argentina perforaron un total de 17 pozos²⁴ en la Cuenca Malvinas, algunos descubrieron hidrocarburos, entre ellos: el pozo Calamar.x-1, del que surgió petróleo a razón de 500 m³ por día, y el Salmón.x-1, que produjo a razón de unos 600.000 m³ diarios de gas con aporte de condensado, ambos perforados por la compañía Esso con la sonda General Mosconi de YPF. Sin perjuicio de que el tamaño estimado de los yacimientos descubiertos fue considerado insuficiente para desarrollarlos, ambos permitieron comprobar la existencia de acumulaciones potencialmente económicas (Figura 4).

Mapa de cuencas sedimentarias en el atlántico sur - zona de Malvinas

Por entonces el British Geological Survey, que tenía vasta experiencia petrolera a raíz del desarrollo de las explotaciones del Mar del Norte, se puso al frente de la organización de un marco normativo y presumiblemente de la ejecución del programa de licenciamiento de interesados en explorar en búsqueda de hidrocarburos, y eventualmente explotar los descubrimientos costa afuera de las islas. Cabe pensar que esta actitud tuvo el

Pozos perforados en aguas bajo jurisdicción argentina y plano del Área Especial de la Declaración Conjunta de Cooperación sobre Actividades Costa Afuera en el Atlántico Sudoccidental

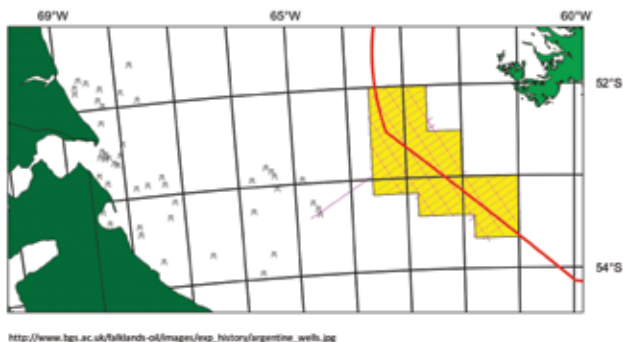


Figura 3. http://www.bgs.ac.uk/falklands--oil/images/exp_history/argentine_wells.jpg

objetivo de promover una industria útil que al mismo tiempo pudiese acercar recursos económicos a las islas. Los instrumentos básicos del marco normativo son las licencias de exploración y de explotación. Estas licencias duran normalmente un año, pueden prorrogarse hasta tres y tienen por objetivo tareas de prospección en general, entre las que no se permite la perforación del subsuelo marino más abajo de los 350 m. En la figura 6 se muestra el área designada para el ejercicio de las licencias de exploración. Este área tiene una superficie aproximada 400.000 km² y está dividida en “cuadrantes” cuyos lados abarcan 1° de latitud y 1° de longitud; estos, a su vez, están subdivididos en 30 “bloques”: cinco



Figura 4. <http://biblioteca.iapg.org.ar/ArchivosAdjuntos/Petrotecnia/2002-3/Exploraci%C3%B3nPCA.pdf>

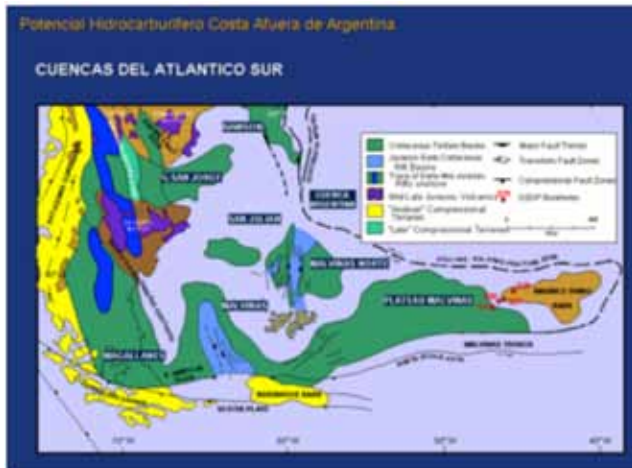
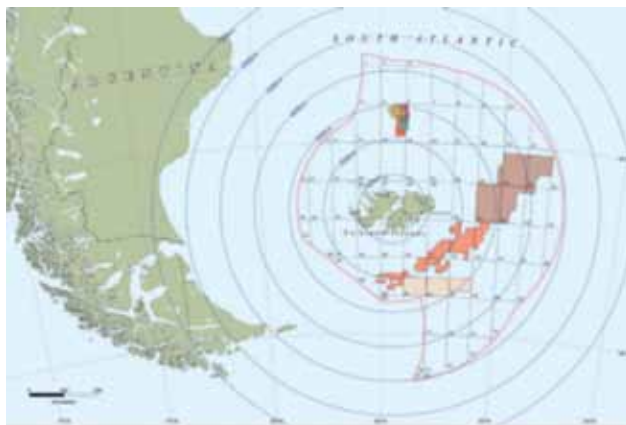


Figura 5. <http://www.iae.org.ar/MalvinasExSec.pdf>

en el sentido W-E por seis en el sentido N-S. La designación de los pozos incluye los números de identificación del cuadrante y del bloque en que fueron perforados y el número de orden del pozo en esa ubicación; así por ejemplo, el pozo 30/05-2 es el segundo pozo perforado en el bloque 5 del cuadrante 30. Nótese, como se señaló previamente, que el borde occidental del área designada coincide aproximadamente con la Zona Económica Exclusiva de la Argentina (Figura 6).

Las licencias de explotación permiten la exploración en búsqueda de hidrocarburos y la subsecuente explotación de estos en el área objeto de la licencia, sujetas ambas a los términos de la propia licencia, a una normativa básica y a una normativa variable agrupada en el digesto denominado *Petroleum Operations Notices*. Los licenciarios deben designar un operador responsable por los trabajos que sea aceptable para las autoridades. El régimen contiene una curiosa limitación por la que dichas autoridades podrán vetar la participación de licenciarios u operadores en cuya composición social hubiere intereses argentinos superiores al 49%. Previamente a 2001, las licencias se concedieron por licitación, pero actualmente pueden ser objeto de negociaciones directas con los in-



<http://www.rockhopperexploration.co.uk/rockhopper/operations/talklands/maps.html>

Figura 6. Cuencas sedimentarias comprendidas en el área designada de las islas Malvinas para la exploración en búsqueda de hidrocarburos (<https://www.fig.gov.fk/minerals/index.php/geology/southern-basins>).

teresados. Los licenciarios están sujetos al pago de un canon vinculado con la extensión del área asignada para las operaciones, así como también al pago de regalías del 9% sobre los hidrocarburos extraídos y al pago de un impuesto a las ganancias.

Conforme al Departamento de Recursos Minerales de las islas Malvinas, y los efectos de la exploración y eventual explotación de hidrocarburos, el área costa afuera de las islas comprende cuatro cuencas sedimentarias, que se denominan Malvinas Norte, Plateau Malvinas, Malvinas Sur y Malvinas, sin perjuicio de que las tres últimas reciban el nombre colectivo de Cuencas Australes. Cabe agregar que la mayor parte de la Cuenca Malvinas está situada en aguas argentinas (Figuras 7 y 8, página 61).



Figura 7. <https://www.fig.gov.fk/minerals/index.php/geology/southern-basins>

Las licencias de explotación

En 1996, muy poco después de suscrita la declaración conjunta mencionada, el gobierno de las islas llamó a licitación para otorgar licencias de explotación costa afuera en la cuenca Malvinas Norte. En esa ocasión otorgó siete licencias a 14 empresas; entre estas no se encontraba YPF, cuya oferta conjunta con

British Gas había sido desestimada aparentemente porque no se atendió un pedido de mejoramiento. Con el tiempo, hubo nuevas rondas de licitaciones, adjudicaciones por negociación directa y cambios entre los licenciarios. La situación de las licencias activas a octubre de 2020 evolucionó de la siguiente manera (ver tabla de la página 60).

La situación de las licencias en las Cuencas Australes también ha evolucionado desde sus comienzos en 2000. La adjudicación de las licencias de explotación en las Cuencas Australes se hizo mediante un sistema denominado *open-door*, es decir de puertas abiertas o negociación directa. La evolución de las licencias a octubre de 2020 se detalla en la tabla de la página 61.

En la figura de la página 72 se muestra la disposición de las licencias de explotación de las Cuencas Australes con los seis pozos perforados en ellas.

Inicialmente hubo 17 licenciarios de explotación: 14 en la cuenca Malvinas Norte y 3 en la Cuencas Aus-

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



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



CUENCA MALVINAS NORTE

Licencia de explotación (Cuadrante)	Licenciario		Fase		
	Original	A OCT 2020 (% participación). El operador está señalado en negrita.	N°	Inicio	Fin
PL001(14) Parcela A	Amerada Hess Falkland Islands BV (25%) Fina Exploration Atlantic BV (25%) Murphy Oil (Falkland Islands) Co Ltd. (25%) Teikoku Oil (Falkland Islands) Co Ltd. (20%) Argos Evergreen Ltd. (5%)	Argos Resources Ltd. (100%)	2	25/11/2008	01/05/2021
PL003a(14) Parcelas C y D	LASMO International Ltd. (62,5%) Desire Petroleum Ltd. (25%) Clyde Expro plc (12,5%)	Desire Petroleum Ltd.* (92,5%) Premier Oil plc** (4,5%) Rockhopper Exploration plc (3,0%)	2	01/05/2006	01/05/2021
PL003b(14) Bloque 14/14 formación promisoria Ann. Bloque 14/19 formación promisoria Orca.	LASMO International Ltd. (62,5%) Desire Petroleum Ltd. (25%) Clyde Expro plc (12,5%)	Desire Petroleum Ltd.* (57,5%) Denholm Oil and Gas Limited (35,0%) Premier Oil plc** (4,5%) Rockhopper Exploration plc (3,0%)			
PL004a(14/15)	LASMO International Ltd. (62,5%) Desire Petroleum Ltd. (25%) Clyde Expro plc (12,5%)	Premier Oil Exploration and Production plc** (36,0%) Desire Petroleum Ltd* (40%) Rockhopper Exploration plc (24,0%)	2	01/05/2006	01/05/2021
PL004b(14) (Área 1)	LASMO International Ltd. (62,5%) Desire Petroleum Ltd. (25%) Clyde Expro plc (12,5%)	Premier Oil Exploration and Production plc** (36,0%) Desire Petroleum Ltd.* (40%) Rockhopper Exploration plc (24,0%) (Ver nota al pie)			
PL004c(14) (Área 2)	LASMO International Ltd. (62,5%) Desire Petroleum Ltd. (25%) Clyde Expro plc (12,5%)	Premier Oil Exploration and Production plc** (36,0%) Desire Petroleum Ltd.* (40%) Rockhopper Exploration plc (24,0%) (Ver nota al pie)			
PL005(14) Parcela F	International Petroleum Corporation Falklands Ltd. (50%) Sands Oil and Gas Ltd. (50%) Posteriormente, ambas compañías se unen formando Lundin Oil AB.	Desire Petroleum Ltd.* (100%)	2	25/11/2005	01/05/2021
PL032(14) y PL033(15)	Rockhopper Exploration plc (100%)	Premier Oil Exploration and Production plc** (60,0%) Rockhopper Exploration plc (40,0%) (Ver nota al pie)	2	01/05/2013	01/05/2021
Sea Lion Discovery Área (en PL032)	Rockhopper Exploration plc (100%)	Premier Oil Exploration and Production plc** (60,0%) Rockhopper Exploration plc (40,0%) (Ver nota al pie)	—	15/04/2010	01/05/2021

* Desire Petroleum Ltd. es una empresa subsidiaria de Falkland Oil and Gas Ltd (FOGL), que a su vez, es una empresa subsidiaria de Rockhopper Exploration plc.

** Premier Oil Exploration and Production plc fue absorbida por Chrysaor Holdings Limited en octubre de 2020.

Nota: la titularidad de las licencias 4b,4c y 32, todas ellas vinculadas con el proyecto de desarrollo de Sea Lion, pasará a ser Premier, 40% y Rockhopper y Navitas Petroleum, Limited Partnership, 30% cada una conforme a un acuerdo con esos efectos que se concretaría hacia fines de 2020 y oportunamente se sometería a consideración de las autoridades isleñas (Figura 9, página 69).

trales. Con el transcurso del tiempo hubo muchos cambios en la lista de los licenciarios: desistencias, incorporaciones y fusiones, y a octubre de 2020 quedaban 7 licenciarios, con la salvedad de que uno de ellos –Rockhopper– adquirió oportunamente a otros dos –Desire y FOGL– cuya titularidad le pertenece íntegramente. La mayoría de las empresas remanentes parecen haber sido constituidas con la única intención de operar en las islas Malvinas, con excepción de Denholm Oil & Gas Ltd. En efecto:

- Argos Resources Limited es titular de la licencia PL001, que le fue otorgada en 1996 y abarca una superficie de 1.126 km² aproximadamente. Argos se fundó en 1995, tiene su sede en las propias islas y sus acciones se comenzaron a cotizar públicamente en la bolsa de inversiones alternativas Alternative Investment Market (AIM) de Londres el 29 de julio de 2010. Su sitio de internet es <http://www.argosresources.com/>. En él se muestra la licencia PL001 como la única actividad petrolera.

CUENCAS AUSTRALES

Licencia de explotación (Cuadrante)	Licenciario		Fase		
	Original	A OCT 2020 (% participación). El operador está señalado en negrita.	N°	Inicio	Fin
Cuenca Malvinas Sur PL010 (51 y 62) PL011 (51 y 52) PL012 (53) PL013 (59 y 60) PL014 (60) PL015 (61) PL016 (62)	Falkland Oil and Gas Ltd. (FOGL) (77,5%) Hardman Resources Ltd. (22,5%) (posteriormente absorbida por Tullow Oil plc)	Falkland Oil and Gas Ltd (FOGL) (100%)	2	03/12/2010	03/12/2020
PL018 (61) PL019 (62) PL020 (63)	Borders & Southern Petroleum Borders & Southern Petroleum plc (100%) plc (100%)		2	01/11/2012	31/01/2022
Darwin East Discovery Area (en PL018)	Borders & Southern Petroleum plc (100%)	Borders & Southern Petroleum plc (100%)	—	31/01/2012	31/01/2022
Cuenca Plateau Malvinas PL025 PL026 PL027 PL028 PL029 PL031 Cuadrantes 29, 30, 31, 41, 42 y 43	Falkland Oil and Gas Ltd. (FOGL) (100%) Eventualmente BHP Billiton adquirió el 51% del emprendimiento pero posteriormente se retiró.	Falkland Oil and Gas Ltd. (FOGL) (100%)	2	15/12/2011	15/12/2021

- Borders & Southern Petroleum plc, titular de las licencias de explotación PL018, PL019 y PL020 y del Área Descubrimiento Darwin East-1, que ocupan un área de casi 10.000 km², es una empresa para explo-

rar en búsqueda de hidrocarburos con sede en el R.U. Fue constituida en 2004 y sus acciones se cotizan en la bolsa de inversiones alternativas (AIM) de Londres desde 2005. En el sitio de internet <http://www.bor->

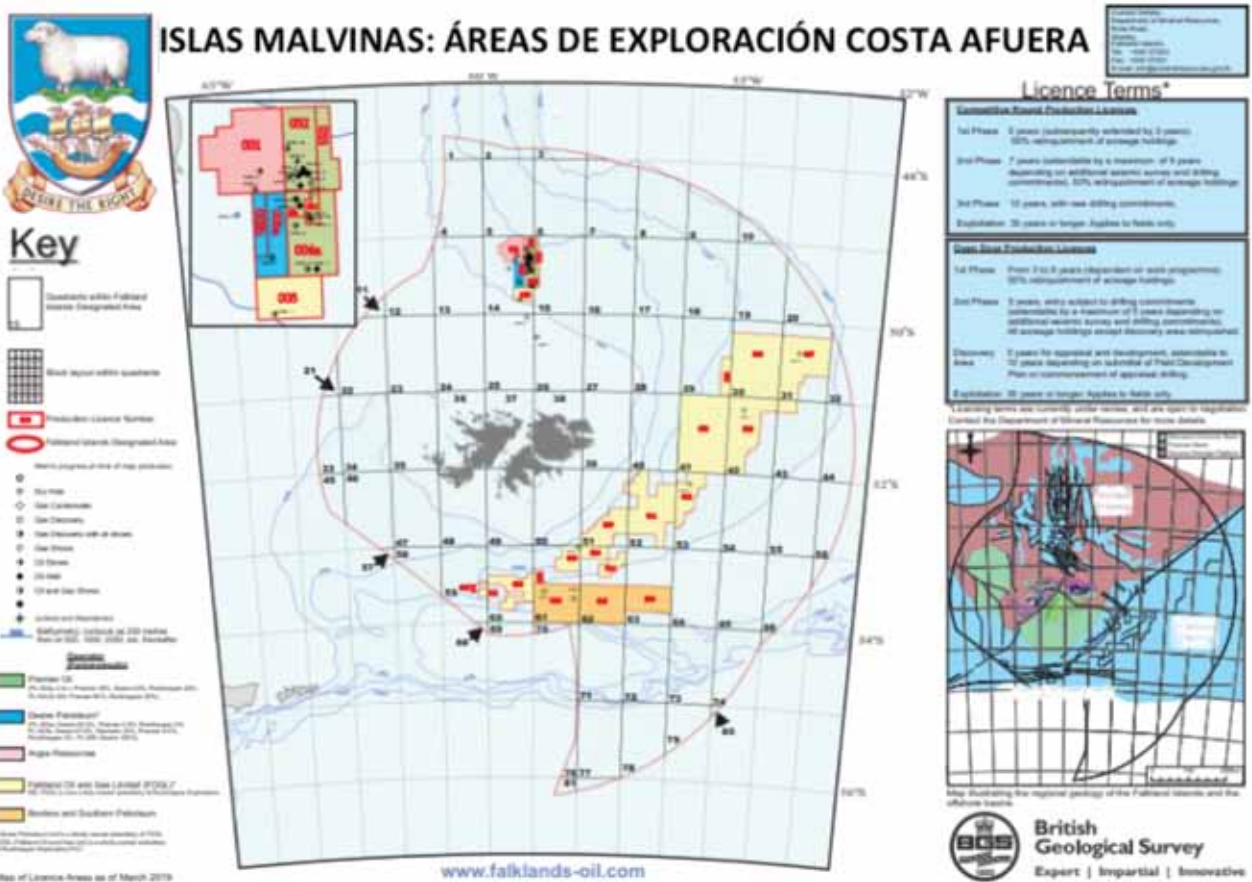


Figura 8. <https://www.fig.gov.fk/minerals/component/downloads/?task=download.send&id=134&catid=21&m=0&Itemid=101>



dersandsouthern.com no se muestran otros activos petroleros que no sean los de las islas Malvinas.

- Denholm Oil & Gas Ltd, sería filial de Cathay Petroleum International Ltd, una empresa registrada en Hong Kong en 2003 que a su vez es filial de Cathay Petroleum Holdings Ltd. Ésta y Denholm están registradas en las Islas Vírgenes Británicas. A principios de 2015, Cathay tenía participación no operadora en negocios de exploración y producción en Australia, Namibia y las islas Malvinas, en este último caso a través de Denholm, que es socio no operador con una participación del 35% de la licencia PL003b. Esta participación fue asignada a Denholm el 8 de noviembre de 2010 por Arcadia Petroleum Ltd., que a su vez la había establecido por acuerdo con Desire Petroleum plc, que en ese entonces era el operador de la licencia.
- Desire Petroleum plc es una empresa con sede en el R.U. constituida en 1996 para dedicarse a la exploración en búsqueda de hidrocarburos en la Cuenca Malvinas Norte de las islas Malvinas. El 5 de diciembre de 2013 pasó a ser propiedad de Falkland Oil and Gas Limited. Es operadora de las licencias de explotación PL003a y PL003b, titular de la PL005 y cotitular no operadora de las licencias PL004a, PL004b y PL004c. En su antiguo sitio de internet <http://www.desireplc.co.uk> nunca se mostraron otros activos petroleros que no fueran los de las Islas Malvinas.
- Falkland Oil and Gas Limited (FOGL) es una empresa enfocada en la exploración en búsqueda de hidrocarburos en las islas Malvinas donde es operadora de las licencias PL010 a PL016, PL025 a PL029 y PL031 de las Cuencas Australes. Está registrada en las propias islas aun cuando su oficina principal estaba en Londres, donde sus acciones se cotizaron en la bolsa de inversiones alternativas AIM desde el 14 de octubre de 2004. Como se señaló, el 5 de diciembre de 2013 FOGL incorporó a Desire Petroleum plc. Asimismo, el 9 de diciembre de 2013 se hizo efectivo un acuerdo por el cual FOGL cedió cierto porcentaje de su participación en las licencias PL004a y PL004c a Premier Oil Exploration and Production Limited y a Rockhopper Exploration (Oil) Limited a cambio de que estas asumieran parte del costo de la perforación de sendos pozos para investigar el complejo promisorio Elaine/Isobel en la licencia PL004a y la formación promisorio Jayne en la licencia PL004c. En el

antiguo sitio de internet de FOGL, <http://www.fogl.com/fogl/en/home>, nunca se mostraron otros activos petroleros que no fueran los de las islas Malvinas. Por último, el 18 de enero de 2016 se consumó la incorporación de FOGL a Rockhopper Exploration plc.

- Rockhopper Exploration plc es una empresa con sede en el R.U. cuyas acciones se cotizan en la bolsa de inversiones alternativas AIM de Londres desde 2005. Es operadora de las licencias de explotación PL003a, PL003b y PL005 a través de su filial Desire y de las licencias PL010 a PL016, PL025 a PL029 y PL031 a través de su filial FOGL y socia no operadora de las licencias de explotación PL004a, PL004b, PL004c, PL032, PL033, PL010 a PL016, PL025 a PL029 y PL031. Perforó el pozo que derivó en la declaración de “comercialidad”26 del yacimiento Sea Lion, único hallazgo que cuenta con un proyecto de desarrollo avanzado. En el sitio de internet, <http://www.rockhopperexploration.co.uk>, no se mostraban otros activos petroleros que no fueran los de las islas Malvinas, hasta que el 11 de agosto de 2014 Rockhopper concretó la compra de Mediterranean Oil & Gas plc, una empresa que a la sazón tenía explotaciones de hidrocarburos activas y áreas de exploración en Francia, Italia, Malta y Croacia cuyas acciones también se cotizaban en la bolsa de inversiones alternativas AIM de Londres. Además, en agosto de 2016 adquirió la filial egipcia de la empresa petrolera australiana Beach Energy, Inc., que se llamó Rockhopper Egypt Pty Ltd. y que en febrero de 2020 fue vendida a United Oil and Gas plc.

En tiempos más recientes se incorporaron empresas con una actuación más amplia en términos geográficos, con experiencia más vasta en la industria petrolera y con mayor fuste económico, condiciones estas que para muchos observadores resultaron auspiciosas ante la magnitud de los trabajos por realizar y la limitada envergadura de quienes hasta entonces debían realizarlos. Se trata de Noble Energy, Inc., Edison International SpA y Premier Oil plc. Nos referiremos solo a esta última porque las otras dos dejaron de operar en las islas Malvinas.

Premier Oil plc (<https://www.premier-oil.com/about>) se sumó a la nómina de licenciatarios de explotación el 12 de julio de 2012. En efecto, Rockhopper y la firma inglesa Premier Oil plc formalizaron un acuerdo por el que esta adquiriría una participación del 60% en las licencias de aquella en las islas Malvinas. Conforme a los términos publicados, Premier pagó a Rockhopper la suma de 231 millones de dólares estadounidenses en efectivo para compensar las erogaciones hechas por esta, y asumió el compromiso de aportar hasta 48 millones más por cuenta de la participación de Rockhopper en la perforación de tres pozos de exploración y hasta 674 millones adicionales, también por cuenta de la participación de Rockhopper, en el desarrollo de los yacimientos comprendidos por aquellas licencias cuyos planes hubieran sido aprobados por las autoridades competentes²⁷. Además, Premier se debía tornar el operador del proyecto Sea Lion y se comprometía a proveer la financiación que Rockhopper eventualmente requiriere por el excedente

a su cargo de los 722 millones comprometidos por Premier²⁸. Este acuerdo quedó concretado el 19 de octubre de 2012 y significó un crédito fiscal de 146 millones de dólares estadounidenses al Tesoro isleño por cuenta de Rockhopper en razón del impuesto a las ganancias de capital. Premier fue fundada en 1934 en el R.U. y sus acciones se cotizan en la bolsa de valores de Londres (London Stock Exchange). Tiene operaciones en el Mar del Norte, Sudeste Asiático, Estados Unidos (Alaska), Brasil, México y Mauritania.

Campañas de perforación

La actividad exploratoria inicial culminó en una campaña de perforación realizada a partir del 27 de abril de 1998 que comprendió seis pozos, todos ellos perforados en la Cuenca Malvinas Norte por el equipo perforador semisumergible *Borgny Dolphin* operado por la empresa noruega Dolphin Drilling Ltd.²⁹ Los pozos se detallan en la tabla a pie de página.

Todos los pozos apuntaron al Cretácico Inferior, aunque el segundo pozo de Shell produjo el petróleo de una arenisca más profunda. Las profundidades fueron del orden de 2.500 m a 3.000 m. En general, se estima que la información geológica previa a esta campaña era relativamente incompleta e incierta y ello dio lugar a que se interpretara la geología petrolera de manera imprecisa y que el posterior empeño no estuviera bien encaminado. De cualquier manera, se comprobó la existencia dos sistemas petroleros. Cabe señalar que todos los operadores formaron un consorcio que se llamó *Falkands Offshore Sharing Agreement* (FOSA) para gestionar la campaña de perforación de manera de reducir los costos.

Hacia fines de 2009 comenzó a programarse la segunda campaña de perforación. En efecto, se contrató la sonda semisumergible *Ocean Guardian*, en aquel tiempo, con bandera de las Islas Marshall y propiedad de la empresa estadounidense Diamond Offshore Drilling, Inc., capaz de perforar pozos de hasta 7.600 m en aguas de hasta 450 m de profundidad. Todos los pozos que se perforaron en esta campaña están en la Cuenca Malvinas Norte salvo el tercero, que se perforó en el flanco Sur de las Cuencas Australes. De acuerdo con el Departamento de Recursos Minerales del gobierno isleño y datos aportados por los propios licenciatarios, la cronología de esta campaña es la siguiente:

- El primer pozo fue el 14/19-1, comenzado el 22 de febrero de 2010, que Desire Petroleum plc perforó en la formación promisorio Liz ubicada en la parcela C de la licencia PL003 y que resultó en el descubrimiento

de gas en un tramo de 17 m de una arenisca compacta situada entre los 2.961 m y 3.061 m de profundidad. También se hallaron vestigios de petróleo en dos capas más rasas pero el pozo fue cegado y abandonado.³¹

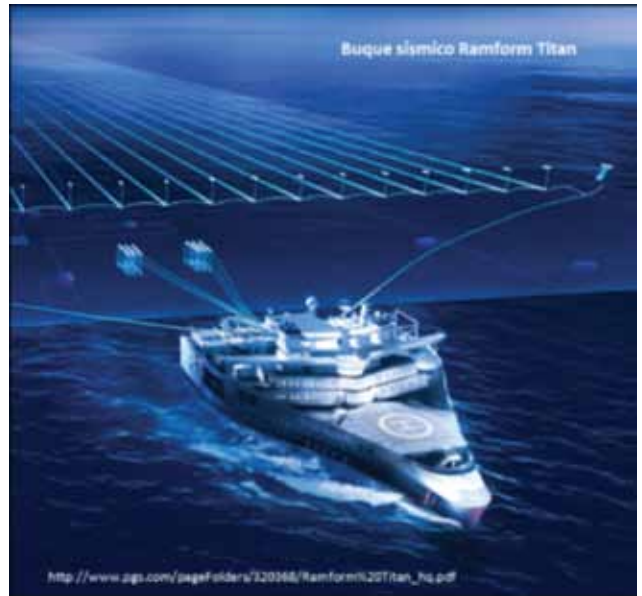
- El segundo pozo fue el 14/10-2, comenzado el 15 de abril de 2010. Lo perforó Rockhopper en la formación promisorio Sea Lion, en la licencia PL0³². Cabe señalar que este pozo está a poco más de 10 km al este del pozo 14/10-1 en que Shell logró extraer petróleo. En el pozo 14/10-2 se encontró petróleo en un espesor útil de 53 m. Ensayos realizados en una intervención posterior a la perforación comprobaron un caudal de unos 320 m³/día (2.000 barriles diarios) de petróleo de mediana densidad (26,4 a 29,2° API; agua=10° API), lo que dio lugar a la declaración de “comercialidad” como prerequisite para hacer los consiguientes pozos de evaluación.
- El tercer pozo fue el 61/05-1, comenzado el 31 de mayo de 2010, cuyo objetivo fue investigar la formación promisorio Toroa ubicada en la esquina NE del cuadrante 61, en el área de la licencia PL015, en ese momento operada BHP Billiton a raíz de un *farm-out*³² hecho por su titular original Falkland Oil and Gas Ltd. No se encontraron hidrocarburos en este pozo que llegó a una profundidad de 2.476 m y que fue eventualmente cegado y abandonado.
- El cuarto pozo se hizo al regreso del equipo de perforar a la Cuenca Malvinas Norte, después del intervalo en que se había desplazado a las Cuencas Australes para perforar el pozo anterior. Se trató del pozo 26/06-1, comenzado el 23 de julio de 2010, que Rockhopper perforó sin éxito en la formación promisorio Ernest ubicada en la licencia PL024.
- A continuación, Desire volvió a utilizar la sonda, que perforó los pozos 14/15-1, comenzado el 27 de septiembre de 2010, 14/15-1Z (desvío del anterior comenzado a continuación) y 14/15-2, comenzado el 12 de noviembre de 2010. Todos ellos ubicados en la licencia PL004c para investigar las formaciones promisorias Rachel y su aledaña Rachel Norte. Se hallaron vestigios de petróleo pero los pozos fueron considerados estériles. Luego siguió el pozo 25/05-1, comenzado el 18 de diciembre de 2010, que investigó sin éxito las formaciones promisorias Dawn y Jacinta situadas en la parcela I de la licencia PL006.
- El 13 de enero de 2011, Rockhopper inició el pozo exploratorio 14/10-3 al norte del pozo descubridor 14/10-2 (Sea Lion), que terminó cegado y abandonado aun cuando se detectaron vestigios de petróleo. Luego Rockhopper perforó el 14/10-4, comenzado el 18 de febrero de 2011, primer pozo de evaluación



Operador	Pozo/formación promisorio/licencia	Inicio perf.	Resultado
Amerada Hess	14/09-1 (Dorsal Orca, PL001, Parcela A)	27 Abr 1998	Vestigios de petróleo
Lasmo	14/13-1 (Minke, PL003, Parcela C)	6 Jun 1998	No se pudo completar
Shell	14/05-1A (Sebald, PL002, Parcela B)30	4 Jul 1998	Vestigios de hidrocarburos
Lundin Oil AB	14/24-1 (Braela, PL005, Parcela F)	16 Sep 1998	Vestigios de hidrocarburos
Amerada Hess	14/09-2 (Galápagos, PL001, Parcela A)	13 Oct 1998	Vestigios de petróleo
Shell	14/10-1 (Fitzroy, PL002, Parcela B)	1 Nov 1998	Se logró extraer petróleo

del descubrimiento Sea Lion. Mediante este pozo ubicado buzamiento abajo del pozo descubridor se habría comprobado la existencia de petróleo similar al descubierto previamente en un intervalo útil de 33 m, sin perjuicio de lo cual el pozo fue cegado y abandonado.

- A continuación, la sonda Ocean Guardian perforó por cuenta de Desire el pozo 14/15-3, comenzado el 28 de marzo de 2011, hasta la profundidad total de 2.620 m en la formación promisoriosa Ninky ubicada en la licencia PL004. El pozo fue cegado y abandonado, aunque se detectaron vestigios de petróleo.
- El siguiente pozo de la serie es el 14/10-5 de Rockhopper, comenzado el 01 de mayo de 2011, segundo pozo de evaluación del descubrimiento Sea Lion. Fue perforado 600 m al norte del descubridor, hasta la profundidad de 2.726 m donde las areniscas impregnadas se encontraron 22 m más altas. A propósito de este pozo, Rockhopper señaló que se había hallado un complejo de reservorios y acumulación de hidrocarburos relevantes, que el análisis de los perfiles eléctricos mostraba la presencia de 93,5 m de espesor útil en roca reservorio de buena calidad con una porosidad promedio superior al 20%, una permeabilidad promedio de 100 a 200 milidarcys, con



valores de hasta 1 darcy, y que no se había observado el contacto agua-petróleo, lo cual en términos generales denota una situación promisoriosa. Posteriormente, la formación petrolífera principal, de 79 m de espesor, fue ensayada y se logró extraer petróleo del pozo a un régimen estable de 875 m³/d durante 48 h con una bomba electrosumergible y tubería de pared doble y cámara aislante al vacío.

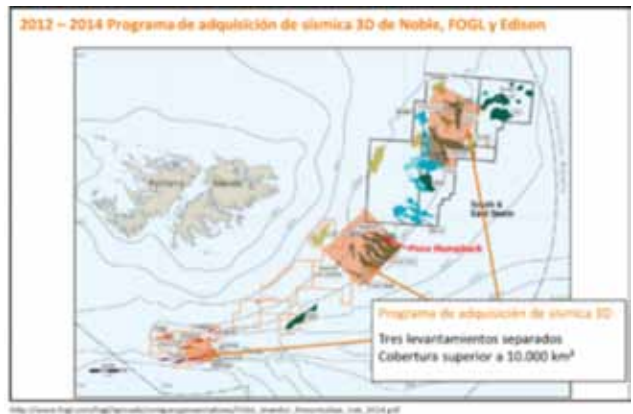
- Después, Rockhopper perforó el pozo 14/10-6, comenzado el 15 de julio de 2011, situado 4,1 km al oeste del pozo descubridor de Sea Lion (el 14/10-2). La profundidad alcanzada fue de 2.704 m bajo el fondo del mar. Se investigaron dos complejos arenosos de la formación Sea Lion, ambos con espesores algo superiores a 30 m y buenas propiedades litológicas aunque el inferior se encontró impregnado de agua y el superior con una saturación de agua del 21%. El pozo no se ensayó formalmente, sin perjuicio de que se hicieron algunas pruebas breves durante la perforación, pero de cualquier manera proveyó información para la determinación del tamaño del yacimiento.
- El siguiente fue el pozo de Rockhopper 14/10-7. Comenzó a perforarse el 22 de agosto de 2011 bajo la categorización de "exploratorio", pues está ubicado fuera de los límites en ese entonces conocidos de Sea Lion, en el área de la licencia PL032. En él se alcanzó una profundidad de 2.696 m, encontrándose paquetes arenosos similares a los del pozo 14/10-6 aunque de un espesor inferior a los 30 m. Este pozo, que fue cegado y abandonado como el anterior, permitió inferir que el tamaño del yacimiento Sea Lion es mayor que el previsto, y la información que aportó contribuyó también a definir la conformación de la acumulación de hidrocarburos.
- El siguiente pozo, denominado el 14/10-8, comenzado el 24 de septiembre de 2011 y perforado por Rockhopper, tuvo como objetivos no solo contribuir a la delineación del yacimiento Sea Lion sino también explorar las formaciones promisorias "Casper" y "Kermit". Todos los objetivos se lograron antes de



llegar a la profundidad total de 2.635 m, encontrándose un buen desarrollo de todas esas formaciones, aunque estaban impregnadas de agua. El pozo terminó cegado y abandonado como es de práctica durante la fase exploratoria.

- A continuación, a partir del 25 de octubre de 2011, la sonda perforó por cuenta de Rockhopper el pozo 14/10-9 y su ramal 14/10-9Z, donde se constató la existencia del complejo de areniscas donde se encuentra el yacimiento Sea Lion y, además, se descubrió petróleo y un casquete gaseoso en la formación "Casper", en un intervalo de 18 m de espesor útil con una porosidad máxima del 27% y una permeabilidad de 232 milidarcys. También atravesó la arenisca "Kermit" hallándola impregnada de agua. Como nota al margen, cabe señalar que sin perjuicio de que los valores de la porosidad y permeabilidad de dicha formación "Casper" se encuentren dentro de una distribución normal estándar, su ponderación es necesaria pero insuficiente para determinar la posibilidad de explotar el yacimiento lucrativamente pues se precisan datos adicionales para calcular la cantidad de hidrocarburos susceptible de ser extraída de manera económica.
- El siguiente fue el último de los 17 pozos que perforó la sonda *Ocean Guardian* en la campaña que se había iniciado en febrero de 2010 y que duró prácticamente dos años. Se trató del pozo 14/15-4, ubicado en el área correspondiente a la licencia PL004b en ese entonces operada por Rockhopper. El pozo atravesó las formaciones promisorias "Beverley", "Casper South", "Casper" y el complejo de areniscas Sea Lion, en las cuales se detectó la existencia de hidrocarburos; además se perforó un ramal denominado 14/15-4Z de donde se extrajo una corona de más de 100 m de longitud para posteriores estudios petrofísicos y físico químicos.

La tercera campaña de perforación se hizo con la sonda semi-sumergible de posicionamiento dinámico o mediante anclas *Leiv Eiriksson* de bandera bahameña, en ese entonces propiedad de Ocean Rig UDW Inc., filial de la compañía de origen griego DryShips Inc., capaz de perforar pozos de hasta



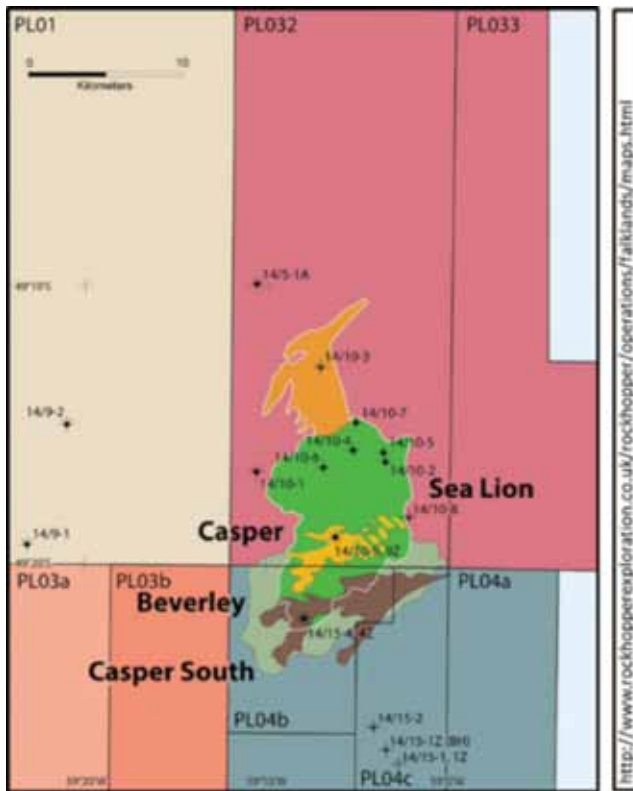
Desempeño confiable Innovación tecnológica

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

STABILDRILL



Superior Energy Services Argentina
Wireline & Slickline – Coiled Tubing & FPDO
www.superiorenergy.com
Tel: +54.11.5530.1150



9.100 m en aguas de hasta 2.500 m de profundidad, que llegó a las islas Malvinas a principios de 2012 con el propósito de perforar dos pozos para Borders & Southern Petroleum plc y uno o dos pozos para Falkland Oil and Gas Ltd.

- El primero de los pozos de Borders fue el 61/17-1, denominado Darwin East, cuya perforación comenzó el 31 de enero de 2012 en el área correspondiente a la licencia PL018. Alcanzó la profundidad de 4.876 m y permitió comprobar la existencia de gas condensado en areniscas cretácicas de origen marino en un intervalo útil de 67,8 m de espesor con una porosidad promedio del 22% y una permeabilidad promedio de 337 mD, cuya comercialidad fue declarada en noviembre de 2012. Los comunicados preliminares del operador acerca de la posibilidad de explotar los hidrocarburos descubiertos denotan optimismo, aunque esta circunstancia podría estar influenciada por una intención de atraer socios. En junio de 2014, como de resultado de estudios ulteriores, Borders informó que sumando los sectores oriental y occidental de Darwin se podrían extraer 263 millones de barriles de condensado (41,8 millones de m³) y 2,6 TCF³³ de gas húmedo (73.623,8 millones de m³). En mayo de 2015, Borders publicó resultados de nuevos estudios sísmicos. Por un lado, el reprocesamiento de la sísmica 3D existente habría permitido no solo ratificar la conformación estructural del subsuelo sino también extrapolar la interpretación existente hacia el norte del pozo descubridor; y por el otro, se hizo un estudio denominado de inversión sísmica a fin de caracterizar la roca reservorio con base en los registros sísmicos 3D y la aparentemente muy buena calibración entre esos registros y las propiedades de las rocas

según fueron determinadas durante la perforación de este pozo. En suma, el resultado permitió aumentar la estimación del volumen a extraer de 263 a 360 millones de barriles de condensado (57,2 millones de m³).

- El segundo pozo se inició el 10 de mayo de 2012 bajo el nombre 61/25-1 a unos 170 km al sur de las islas Malvinas con el propósito de investigar la formación promisorio Stebbing, también dentro del área correspondiente a la licencia PL018. Este pozo permitió la investigación de areniscas terciarias en las que se detectó gas, pero la perforación debió suspenderse a la profundidad de 3.060 m, debido a dificultades técnicas sin alcanzar el objetivo. El pozo fue eventualmente cegado y abandonado según el comunicado de Borders fechado el 31 de julio de 2012.
- A continuación la sonda *Leiv Eiriksson* se desplazó al área de la licencia PL028, a algo más de 200 km al E.N.E. de Puerto Argentino, para perforar el pozo 42/07-1 denominado Loligo por cuenta de la Falkland Oil and Gas Ltd. y de su socia Edison International SpA en aguas de alrededor de 1.500 m de profundidad. La perforación, que comenzó el 3 de agosto de 2012, llegó a una profundidad de 4.043 m y atravesó las formaciones gasíferas de edad terciaria previstas en la prognosis a partir de la información sísmica existente. El pozo confirmó la presencia de un yacimiento de gas, cuya magnitud y demás características quedó pendiente de estudios. De cualquier manera, desde el punto de vista de los licenciarios, el resultado es ambivalente por cuanto si bien un descubrimiento es intrínsecamente auspicioso, la explotación de un yacimiento de gas tan remoto solo puede ser económica en las actuales circunstancias si el volumen extraíble fuere de una magnitud superior a la que a priori se podría inferir de los datos recogidos durante la perforación del pozo.
- Después del taponamiento del pozo Loligo, el 25 de setiembre de 2012 la sonda *Leiv Eiriksson* inició la perforación del pozo 31/12-1 denominado Scotia y ubicado en la licencia PL027, a unos 315 km al E.N.E. de Puerto Argentino. La perforación llegó a una profundidad de 5.555 m y encontró gas proveniente de areniscas cretácicas de baja permeabilidad. El pozo fue cegado y abandonado sin ensayar después de recoger información para futuros estudios, especialmente de prospección sísmica. Eventualmente, Noble Energy, Inc., en ese momento operador de la licencia PL027, declaró la inviabilidad del desarrollo de Scotia y asumió una pérdida de alrededor de USD75 millones por los gastos incurridos en esta exploración.

Sonda semisumergible Eirik Raude

Con el pozo Scotia se dio por terminada la tercera campaña de perforación. A los fines de la cuarta campaña, Noble, Premier y sus socios contrataron la sonda *Eirik Raude*, entonces propiedad de Ocean Rig UDW Inc., también dueña de la sonda *Leiv Eiriksson* mencionada. Se trata de un equipo semisumergible de seis columnas, autopropulsado y de posicionamiento dinámico, capaz

**energía
humana
en acción™**

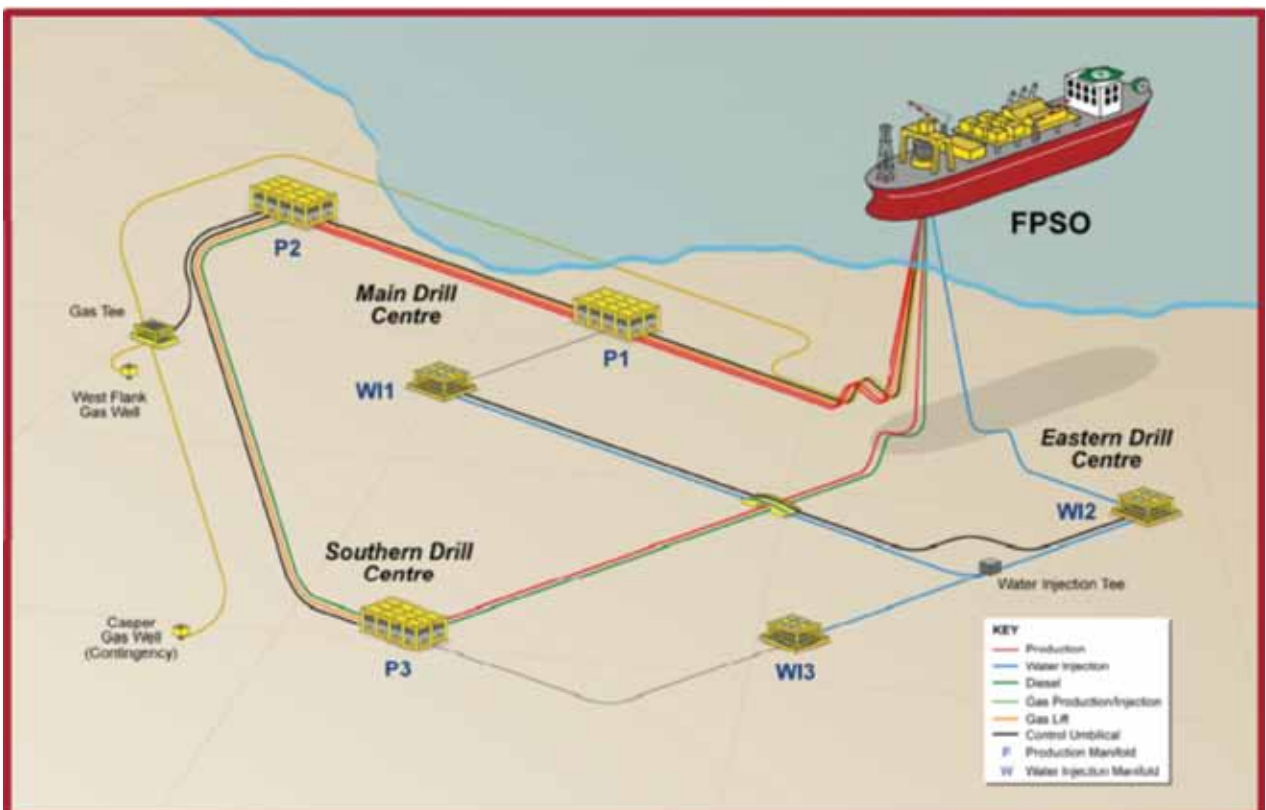


de operar en aguas de hasta 2.500 m de profundidad, que llegó a las islas Malvinas a fines de febrero de 2015 con la previsión de perforar seis pozos.

- El primer pozo de la campaña fue el 14/15b-5, Zebedee, perforado en la licencia PL004b a partir del 6 de marzo de 2015. La perforación atravesó las areniscas cretácicas llamadas Hector, donde encontró gas en un espesor útil de 17,5 m y Zebedee, donde encontró petróleo en un espesor útil de 25 m. Las presiones medidas en esta última parecen indicar que el reservorio está comunicado con el de Sea Lion. Sin perjuicio de que no haya trascendido información acerca del programa de evaluación de la productividad que se habría llevado a cabo, el pozo fue formalmente calificado como pozo descubridor de petróleo y gas. De cualquier manera, y conforme a la práctica común, el pozo fue cegado y abandonado.
- El pozo siguiente fue el 14/20-1, Isobel Deep, perforado en la licencia PL004a a partir del 8 de abril de 2015 en una zona ubicada a unos 30 km al sur de Sea Lion. Los trabajos debieron ser suspendidos a una profundidad de 2.527 m cuando la perforación atravesaba la parte superior de las areniscas de interés y se topó con un estrato que acusó una inesperada sobrepresión, que fue controlada pero que impidió la prosecución de los trabajos. El pozo fue caracterizado como descubridor de petróleo a pesar de que no fue ensayado ni se pudieron obtener los perfiles eléctricos de rigor. Esa consideración tuvo como base el estudio de los detritos de la perforación, la existencia de trazas de petróleo en los fluidos de perforación y los datos aportados por el perfilaje continuo durante

la perforación (LWD: *logging while drilling*). Finalmente, el pozo fue abandonado, aunque la indefinición resultante de la prematura terminación de la obra dio lugar a la determinación, sujeta a la autorización del gobierno isleño, de perforar un nuevo pozo a unos 4 km de distancia del original. Este nuevo pozo reemplazaría el que había sido programado para investigar el área Jayne East (ver figura de la página 64).

- A continuación, la sonda se desplazó hacia el flanco sur de las Cuencas Australes, específicamente hacia la licencia PL012, operada por Noble con FOGL y Edison International SpA como socios, para perforar el pozo 53/2-1, Humpback. El pozo se encontraba en la subcuenca Fitzroy, en un lugar donde el mar tiene una profundidad de 1.260 m. La obra comenzó el 13 de junio de 2015 con el propósito de investigar los abanicos aluviales de edad cretácica llamados Diomedea. El pozo tuvo que ser desviado a 4.360 m de profundidad, debido a impedimentos mecánicos que imposibilitaron el avance vertical. Más adelante atravesó las zonas de interés donde encontró petróleo y gas en cantidades subcomerciales. Al llegar a 4.718 m, FOGL y Noble acordaron que Noble aportaría los fondos restantes de ambas compañías a cambio de que FOGL le cediera 32,5 puntos porcentuales de interés sobre los resultados que se obtuvieren de los horizontes más profundos. Así, el pozo llegó a una longitud total de 5.136 m y fue cegado y abandonado en noviembre de 2015 al no haber hallado otras acumulaciones.
- El cuarto pozo de la campaña fue el 14/20-2, cuya perforación comenzó el 21 de noviembre de 2015 en



<https://rockhopperexploration.co.uk/operations/falkland-islands/north-falkland-basin/sea-lion/>



la licencia PL004a, a unos 4 km de distancia del pozo 14/20-1. Se lo llamó Isobel-Elaine y fue el segundo intento de investigar el sistema de abanicos aluviales denominado F3, que en el sitio elegido comprende varios horizontes superpuestos asimétricamente. En este pozo, la formación Isobel Deep estaba 350 m buzamiento abajo respecto del pozo 14/20-1 y se la encontró con sobrepresión como en el otro pozo. Por otra parte, se verificó la existencia de dos estratos menos profundos igualmente impregnados de petróleo: el F3D Emily y el F3G Isobel. También en este pozo se encontraron dificultades operacionales que determinaron el abandono prematuro de los trabajos cuando la profundidad había alcanzado 3.014 m bajo el nivel del mar; no obstante, se hicieron perfiles eléctricos y se obtuvieron algunos otros datos, como la existencia de un espesor útil de 27 m y la ausencia de interfaces gas-petróleo y petróleo-agua; así y todo, los datos obtenidos resultaron insuficientes para evaluar cabalmente el potencial petrolífero del pozo, que fue cegado y abandonado como es habitual.

A continuación, estaba previsto perforar el pozo Chatham en la licencia PL032 por cuenta de Premier y sus socios y finalmente el pozo Rhea en la licencia PL001; sin embargo, y a raíz de desavenencias con Ocean Rig UDW Inc., propietaria de la sonda Eirik Raude, el 12 de febrero de 2016, Premier dio por terminado el contrato de perforación en representación de la parte contratante de la sonda. Cabe señalar que el consorcio Noble-Edison invocó fuerza mayor por la suspensión de la perforación del pozo Rhea a propósito del compromiso que había asumido con Argos cuando esta le transfirió la licencia, y que, además dicha suspensión determinó la necesidad de pedir al gobierno isleño una prórroga del plazo para el cumplimiento de obligaciones vinculadas con esa licencia de explotación.

Prospección sísmica

Cabe consignar que además de las perforaciones, los licenciatarios siguieron profundizando los estudios sísmicos a los efectos de delinear las características del subsuelo con mayor precisión para ponderar los recursos hidrocarburíferos de manera preliminar y determinar las mejores opciones para perforar. Noble, FOGL y Edison contrataron a la empresa noruega Petroleum Geo-Services ASA (PGS) para hacer prospección sísmica 3D (tridimensional) con el barco de bandera bahameña

Ramform Sterling. Los trabajos de recolección de datos, que comenzaron en diciembre de 2012 y terminaron algunos meses después, comprendieron dos levantamientos: el primero cubrió un área de 5.235 km² al sudeste de Puerto Argentino con el objetivo de mapear el complejo de abanicos aluviales Diomedea, y el segundo cubrió un área de algo más de 1.000 km² de la zona situada al oeste y noroeste del pozo descubridor de gas condensado Darwin East de Borders. Se previó que los datos, que debían estar procesados hacia el final de 2013, permitirían detectar estructuras geológicas capaces de almacenar hidrocarburos (la perforación de un pozo exploratorio en el área Humpback realizada en 2015 se inscribía en estos estudios) (ver figura de la página 65).

En noviembre de 2013 Noble y sus socios comenzaron otro levantamiento sísmico 3D con PGS, esta vez con el barco de bandera bahameña Ramform Titan. El trabajo cubrió un área de 5.750 km² e investigó el complejo cretácico de abanicos aluviales denominado Hersilia en las licencias del flanco este de las Cuencas Australes. Las tareas terminaron en febrero de 2014, previéndose en la ocasión que el procesamiento de los datos estaría terminado antes de la siguiente campaña de perforación, que en definitiva comenzó durante el primer trimestre de 2015.

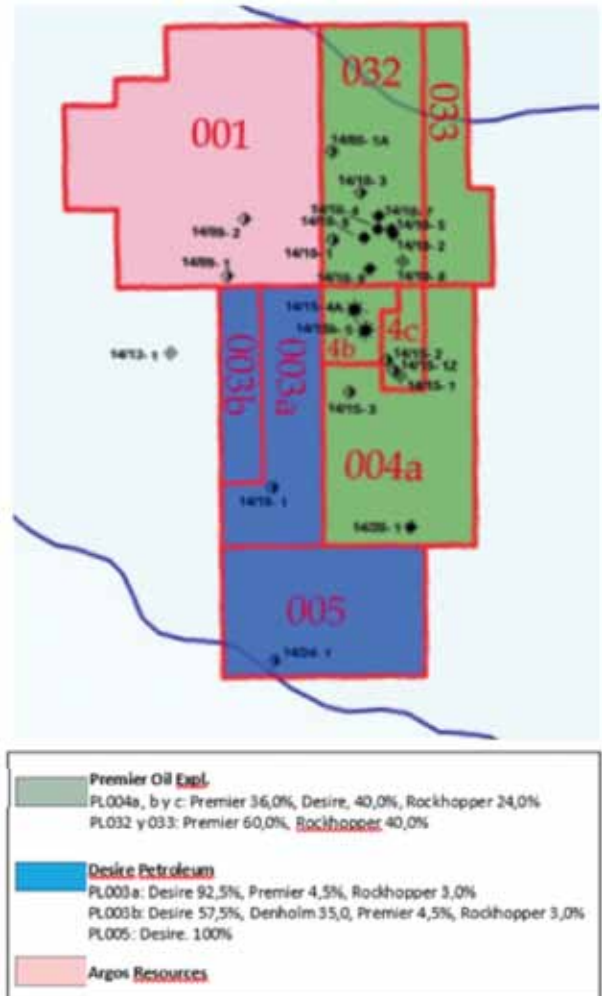


Figura 9. <http://www.fig.gov.fk/minerals/index.php/component/jdownloads/finish/22/176?Itemid=0>

Borders reprocesó la exploración sísmica 3D que hizo en 2008 (1.492 km²) y, en 2013, contrató al barco Ramform Challenger de PGS de bandera bahameña para prospectar 1.025 km² adicionales también mediante sísmica 3D. El plan preveía integrar los datos existentes con los derivados de la última prospección a fin de consolidar la interpretación de la geología del subsuelo y estar así mejor preparado para la perforación de futuros pozos, tarea para la que se propuso admitir socios según su *Annual Report & Accounts 2015*.

Por su parte, Argos contrató a la empresa Polarcus Limited con domicilio principal en Dubái, Emiratos Árabes Unidos, para hacer prospección sísmica 3D con el barco de bandera bahameña Asima. Se previó que los trabajos, que se ejecutaron entre enero y mayo de 2011 y cubrieron una superficie de 1.415 km² en la licencia PL001, servirían de apoyo a la elección del lugar donde se deberá perforar un pozo³⁴ de exploración antes del vencimiento de la fase 2 de la licencia conforme al compromiso asumido ante las autoridades isleñas. A estos trabajos se sumó la sísmica 3D que hizo Rockhopper sobre las licencias PL032 y PL033 y el estudio de integración de datos sísmicos regionales que realizó la antigua licenciataria Desire Petroleum plc.

Desarrollos previstos

Se ha verificado la existencia de hidrocarburos en las Cuenca Australes y Malvinas Norte de las islas Malvinas. Solamente en la última de ellas –la Malvinas Norte– se ha recogido suficiente información como para proyectar la explotación de los recursos de petróleo y gas descubiertos. El descubrimiento de la Cuenca Malvinas Norte está asociado a los complejos geológicos Sea Lion e Isobel, a la formación Zebedee y secundariamente a acumulaciones menores, entre ellas en las formaciones Casper (petróleo y gas), Casper South (petróleo y gas) y Beverley (gas) (ver figura de la página 66).

Características del reservorio Sea Lion*

Densidad del petróleo	28° API
Contenido de parafina del petróleo	23% - 35%
Relación gas-petróleo	48 a 75 m ³ /m ³
Viscosidad del petróleo	5 - 6 cp
Porosidad promedio	21%
Permeabilidad promedio	160 mD

* <http://www.rockhopperexploration.co.uk/dms/presentations/Investor-14-02-11>.

En las Cuenca Australes, más precisamente en el pozo denominado Darwin East sito en la Cuenca Malvinas Sur, se comprobó en 2012 la existencia de gas condensado. En el resumen técnico publicado por Borders³⁵, titular de la licencia PL018 donde está el pozo, se indica que la trampa se encuentra en dos bloques fallados simples e inclinados compuestos por areniscas marinas de edad cretácica temprana. Otros datos del yacimiento se muestran en el siguiente cuadro.

Con todo, la información existente resulta insuficiente para determinar las posibilidades económicas de explotar el descubrimiento de Borders.

Con el fin mejorar la delineación de Sea Lion, los titulares de la licencia perforaron ocho pozos adicionales

Área de la anomalía sísmica	26 km ²
Profundidad del agua	2.011 m
Profundidad total	4.876 m
Espesor bruto de la formación	84,5 m
Espesor neto de la formación	67,8 m
Porosidad promedio	22% (hasta 30%)
Permeabilidad promedio de la formación	337 milidarcys (hasta 1 darcy)
Volumen estimado de gas in situ	3,5 TCF (99.109 x 10 ⁶ m ³)
Volumen estimado de condensado extraíble (P50)	360 MMbbl (57,2 x 10 ⁶ m ³)
Peso específico del condensado	46 a 49° API (0,784 a 0,797)
Rendimiento (volumen condensado /volumen gas)	148 bbl medidos en superficie/millón pie ³

al descubridor e hicieron estudios complementarios ellos mismos y a través de consultores que les permitieron proyectar el desarrollo del yacimiento y ponderar los parámetros económicos resultantes. De ello se desprende que se estaría ante una perspectiva de envergadura moderada técnicamente factible. El petróleo de Sea Lion es de calidad satisfactoria, excepto por el elevado tenor de parafina, que complica la explotación del yacimiento, porque requiere el uso de equipamientos especiales, dispersantes químicos y el mantenimiento de una temperatura operativa elevada para evitar la precipitación de la parafina y la consiguiente posibilidad de taponamiento de conductos y de experimentar dificultades de manipulación.

El desarrollo proyectado, situado a unos 220 km al norte de las islas en aguas de unos 450 m de profundidad, está comprendido en la licencia PL032, y eventualmente en la PL004b. El actual plan de trabajo³⁶ implica un desarrollo escalonado del yacimiento, cuya primera fase permitiría comercializar 250 millones de barriles brutos de petróleo provenientes de la parte norte de la licencia PL032 y, a seguir, una segunda fase que permitiría comercializar los restantes 280 millones de barriles brutos de petróleo que se podrían extraer de la licencia PL032 y de las acumulaciones satélites del norte de la licencia PL004; además, existe una posibilidad de bajo



Energía es crecimiento

Enfrentamos el futuro con la solidez de nuestra trayectoria. Utilizamos tecnología de avanzada y constante innovación para generar la energía que el país necesita.

ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.


ExxonMobil

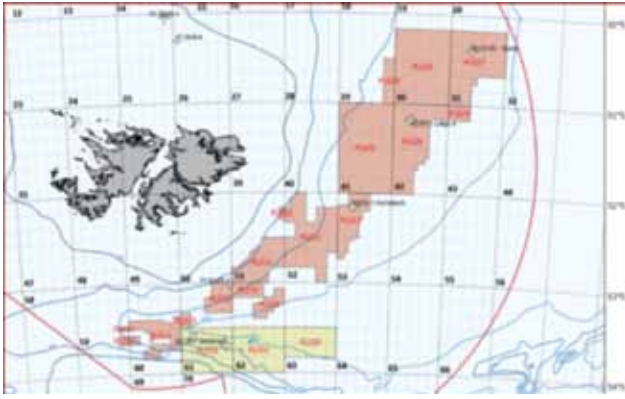
La energía vive aquí



www.exxonmobil.com/argentina

 facebook.com/ExxonMobilAr

 twitter.com/ExxonMobilAr



Cuencas Australes: detalle de las áreas de Borders & Southern Petroleum plc y de FOGL (<http://www.fig.gov.fk/minerals/index.php/component/jdownloads/finish/22/176?Itemid=0>).

riesgo de extraer unos 200 millones de barriles adicionales resultantes del potencial exploratorio de zonas aledañas, que podrían agregarse a cualquiera de las dos fases mencionadas. Una tercera fase implicaría el desarrollo del complejo de abanicos aluviales Isobel/Elaine ubicados en el sur de la licencia PL004 sujeto al resultado de la perforación de pozos de evaluación.

La explotación de los recursos de la Fase 1 se haría por medio de una unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga y un máximo de 29 pozos con armadura de control submarina (20 productores y el resto de agua y gas). El licenciatario estima que podrán recuperar 250 millones de barriles de petróleo con un costo operativo de 25 US\$/bbl y prevé una inversión de 1.800 millones de dólares previa al inicio de la explotación. No obstante, la ejecución del proyecto de desarrollo de Sea Lion está en suspenso, debido a las actuales condiciones económicas desfavorables. Aun así, los titulares del Área de Descubrimiento Sea Lion prevén próximamente asociarse con la empresa israelí de E&P Navitas Petroleum LP para impulsar el inicio de los trabajos tendientes a la explotación del yacimiento (ver figura de la página 68).

Finalmente, cabe señalar que en algunos ámbitos técnicos argentinos se observa cierta prevención acerca de la consistencia de los parámetros operativos y económicos del proyecto de desarrollo de Sea Lion que han trascendido.

Objeciones de la Argentina

La Argentina considera que la exploración en búsqueda de hidrocarburos que se hace en aguas de las islas Malvinas es ilegítima por varias razones, entre ellas porque tiende a la explotación de recursos naturales no renovables sin que se haya resuelto la disputa de fondo por la soberanía en los términos que la Argentina y buena parte de la comunidad internacional reclaman. Bajo estas circunstancias, por una parte, la Argentina ha desarrollado una estrategia para consolidar el apoyo institucional, especialmente de la región, al reclamo por la soberanía sobre las islas Malvinas, Georgias del Sur y Sándwich del Sur y los espacios marítimos circundantes y; por otra parte, esa estrategia además trata de restringir el apoyo logístico a las actividades económicas de esas

islas. En este contexto ha logrado dar fuerte significado político a su posición a través de declaraciones formales de respaldo surgidas de múltiples encuentros internacionales, incluso de organismos de las Naciones Unidas. Asimismo, se han dictado las leyes nacionales 26.659 y 26915, las leyes de las provincias ribereñas 852(TF), 3.239(SC), 132 (CH), 4.770 (RN) y 14.380 (BA), el decreto de P.E.N. 256/2010 y numerosas decisiones administrativas, resoluciones y disposiciones del Gobierno nacional, todas ellas tendientes a coartar la participación de empresas con intereses en la Argentina en las actividades petroleras isleñas. Además, se denunció penalmente a varias empresas extranjeras por la presunta comisión de delitos vinculados con su participación en la búsqueda de hidrocarburos en las islas Malvinas, entre ellos la infracción de la Ley 26.659.

Según puede inferirse de las noticias y los comentarios provenientes de las islas Malvinas, hay en ellas una opinión compartida por muchos en el sentido de que las medidas aquí señaladas han contribuido a limitar la participación de empresas en la incipiente industria petrolera isleña, razón por la cual habría en aquel ámbito especial empeño en que esas medidas sean revisadas en el contexto del entendimiento de la Argentina y el R.U. respecto de los intereses recíprocos conocido como Acuerdo Foradori-Duncan.³⁷

La exploración en áreas bajo jurisdicción argentina

En otro orden de cosas, cabe recordar la existencia de la Ley 21.024³⁸ promulgada el 25 de setiembre de 1975 por la que se declaró de interés nacional: “el estudio de las posibilidades que ofrecen las riquezas petrolíferas de la plataforma submarina que corresponde a las islas Malvinas, Antártida e islas del Atlántico Sur”, y se determinó que Yacimientos Petrolíferos Fiscales asignaría a esos estudios prioridad en sus planes inmediatos. Posteriormente, se perforaron los 17 pozos mencionados en la llamada 24, a los que se deben agregar los pozos TA.CAM-1.Dor.x-1 (Dorado, en el área Costa Afuera Malvinas) y TA.CAA-35.Gem.x-1 (Géminis, en el área Costa Afuera Argentina), ambos estériles, perforados por la empresa Total Austral y sus asociados en 1998 y 2004, respectivamente. Tiempo después, el 27 de octubre de 2006, se promulgó la Ley 26.154³⁹ por la que se crearon ciertos regímenes promocionales para la exploración y la explotación de hidrocarburos en diversos ámbitos, incluida la Plataforma Continental Argentina. Más tarde, en la primera mitad de 2011, el consorcio formado por YPF S.A., Pan American Energy LLC y Petrobrás S.A. perforó el pozo Malvinas x-1 en el área CAA-40 (Costa Afuera Argentina). Para ello contrató el barco perforador con posicionamiento dinámico *Stena DrillMAX* propiedad de la empresa inglesa Stena Drilling Limited, entonces bajo bandera chipriota, que operó en aguas de alrededor de 500 m de profundidad. El pozo alcanzó una profundidad aproximada de 2.000 m y resultó seco. Además, el 30 de octubre de 2014 se promulgó la Ley 27.007⁴⁰ por la que se incorporaron ciertos proyectos que implican inversiones en la explotación costa afuera al “Régimen

ÁREA	OFERENTE	Res.SGE
MLO-113	EXXONMOBIL ARGENTINA OFFSHORE INVESTMENTS BV y QATAR PETROLEUM INTERNATIONAL LIMITED	648/19
MLO-114	TULLOW OIL PLC, PLUSPETROL S.A. y WINTERSHALL ENERGÍA S.A.	604/19
MLO-117	EXXONMOBIL ARGENTINA OFFSHORE INVESTMENTS BV y QATAR PETROLEUM INTERNATIONAL LIMITED	673/19
MLO-118	EXXONMOBIL ARGENTINA OFFSHORE INVESTMENTS BV y QATAR PETROLEUM INTERNATIONAL LIMITED	657/19
MLO-119	TULLOW OIL PLC, PLUSPETROL S.A. y WINTERSHALL ENERGÍA S.A.	603/19
MLO-121	EQUINOR ARGENTINA AS	694/19
MLO-122	TULLOW OIL PLC	598/19
MLO-123	TOTAL AUSTRAL S.A. EQUINOR ARGENTINA AS e YPF S.A.	695/19
MLO-124	ENI ARGENTINA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN S.A., MITSUI & CO. LTD y TECPETROL S.A.	645/19
CAN-102	YPF S.A. y EQUINOR ARGENTINA AS	703/19
CAN-107	SHELL ARGENTINA S.A. y QATAR PETROLEUM INTERNATIONAL LIMITED	524/19
CAN-108	EQUINOR ARGENTINA AS	691/19
CAN-109	SHELL ARGENTINA S.A. y QATAR PETROLEUM INTERNATIONAL LIMITED	525/19
CAN-111	TOTAL AUSTRAL S.A. y BP EXPLORATION OPERATING COMPANY LIMITED	597/19
CAN-113	TOTAL AUSTRAL S.A. y BP EXPLORATION OPERATING COMPANY LIMITED	600/19
CAN-114	EQUINOR ARGENTINA AS e YPF S.A.	702/19
AUS-105	EQUINOR ARGENTINA AS	696/19
AUS-106	EQUINOR ARGENTINA AS	676/19

de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” creado por el Decreto 929/13⁴¹ del Poder Ejecutivo Nacional y se otorgan otros beneficios por los trabajos de exploración y explotación costa afuera vinculados con los hidrocarburos. Finalmente, en un nuevo paso para fomentar la exploración costa afuera, el P.E.N. emitió oportunamente el decreto 872/2018⁴², por el cual se dispuso la realización de un programa de convocatorias o rondas de concursos públicos para otorgar permisos de exploración en áreas comprendidas en la plataforma continental argentina. La Ronda 1, regida por la resolución 65/2018⁴³, posteriormente enmendada por la resolución 55/2019⁴⁴, ambas de la Secretaría de Gobierno de Energía, incluye 14 áreas en la Cuenca Argentina Norte, frente a la costa de la provincia de Buenos Aires, y 6 áreas en la Cuenca Austral y 18 áreas en la Cuenca Malvinas Oeste, ambas frente a las costas de las provincias de Santa Cruz y de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur. Se habilitaron diez empresas a concursar con carácter de operador y cinco empresas con carácter de no operador⁴⁵, y el 16 de abril de 2019 se procedió a la apertura de las 23 ofertas recibidas, de las cuales cinco correspondieron a áreas con dos ofertas, quedaron entonces 20 áreas sin ofertas. Los adjudicatarios de las 18 áreas a los que se les otorgó el correspondiente permiso de exploración, en la tabla de esta página.

La adjudicación de los permisos de exploración implica la ejecución de los trabajos comprometidos por los adjudicatarios en el curso de un primer período de cuatro años; en el caso de acceder a las prórrogas optativas de cuatro y cinco años consecutivos se deberán perforar sendos pozos como mínimo; además, los permisionarios tendrán derecho a obtener concesiones de explotación sobre las áreas asignadas en los términos de la Ley 17.319 y sus modificatorias, quedando la producción sujeta al pago de regalías entre el 5% y el 12% en función del grado de desarrollo de los respectivos proyectos. Cabe esperar entonces la ejecución de los trabajos comprometidos.

Notas

1. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:12012E/TXT&from=EN>, Anexo II, página 336.
2. Incidentalmente, el Reino Unido abandonó la Unión Europea el 31 de enero de 2020, hecho que se popularizó como “Brexit”. A partir de entonces comenzó a transcurrir un período transitorio que en principio vencerá el 31 de diciembre de 2020, cuando podría entrar en vigencia el “Agreement on the New Partnership with the United Kingdom” (<https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/200318-draft-agreement-gen.pdf>), cuyo texto provisorio fue enviado al R.U. por el Grupo de Trabajo para las Relaciones con el Reino Unido de la Unión Europea (UK Task Force) el 18/03/2020. En la Parte Seis de dicho texto, denominada “Final Provisions”, artículo FINPROV.1: Territorial Scope, inciso 3(c), pág. 314, puede comprobarse que este posible “Agreement” no es aplicable a territorios que tienen relaciones especiales con el R.U., entre ellos las islas Malvinas, Georgias del Sur y Sándwich del Sur, lo cual significa que dichos territorios perderán la vinculación con la Unión Europea que tenían previamente al Brexit.
3. <https://archive.org/stream/vespuccireprint04prin#page/n0>, página 103
4. Goebel, J., *The Struggle for the Falkland Islands*, Yale University Press, 1982 Edition, capítulo I.
5. <http://www.centronaval.org.ar/boletin/BCN841/841-ARNAUD.pdf>.
6. http://archivesetmanuscrits.bnf.fr/ead.html?id=FRBNFEAD000045889&c=FRBNFEAD000045889_a19856173.
7. <http://gallica.bnf.fr/ark:/12148/btv1b9065835g/f137.item.zoom>.
8. Goebel, J., op. cit., capítulo I.
9. Ruinas de Port Egmont.
10. Goebel, J., op. cit., capítulo IX.
11. “Dase a conocer a todas las naciones que las islas Falkland, con este fuerte, los almacenes, muelles, radas, bahías y cañadones comprendidos en ellas son de potestad exclusiva y propiedad de Su Más Sagrada Majestad George III, rey de Gran Bretaña, Francia e Irlanda, Defensor de la Fe, etc. En testimonio de lo

- cual se coloca esta placa y se deja flameando el pabellón de Su Majestad Británica como señal de posesión, por S. W. Clayton, oficial comandante en las islas Falkland, A.D. 1774".
12. *Uti possidetis iuris*: "regla general del derecho internacional aplicable en la determinación de las fronteras de los Estados nacidos de un proceso descolonizador, que reconoce y acepta como fronteras internacionales, en la fecha de la sucesión colonial, tanto las antiguas delimitaciones administrativas establecidas dentro de un mismo imperio colonial como las fronteras ya fijadas entre colonias pertenecientes a dos imperios coloniales distintos. Corte Internacional de Justicia, fallos del 22-XII-1986 y 11-IX-1992". Real Academia Española, <https://dpej.rae.es/lema/uti-possidetis-iuris>.
 13. Convención de las Naciones Unidas sobre DERECHO DEL MAR APROBADA POR LA LEY 24.543 PROMULGADA DE HECHO EL 17 OCT 1995 ([HTTP://SERVICIOS.INFOLEG.GOB.AR/INFOLEGINTERNET/ANEXOS/25000-29999/28913/NORMA.HTM](http://SERVICIOS.INFOLEG.GOB.AR/INFOLEGINTERNET/ANEXOS/25000-29999/28913/NORMA.HTM)) Y POSTERIORMENTE RATIFICADA POR EL P.E. EN LOS TÉRMINOS DEL ARTÍCULO 306 DE LA PROPIA CONVENCIÓN EL 01 DIC 1995); [HTTP://WWW.UN.ORG/DEPTS/LOS/CONVENTION_AGREEMENTS/TEXTS/UNCLOS/CONVEMAR_ES.PDF](http://WWW.UN.ORG/DEPTS/LOS/CONVENTION_AGREEMENTS/TEXTS/UNCLOS/CONVEMAR_ES.PDF).
 14. Se trata de la milla náutica conforme fue definida en la Primera Conferencia Hidrográfica Internacional Extraordinaria celebrada en Mónaco en 1929, que equivale a 1.852 m. La milla náutica fue posteriormente incorporada al Sistema Internacional de Unidades, ver, *Table 8 Other Non-SI Units*, página 127.
 15. La medición se hace a partir de las líneas de base fijadas por la Ley 23.968 sancionada el 14 Ago 1991 y promulgada el 05 Dic 1991 (<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anejos/0-4999/367/textact.htm>).
 16. http://www.plataformaargentina.gov.ar/userfiles/userfiles/Folleto-COPLA_1.pdf.
 17. Ana Margueritis, "Malvinas: el problema del petróleo y el conflicto anglo-argentino", 1992 (http://bibliotecadigital.econ.uba.ar/download/ciclos/ciclos_v2_n3_06.pdf).
 18. El Área designada surgió de la Proclamación N° 1 del 22 de noviembre de 1991 (<http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/fal1150.pdf>) mediante la cual el gobernador de las Islas Malvinas, por instrucción de la reina de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, proclamó que los derechos de soberanía sobre el lecho y el subsuelo de ciertas áreas submarinas que rodean las islas, incluyendo los correspondientes recursos naturales, residen en la susodicha reina.
 19. https://www.cancilleria.gob.ar/userfiles/ut/1995_-_declaracion_conjunta_hidrocarburos_denuncia_2007.pdf.
 20. Los informes correspondientes a estos pozos pueden leerse en http://www.deepseadrilling.org/i_reports.htm.
 21. El banco Maurice Ewing está ubicado a unos 900 km al este de las islas Malvinas, entre los 50 y 52° de latitud S y los 40 y 47° de longitud W aproximadamente.
 22. En la jerga petrolera, se llama roca madre a aquella donde ocurre la transformación de la sustancia orgánica generadora en petróleo y gas; en cambio, la roca reservorio es aquella hacia donde el petróleo y el gas han migrado y se han acumulado en los yacimientos.
 23. Falkland Islands: "past exploration strategies and remaining potential in underexplored deepwater basins", Phil Richards, British Geological Survey, diciembre de 2001, <https://www.fig.gov.fk/minerals/geology/download/30-geological-reports/91-richards2001>.
 24. Los 17 pozos son los siguientes: perforados por Esso (Cuenca Marina Austral): ESSO.CMA-12.Ca.x-1 (Calamar), ESSO.CMA-12.Ca.x-2 (Calamar), ESSO.CMA-12.Cm.x-1 (Camarón), ESSO.CMA-12.Er.x-1 (Erizo), ESSO.CMA-12.Kr.x-1 (Krill), ESSO.CMA-12.LM.x-1 (Lobo Marino), ESSO.CMA-12.Lp.x-1 (Lapa), ESSO.CMA-13.Me.x-1 (Merluza), ESSO.CMA-13.Or.x-1 (Orca), ESSO.CMA-13.Pl.x-1 (Pulpo), ESSO.CMA-13.Sa.x-1 (Perforados por Occidental (Cuenca Marina Malvinas): OXY.CMM.AL.x-1 (Alpha), OXY.CMM.Ti.x-1 (Titan) y OXY.CMM.Na.x-1 (Nautilus). Perforado por YPF: YPF.CMA-11.Ci.es-1 (Ciclón).
 25. A título comparativo, la provincia de Buenos Aires tiene 308.000 km² aproximadamente.
 26. Equivalente a la que alude el Art. 22 de la Ley (de Hidrocarburos) 17.319. (<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anejos/15000-19999/16078/textact.htm>).
 27. Los dos aportes comprometidos se definieron más precisamente en 2015, cuando se acordó aplicar los 48 millones de dólares al costo de los pozos perforados por la sonda Eirik Raude y destinar los 674 millones restantes por partes iguales a las etapas 1 y 2 del desarrollo del yacimiento Sea Lion.
 28. En 2015, se acordó estructurar esta financiación en la forma de un préstamo limitado a USD750 millones.
 29. El estudio original de impacto ambiental de estos pozos puede verse en <https://www.fig.gov.fk/minerals/component/jdownloads/?task=download.send&id=112&catid=35&m=0&Itemid=101>.
 30. Las autoridades isleñas consideran que este fue el pozo descubridor del gas acumulado en la estructura geológica denominada Johnson.
 31. En la jerga petrolera abandonar un pozo significa adoptar las medidas normadas conducentes a dejar de atender y cuidar un pozo de manera definitiva sin que ello implique riesgos para la seguridad del entorno. Comprende varias providencias, incluso el cegamiento del pozo, que en este trabajo se ha destacado al solo efecto de darle énfasis.
 32. Asociación impulsada por el titular de una licencia en la que un interesado aporta capital a través de la realización de una obra, como la perforación de un pozo.
 33. TCF=Trillion Cubic Feet (= 10¹² pies cúbicos = millardo de pies cúbicos).
 34. Se trataba del pozo Rhea cuya perforación fue postergada con autorización del gobierno isleño al darse por terminado prematuramente el contrato con la sonda Eirik Raude a principios de 2016.
 35. <http://www.bordersandsouthern.com/media/pdf/2016%20Annual%20Report.pdf>.
 36. <https://rockhopperexploration.co.uk/operations/falkland-islands/north-falkland-basin/sea-lion/>.
 37. <https://www.cancilleria.gob.ar/es/actualidad/comunicados/comunicado-conjunto-9>.
 38. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anejos/195000-199999/197393/norma.htm>.
 39. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anejos/120000-124999/121566/norma.htm>.
 40. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anejos/235000-239999/237401/norma.htm>.
 41. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infoleginternet/anejos/215000-219999/217314/norma.htm>.
 42. <https://costaafuera.energia.gob.ar/docs/Decreto/Decreto%20872-18.pdf>.
 43. <https://costaafuera.energia.gob.ar/docs/Decreto/Resolucion%2065%202018.pdf>.
 44. <https://costaafuera.energia.gob.ar/docs/Res.%2055-19%20Modificaciones%20pliego%20off%20shore.pdf>.
 45. <https://costaafuera.energia.gob.ar/docs/LISTADO-IF-2019-15960502-APN-SSHVC-MHA.pdf>.

23RD WORLD PETROLEUM CONGRESS

DEC 5-9, 2021 | HOUSTON, USA

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

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

The industry will be there, will you?

Learn More About Sponsorship and Exhibitor Opportunities:
23WPCHouston.com



©2020_WPCEX2



PRESENTED BY



HALLIBURTON

accenture



ExxonMobil



Baker Hughes



ConocoPhillips

La agilidad de operaciones en alta incertidumbre: ¿Cómo estar preparados para lo desconocido?

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

En entornos de tan alta incertidumbre es menos importante proyectar tendencias y más importante ser lo suficientemente ágil y flexible como para absorber los cambios e incorporarlos rápidamente a la operatoria del negocio.

Muchos ya estamos preparados para gestionar la incertidumbre. En momentos inciertos como los que estamos viviendo sabemos que es crítico tomar decisiones y riesgos de manera confiable. Sabemos también que para esto será fundamental contar con procesos y metodologías robustas de gestión del riesgo que guíen a los equipos de evaluación y a los tomadores de decisión en la construcción de escenarios y estrategias que maximicen su potencial en el futuro. En otras palabras, debemos gestionar la incertidumbre de manera efectiva, esto es, gestionar aquello que sabemos que no conocemos, pero ¿qué pasa cuando esto no alcanza?

En ocasiones donde los niveles de incertidumbre sobrepasan nuestras capacidades habituales de evaluación descubriremos que esas herramientas no siempre serán suficientes. Cuando los niveles de incertidumbre son tan elevados, cuando el contexto es nuevo y no contamos

con historia, cuando no hay expertos disponibles que puedan ayudarnos, probablemente los enfoques habituales de gestión del riesgo no sean suficientes. En estos contextos tan volátiles y tan poco predecibles, ni siquiera conoceremos cuáles son las variables que debemos estimar. En estos entornos llamados de *hiper-incertidumbre* ni siquiera “sabemos lo que no sabemos”.

Cuando no sabemos lo que no sabemos

En contextos de hiper-incertidumbre, el nivel de imprevisibilidad será tal que no tenemos manera de detectar o anticiparnos a la aparición de nuevas variables inciertas. En estos casos, parecería que en lugar de intentar predecir, estimar o proyectar a ciegas, debemos prepararnos para enfrentar lo desconocido.

Esto implica varios cambios en nuestra organización: aprender a mi-

rar distinto, decidir más rápido, absorber los cambios con flexibilidad y fallar lo más rápido que podamos para aprender y mejorar para un nuevo ciclo. En resumen, debemos prepararnos para ser más ágiles.

Agilidad de operaciones en petróleo y gas

Mucho se ha hablado sobre agilidad en estos días; sin embargo, son muy diversas y no siempre exitosas sus aplicaciones en la industria del petróleo y del gas. Para que una empresa de la industria pueda asegurar de manera exitosa la agilidad necesaria para operar necesita activar al menos cuatro palancas organizacionales fundamentales.

1) Capacidad de anticipación

Cuando es difícil predecir, tenemos que mirar distinto e, inevitablemente, mirar más lejos. En situaciones de incertidumbre normales estaremos atentos a cambios en el comportamiento de las variables habituales de nuestra operación. En situaciones de hiper-incertidumbre, tendremos que encontrar nuevas variables (variables subrogadas) que permitan detectar de manera temprana el impacto en nuestra operación. La construcción de Modelos Analíticos Predictivos (MAP), junto con el monitoreo permanente de ciertas variables subrogadas a través de tableros, permitirán anticiparnos a los posibles desvíos, fallas o cambios en tendencias que impactarán en tiempos no productivos y en la productividad de los pozos. La operación y el mantenimiento pueden sacar grandes réditos de técnicas como esta, logrando grandes mejoras en los OPEX asociados.

2) Velocidad de decisión

La velocidad de decisión implica reducir drásticamente los tiempos de escalamiento y cascadeo a lo largo de la jerarquía y los procesos de la organización. Para lograrlo se debe asegurar una combinación de tres herramientas de gestión sumamente efectivas:

- a) **Equipos de decisión ágiles:** la capacidad de decisión claramente centralizada –y no dise-

minada por la organización– ayudarán a ganar en eficiencia. Sin embargo, cuando se trata de tiempo crítico, esta centralización destruye nuestra capacidad de respuesta. De allí que resulte fundamental empoderar equipos multifuncionales con poder de decisión para reducir drásticamente los tiempos de respuesta y asegurar un mayor impacto en la gestión local. Pero, para que estos equipos funcionen, se los deberá dotar de metodologías ágiles de decisión, que aseguren no solo su velocidad, sino también la calidad y confiabilidad necesaria de su gestión.

- b) **Roles de decisión ágiles:** los equipos ágiles traerán a la organización ambigüedad sobre quién decide qué, cómo y cuándo. La clarificación de su participación en el proceso de decisión será crítica para permitir la interacción eficiente con el resto de la organización. Definiciones claras sobre tensiones típicas en empresas de la industria, como responsabilidades técnicas *versus* responsabilidades regionales o equipos de proyecto *versus* equipo jerárquico, permitirán ganar agilidad en decisiones críticas.
- c) **Rutinas de decisión ágiles:** el esquema tradicional de reuniones rara vez permite tomar decisiones rápidas. Por el contrario, carga las agendas, diluye las responsabilidades y demora las

decisiones. Instalar rutinas ágiles requerirá limpiar los procesos de encuentros innecesarios, redefinir quién participará de cada uno y establecer pautas estructuradas de preparación y desarrollo de estas reuniones. Un sistema ágil de encuentros podría reducir a la mitad el tiempo requerido en ellos y duplicar la cantidad de decisiones tomadas por una organización.

3) Flexibilidad para absorber cambios operativos

Una vez tomadas las decisiones de manera eficiente debemos ser capaces de absorber rápidamente esos cambios en nuestro modelo de operación. Las decisiones en la mayoría de los casos modificarán procesos, criterios, presupuestos, plazos y equipos. Nuestra organización deberá estar preparada para reasignar estos recursos rápidamente sin causar grandes perturbaciones en la operación. Para reasignar recursos debemos, al menos, ser capaces de lo siguiente:

- a) Equipos flexibles: contar con la capacidad de reasignar personas de un equipo a otro sin afectar el funcionamiento de cada uno. Esto implica contar con un centro de control que administre recursos multifuncionales de manera ágil. El centro de control deberá conocer las aptitudes de las personas a reasignar y el impacto de los cambios sobre los



equipos, al mismo tiempo que deberá dar seguimiento al desarrollo de las personas de manera centralizada. Las personas más fácilmente reasignables y más demandadas en estos contextos serán aquellas personas con perfiles multifuncionales o polivalente que puedan ser rápidamente incorporadas a nuevos equipos. En cambio, los perfiles técnicos, requerirán una coordinación más precisa y estable.

b) Presupuestos flexibles: acompañar con las partidas presupuestarias los cambios generados por las decisiones tomadas.

Contar con la capacidad de mover presupuesto de un activo, un proyecto, un área o una función a otra será fundamental para poder reaccionar a tiempo. Los procesos de presupuestación y control de gestión deberán actualizarse para asegurar este dinamismo que dará lugar a una operación flexible.

c) Planificación flexible: adaptar los planes operativos.

Ajustes en los niveles de producción, inventarios, mezclas y otras especificaciones se deberán realizar rápidamente absorbiendo las variaciones con el mínimo impacto no deseado sobre la operación.

En estos contextos activos, las herramientas y los procesos flexibles serán preferidos por sobre otros que, si bien pueden ser más eficientes, impiden la adecuación necesaria a los cambios.

4) Fallar lo más rápido posible

Todos los cambios planteados no serán efectivos si la mentalidad de quienes los operan no se adecúa a una dinámica ágil. En este caso, ciertos comportamientos deberán ser modificados para asegurar que las personas conviven de manera positiva con el dinamismo y el riesgo reinante.

a) **Riesgo inteligente:** probablemente el comportamiento más importante que se debe asegurar en este contexto sea la mentalidad de prueba permanente de nuestra gente. Para gestionar en entornos ágiles será necesario, entre otras cosas, intentar fallar antes, aunque idealmente de manera contenida. El riesgo inteligente implica buscar, de manera proactiva, la falla de forma anticipada y, al mismo tiempo, asegurar las condiciones para minimizar el impacto en la operación. Es decir, hacerlo con red de contención. Testeos en prototipos, pilotos de rápida ejecución y pruebas en contextos controlados permitirán acelerar el proceso de aprendizaje.

b) **Resiliencia esperada:** al igual que con el riesgo inteligente, más fácilmente observable en contextos discretos o de fallas, en entornos continuos será también importante que los decisores comprendan que el escenario negativo es un futuro posible. No se trata en estos casos de cruzar los dedos para que estos escenarios no se manifiesten sino, por el contrario, aceptar que es “esperable” que se den. Y en caso de que el escenario no deseado sea el resultante, será importante que los decisores reacciones de manera resiliente, sin perder la motivación y, mucho más importante, sin sesgar y ni condicionar sus futuras decisiones.

c) **Humildad para aprender:** el riesgo y el fracaso deberán también estar acompañados por altos niveles de humildad si es que queremos cuestionar y aprender para futuras decisiones. Reconocer el error o la oportunidad de mejora será el único camino posible para retroalimentar el ciclo y aumentar el nivel de confianza frente a la próxima decisión a tomar.

Los tres comportamientos, entre otros, serán críticos para gestionar una organización ágil. Para verificarlos en nuestra organización alcanza con revisar las tasas de éxitos y fracasos históricos. Si los niveles de éxito son altos, entonces los niveles de riesgo tomados pueden ser más bajos de lo recomendado.

La agilidad se puede medir

Lo que no se mide, no se puede mejorar. La buena noticia es que la agilidad se puede medir. Y ya varias empresas del sector lo están haciendo para mejorar sus niveles de agilidad. En Tandem hemos desarrollado una metodología simple de medición que contempla las cuatro dimensiones o palancas del modelo de agilidad y las asocia con diferentes niveles de crecimiento exponencial del negocio. Esta metodología contempla cuatro zonas de agilidad posibles:

0-25% - Zona burocrática: procesos lentos y rígidos traban las decisiones e impiden el desarrollo del negocio.

25-50% - Zona de control: una lógica de control y auditoría demora las decisiones impidiendo el crecimiento del negocio.

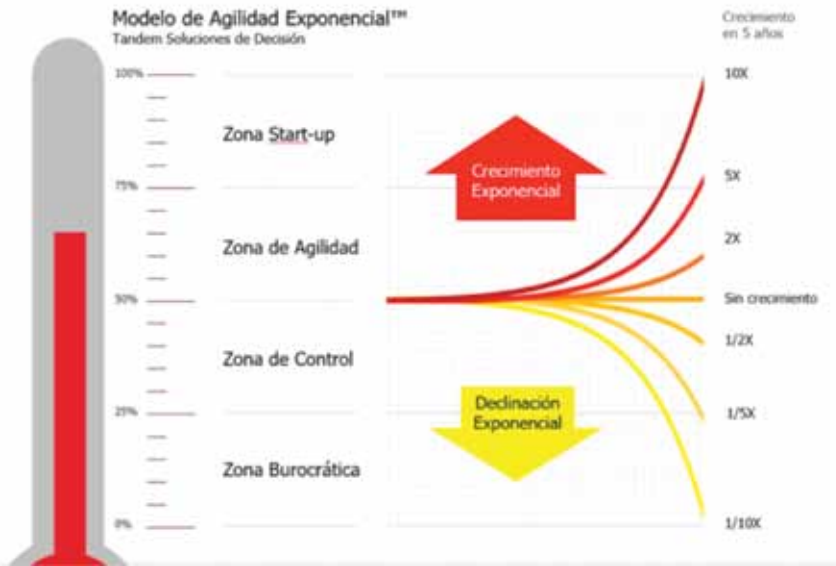
50-75% - Zona de agilidad: las cuatro palancas son activadas para generar crecimiento exponencial de una gran organización.

75-100% - Zona de *start-up*: solo algunas empresas de pequeño tamaño buscarán desarrollar nuevos negocios.

Una empresa de la industria en la Argentina

Una empresa operadora de petróleo y gas en la Argentina realizó la medición de sus niveles de agilidad en los procesos más relevantes de su operación. Para hacerlo, se midieron diversos indicadores que permitieron evaluar la velocidad, la duración y el tiempo de respuesta de diversas funciones clave. Los primeros resultados dieron valores de agilidad del 28%, en los niveles más bajos de la zona de control. La zona de control se caracteriza por procesos lentos, reuniones multitudinarias y alta car-





vel jerárquico todas las decisiones. De esta forma, se empoderó a los equipos de operación para decidir más rápido. Asimismo, se eliminaron más de 400 reuniones por año reduciendo el tiempo en reuniones de los equipos de operación en un 50%. Para entender la magnitud del cambio, esta reducción permitió que los empleados de la empresa pudieran retirarse una hora antes a sus casas todos los días, o dedicar ese tiempo a generar mayor valor para el negocio.

Lo que no se define no se puede medir. Lo que no se mide, no se puede mejorar. Lo que no se mejora, se degrada siempre.

William Thomson Kelvin,
físico y matemático británico
(1824-1907).

ga de documentación. Por lo general, son procesos en cascada donde, para avanzar hacia el resultado, los diferentes equipos deben pasarse trabajo de etapa en etapa atravesando puertas para conseguir aprobaciones.

Estos indicadores se compararon a través de un *benchmark* con otras empresas del sector. De esta manera se pudo detectar rápidamente las oportunidades de mejora y enfocar las iniciativas de cambio hacia la generación de agilidad. Las iniciativas generadas apuntaban a lograr niveles cercanos al 60% de agilidad.

Una vez rediseñados los procesos se lograron niveles superiores al 55% en el primer semestre, bien avanzado en la zona de agilidad, y niveles superiores al 65% en la mayoría de sus procesos en el segundo semestre posterior a la medición original.

De esta manera, los tiempos de respuesta de los procesos trabajados se redujeron en aproximadamente un 30% y las decisiones de inversión se implementaron entre un 35 y un 40% más rápido.

Este cambio le permitió a la empresa reducir en promedio en un ni-

En entornos de tan alta incertidumbre es menos importante proyectar tendencias y más importante ser lo suficientemente ágil y flexible como para absorber los cambios e incorporarlos rápidamente a la operatoria del negocio. La agilidad se puede medir y gestionar, y las empresas que cuenten con los equipos, los procesos y las herramientas para anticiparse, tomar decisiones rápidamente, absorber los cambios y aprender, podrán adaptarse y liderar los desafíos del futuro.



Controlar, proteger y preservar

Optimizar el tratamiento de control microbiano de agua en operaciones de fractura hidráulica.



Escanee para obtener más información sobre las soluciones DuPont.

DuPont Microbial Control



¿Es posible “generar” 750 MW de electricidad a costo cero?

Plan de recambio de heladeras

Por *Salvador Gil, Balbina Griffa, Adrián Gutiérrez
Cabello, Agustina Ciancio*
ECyT y EEyN - UNSAM

En este informe se discute la ventaja social, económica y medioambiental de promover un programa de recambio de heladeras domésticas en la Argentina. En varios estudios se muestra que un recambio de heladeras –al precio de la energía actual– generaría un ahorro a lo largo de su vida útil superior a su costo. Es un ejemplo adicional de cómo la eficiencia puede convertirse en una herramienta eficaz para mitigar la pobreza, las emisiones y para mejorar la calidad de vida de las personas.

El uso racional y eficiente de la energía es una conducta que beneficia económicamente a los ciudadanos, ya que nos permite reducir el costo de nuestras facturas de energía. Asimismo, permite preservar valiosos recursos naturales para las próximas generaciones y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, responsables en gran medida del calentamiento global, cuyas consecuencias son cada vez más visibles. Además, contribuye a impulsar el desarrollo de artefactos que cada vez usan menos energía para brindar las mismas o mejores prestaciones. Al producirse estos dispositivos en forma masiva se abaratan sus costos. De este modo, con equipos más económicos y de menor consumo, podemos llevar los beneficios de la energía a más personas y aumentar la inclusión. Además, se reduce el costo de las facturas, se disminuyen los desembolsos en subsidios por parte de Estado y se contribuye a lograr una sociedad más sostenible. De este modo, el uso racional y eficiente de la energía (UREE) se transforma en una *herramienta eficaz y poderosa para mitigar la pobreza y las emisiones*.

Consumos eléctricos argentinos

En la figura 1 se muestra la matriz eléctrica de la Argentina y su distribución según su uso para 2019. En particular, el sector residencial utiliza cerca del 35% de la electricidad consumida en el país.

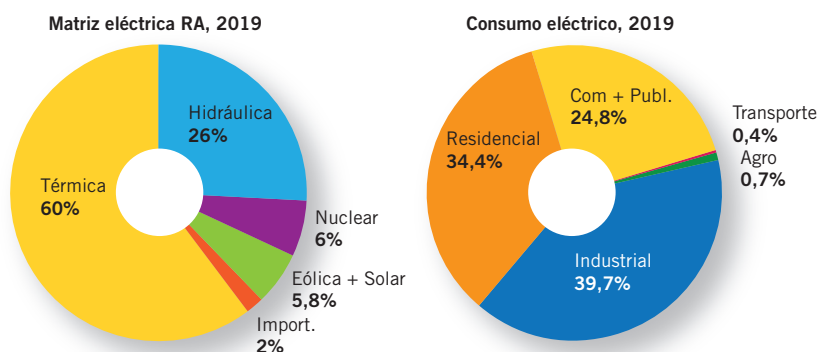


Figura 1. A la izquierda, distribución de la generación eléctrica argentina según su fuente para 2019. A la derecha, la distribución del consumo en los principales usos finales de electricidad.¹ La generación eólica y solar fotovoltaica en 2019 alcanzó cerca del 6%, casi igual a la nuclear.

Consumo eléctrico = 3,91 MWh/año

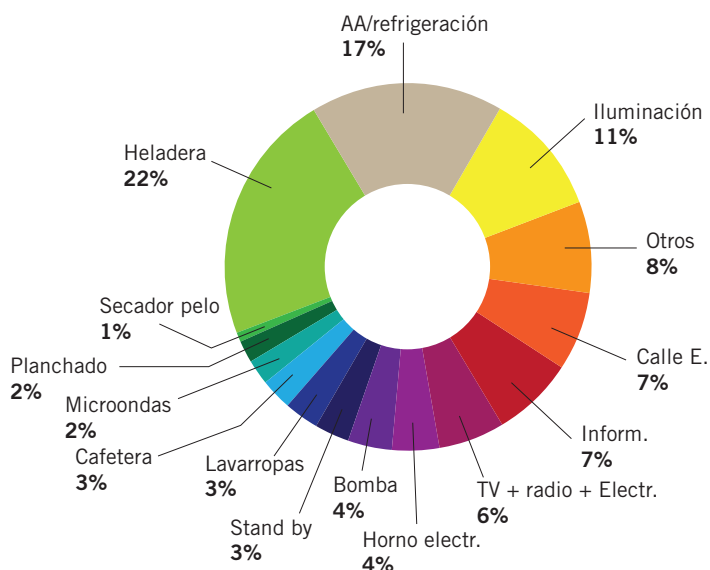


Figura 2. Consumo eléctrico residencial obtenido a partir de una muestra de 99 viviendas de la región de CABA y GBA de nivel socioeconómico medio. Las viviendas que se incluyen en esta figura tienen sistemas de calentamiento de agua a gas natural.

A su vez, los consumos en el sector residencial han sido analizados con estudios *bottom-up*, es decir que se realizaron auditorías energéticas en unas 200 viviendas particulares, 98 de ellas en sectores de extracción socioeconómica media y 102 en familias de bajos recursos.^{2,3} Si seleccionamos aquellos artefactos que funcionan con electricidad, la distribución de consumos se muestra en la figura 2.

En la figura 2 el consumo medio de la muestra fue de 3,9 MWh/año, valor comparable con los consumos promedios de CABA y la Provincia de Buenos Aires, obtenido de da-

tos globales de facturación, que se muestran en la figura 3.⁴ Esto indica que los consumos de la muestra de la figura 2 son consistentes con el comportamiento promedio de esta región del país.

Cuando la vivienda usa gas para el agua caliente sanitaria (ACS), el consumo eléctrico más importante es el de las heladeras, que representa un 21% del consumo total eléctrico residencial. En segundo lugar, aparece el aire acondicionado con un 16% y, en tercer lugar, la iluminación con el 11% del total. En la figura 2 no están incluidas las viviendas con sistemas eléctricos de ACS. En las viviendas con sistemas a ACS eléctrico, este consumo sobrepasa al de la heladera en un factor de 5 a 10. El número medio de habitantes por vivienda en nuestra muestra fue de 3,1 personas por hogar. Este valor es comparable con el valor medio de la Argentina de 3,3 personas por hogar.⁵

Implicancias de un plan de recambio de heladeras en la Argentina

El valor medio del consumo de las heladeras en la muestra estudiada resultó ser de 830 kWh/año. Una heladera "A" tiene un consumo medio de unos 330 kWh/año, es decir que

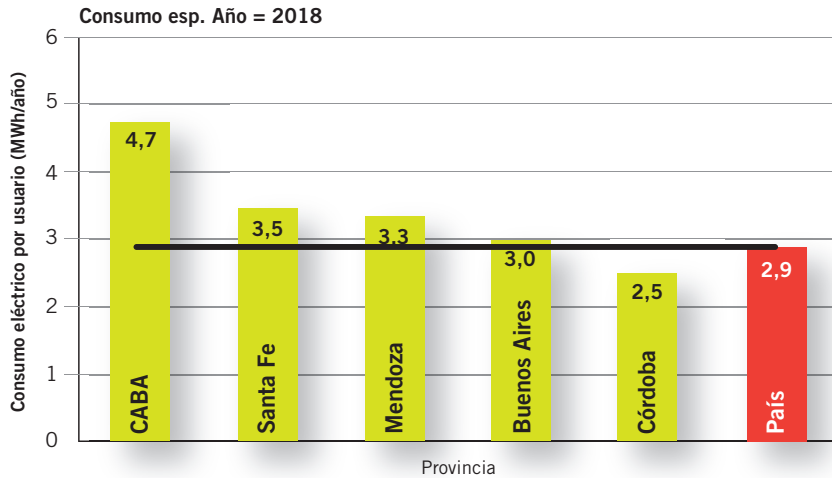


Figura 3. Consumos eléctricos residenciales promedio para las principales regiones de la Argentina a partir de los datos de facturación de las distintas distribuidoras. El consumo medio del GBA es cercano al promedio de la Provincia de Buenos Aires y CABA, es decir del 3,9 MWh/año.

se puede lograr un ahorro de unos 500 kWh/año –o sea del orden del 60%–. Si tenemos en cuenta que en 2019 el consumo residencial eléctrico representó el 34,4% del consumo eléctrico total, y considerando que el consumo de las heladeras representa el 22% (± 3) del consumo de los hogares relevados,* resulta que las heladeras consumen el 7,5% de toda la energía eléctrica del país.

A nivel mundial, se estima que el consumo de las heladeras domésticas constituye el 6% del consumo eléctrico.^{6, 7, 8}

Así, el potencial ahorro que se podría lograr con un plan canje de heladeras no etiquetadas por otras con etiqueta “A” sería del orden del 3,7% de consumo eléctrico total, es decir unos 5 TWh/año. En otras palabras, un plan canje de heladeras que reemplace el 75% de las heladeras antiguas (más de 8 años, es decir,

aquellas que no tienen etiqueta de eficiencia) por nuevas Etiqueta A o mejor, generaría un ahorro de electricidad comparable a la generación de una gran central eléctrica, como la Central Eléctrica Embalse.

Si consideramos como susceptibles de ser cambiadas todas aquellas heladeras cuyo consumo exceda los 700 kWh/año, es decir, las que tengan más de siete años de antigüedad, el porcentaje de heladeras en estas condiciones sería del orden del 75% ($\pm 10\%$). En cuanto al número total de heladeras, no hay un dato preciso, pero estimamos que el 90% de los usuarios conectados a las redes eléctricas, cuyo valor se estima en unos 13 millones, tiene heladera, entonces el número de heladeras sería del orden de unos 11,7 millones. Por lo tanto, el número de equipos susceptible de ser cambiado sería de $0,75 \times 11,7$ millones = 8,7 millones. Si cada una de estas

heladeras ahorra por lo menos 500 kWh/año, el ahorro total sería mayor a los 4,3 TWh/año.

En la figura 6 se muestra la distribución de la generación eléctrica argentina en 2019. Nótese que el consumo de las heladeras domésticas es superior a la importación y la generación renovable y nuclear. En la figura 7 se muestra el precio medio de la electricidad en la Argentina en los últimos años y cómo se particiona el costo de la electricidad entre lo que pagan los usuarios y cuánto es cubierto por los subsidios en la zona de CABA y GBA.

En la figura 8 se muestra cómo varían los consumos de las heladeras con su antigüedad. Los símbolos cuadrados celestes corresponden a heladeras nuevas de los Estados Unidos⁹ y los círculos rojos a una muestra de 98 equipos en funcionamiento en la Argentina hasta 2019 (círculos rojos). Las líneas de trazos son ajustes de los consumos observados. Típicamente una heladera actual consume unas 9 veces menos que una similar de 1973.¹⁰

Los estándares de eficiencia y los sistemas de etiquetado en eficiencia impulsaron los avances tecnológicos (aislamiento térmico, compresores más eficientes, etc.), que lograron reducir los consumos de energía de los refrigeradores desde la década de 1970.¹¹

Como se muestra en las figuras 7 y 8, el consumo de una heladera de más de unos 7 años de antigüedad excede en más de 0,5 MWh/año de una heladera etiqueta “A” actual. Por lo tanto, reemplazando una heladera de más de 7 años por una actual etiqueta “A”, se genera un ahorro supe-

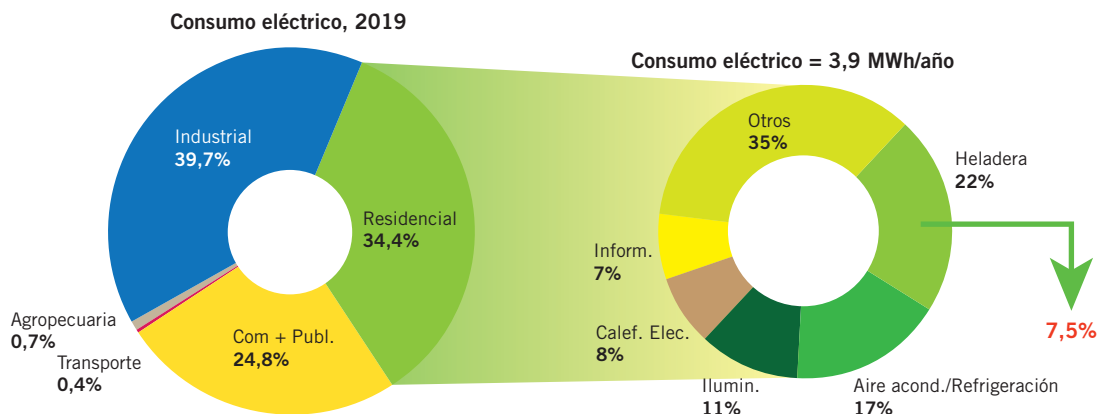


Figura 4. A la izquierda, distribución del consumo eléctrico en la Argentina. A la derecha, la distribución de los consumos eléctricos entre los principales usos domésticos. Nótese que el consumo de las heladeras domésticas en la Argentina es comparable a toda la generación eléctrica nuclear en el país o toda la energía renovable. El consumo total eléctrico argentino en 2019 fue de 128,9 TWh.

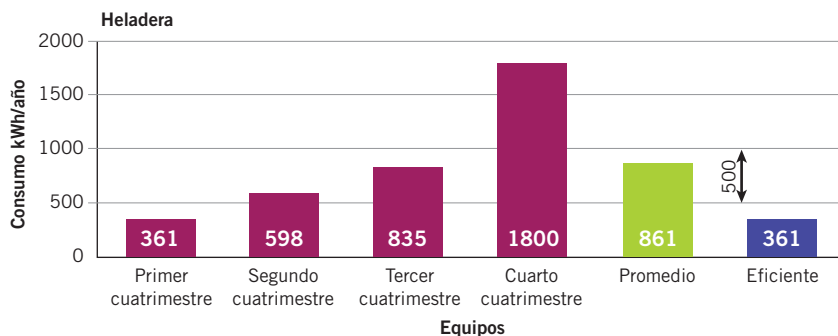


Figura 5. Distribución del consumo eléctrico de heladeras, calculado a partir de una muestra de 98 viviendas. La barra naranja es el valor del consumo medio. Las otras barras representan los valores medios del consumo en cada uno de los cuatro cuantiles. La muestra corresponde a un grupo socioeconómico de nivel medio y medio bajo en la región de CABA y GBA. Obsérvese que el consumo medio del último cuartil es casi 5 veces el consumo del primer cuartil. Nótese que una heladera familiar con etiqueta "A" o mejor (última barra), tiene un consumo 2,4 veces menor que el consumo promedio de las heladeras actuales. El ahorro medio por recambio de heladeras sería de 500 kWh/año.

rrior a 0,5 MWh/año, con un ahorro superior a 46 USD/año/heladera, suponiendo un costo de electricidad de 93 USD/MWh. Por consiguiente, al cabo de 8 años, el ahorro es superior a 400USD, equivalente al valor de mercado de un refrigerador nuevo. En los años restante de vida útil (7) se produce otros 350 USD de ahorro adicional. O sea, más allá, de quien cubre el costo de la tarifa eléctrica, el sistema eléctrico en su conjunto se beneficia por el cambio de equipo.

Además, los beneficios son múltiples, a saber:

- Los usuarios tienen una heladera nueva, que consume menos energía y genera un ahorro en energía.
- El sistema eléctrico reduce su demanda y necesidad de aumentar su generación y ampliación de redes y demás infraestructura.
- Se reducen las emisiones de CO₂ en los próximos 15 años en más de 2,6 Tn(CO)/heladera.

- Se reactiva una importante industria de electrodomésticos local.

Implicancias económicas de un plan canje

El costo de USD400 por refrigerador, mencionado previamente, es el precio del mercado por unidad. En un plan canje es de esperar que este costo sea considerablemente inferior. Un descuento de al menos el 10%, el costo actual del mercado puede ser posible, o sea el costo por unidad podría estimarse en USD360. Tomando como base el costo del MWh de 9 a USD6 (Figura 7), en la tabla 1 se resumen los ahorros de energía y el flujo de dinero.

El costo de cambiar un millón de heladeras puede ser de unos USD360 millones con un el ahorro anual de energía sería de unos 0,5 TWh/año. Al cabo de 5 años, el ahorro en energía total de energía sería de 2,5 TWh,

comparable a la generación de una central como Atucha I, a un costo de 1,8 mil millones de dólares. Cada una de estas heladeras, al cabo de 15 años (su vida útil) habrán ahorrado al menos 7,5 MWh, equivalente a algo más de 700 dólares cada una. O sea, el ahorro de los 5 millones de heladeras sería de 3,5 mil millones de dólares. Casi el doble del costo de recambio. Esto demuestra que el recambio es totalmente sostenible económicamente.

Es más, si se cambian las heladeras de más de 10 años de antigüedad, es decir aquellas cuyo consumo es superior a los 750 kWh/año, estaríamos incluyendo las heladeras que caen en el tercer y cuarto cuartil de consumo. Los usuarios podrían beneficiarse económicamente por el ahorro de electricidad, que amerizaría el costo de la heladera y les dejaría el saldo en dólares indicado en la tabla 1. Es decir, los usuarios no solo se beneficiarían por disponer de un refrigerador nuevo, sino que además habrían ahorrado en promedio unos USD567 a valores presente al cabo de 15 años.

En el nivel nacional, el ahorro anual de energía sería del 6,4 TWh/año. Dado que la generación total de electricidad en 2019 fue de 128,8 TWh/año, el ahorro generado por un plan canje como el mencionado sería del 5% de la energía generada en la Argentina, comparable a toda la energía generada por el parque nuclear 7,93 TWh (un 5,9%) o el renovable 7,81 TWh (un 5,8%) (Figuras 4 y 6).

Remarcamos la palabra canje, ya que si no se retiran y destruyen las heladeras antiguas en forma apro-

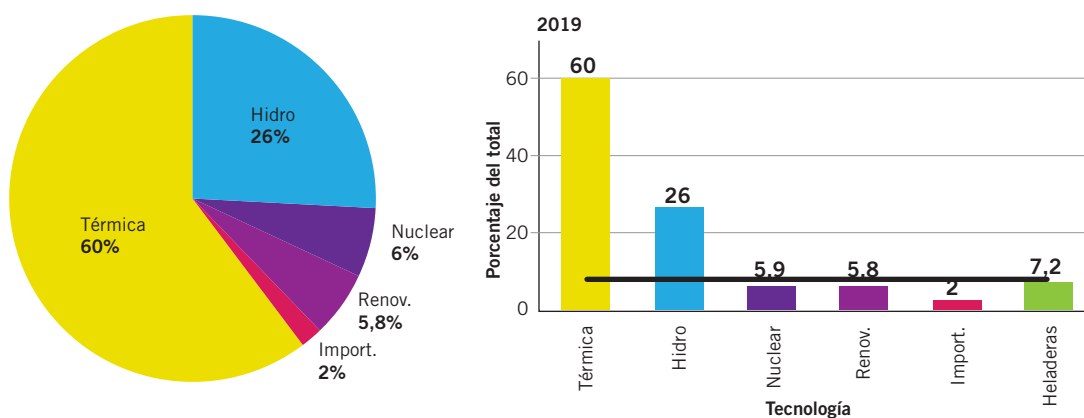


Figura 6. A la izquierda se muestra la distribución de la generación eléctrica argentina según su fuente para 2019. A la derecha, se muestra la misma distribución en la generación para 2019 y el consumo de las heladeras domésticas. Nótese que este consumo es superior a la importación y la generación renovable y nuclear.

	Heladera consumo KWh/año	Ahorro (MWh/año)	Ahorro electricidad (USD/15 años)	Una heladera Ahorro neto por heladera (USD/15 años)	país Ahorro neto total Millones USD	Emisiones Potencial Gg(CO ₂)/año
Promedio	875	0.5	496	136	1,696	2,125
Cuartil 1	354	0.0	22	-338		
Cuartil 2	590	0.3	236	-124		
Cuartil 3	866	0.5	487	127	398	522
Cuartil 4	1,832	1.5	1,366	1,006	3,145	1,465
Saldo Total				567	3,543	1,987

Tabla 1. Resumen de los ahorros en energía (Columnas 3 y 4) y de dinero (columnas 5 y 6). La última columna indica las mitigaciones de Gases Efecto de Invernadero (GEI) por año. Para el cálculo de los ahorros en dólares de energía, al cabo de 15 años, se utilizó una tasa de descuento del 7% para llevar los montos de la columna 5 a valores presentes. El ahorro total del sistema al cabo de 15 años sería de 3,54 mil millones de dólares, incluyendo el costo de las heladeras.

piada, las más antiguas sumadas a las nuevas incrementarían el consumo y las emisiones en lugar de reducirlo, un efecto contrario al que se busca. Para que el plan canje sea sostenible desde el punto de vista medioambiental es necesario reciclar el de las heladeras descartadas y el material de las antiguas. Un aspecto crítico que este plan debería incluir es el correcto procesamiento de los gases de las heladeras antiguas que, en su mayoría, son compuestos de *clorofluorocarbonos*. Estos gases además de ser GEI, generan grave daño en la capa de ozono de la atmósfera. Afortunadamente, existen procedimientos seguros para reciclar y destruir estos gases que se están implementando en muchos programas de canje de heladeras en todo el mundo.^{12, 13}

Dado que el material de reciclado, hierro y cobre, tiene un valor comercial claro, parte de este valor podría ser utilizado para cubrir el costo del tratamiento de los gases de las heladeras retirada del mercado. Pero, como el ahorro en energía casi duplica el costo de energía eléctrica, parte de ese saldo también podría usarse para cubrir los costos del reciclado de heladeras antiguas.

A pesar de la conveniencia económica y ambiental, es poco probable que este cambio se produzca espontáneamente. Se requiere de un

plan concertado entre el Estado y la industria local, con algún tipo de incentivo para que los ciudadanos se encuentren atraídos a realizar un canje. Como consecuencia, para la sostenibilidad del plan es fundamental que se realice un plan canje de viejas por nuevas, con el retiro y la destrucción de los equipos antiguos. Además, si se agrega una reducción en los impuestos (IVA, impuestos provinciales y/ municipales), el usuario podría tener un descuento del 20% al 30% en su nuevo equipo que podría estimular el cambio.

También un plan de recambio podría incluir un subsidio para las familias de bajos recursos y, para el resto de la población, un financiamiento y un premio que vuelva atractivo el cambio; además de una campaña educativa que estimule a los ciudadanos a realizar este cambio. De esta forma, el efecto de un plan canje sería equivalente a construir una central del tipo de Atucha I a costo cero, cada cinco años. Además, podríamos disfrutar de los beneficios, sin invertir en infraestructura de transporte y distribución de energía. Esto confirma el adagio: *la eficiencia es una fuente de bajo costo que no contamina*.

En otras palabras, un programa de recambio de heladeras tiene un costo mucho menor de USD/MWh que ge-

nerar esta energía con casi cualquier fuente de energía, fósil o renovable. Por una parte, los usuarios recibirían un doble beneficio: la prestación del servicio de refrigeración por un equipo nuevo y una reducción en sus facturas de electricidad.

Por otra parte, se obtendría el beneficio de promover una actividad industrial importante como la fabricación de heladeras y simultáneamente se podrían postergar inversiones en aumento de la infraestructura de transmisión y distribución.

Discusión y conclusiones

Las heladeras son, en general, el artefacto de mayor consumo en los hogares argentinos, representando el 21% de consumo eléctrico residencial y alrededor del 7,6% de consumo eléctrico total.

El parque nacional de heladeras tiene cerca de un 75% de heladeras poco eficientes, con consumos que en promedio duplican y triplican los consumos de las nuevas heladeras "A", o mejores (A+, A++ o A+++), en eficiencia energética. El potencial ahorro generado por un recambio de estos artefactos antiguos (de 8 años o más) por los nuevos etiqueta "A" o superior sería del orden del 5% del consumo total eléctrico del país,

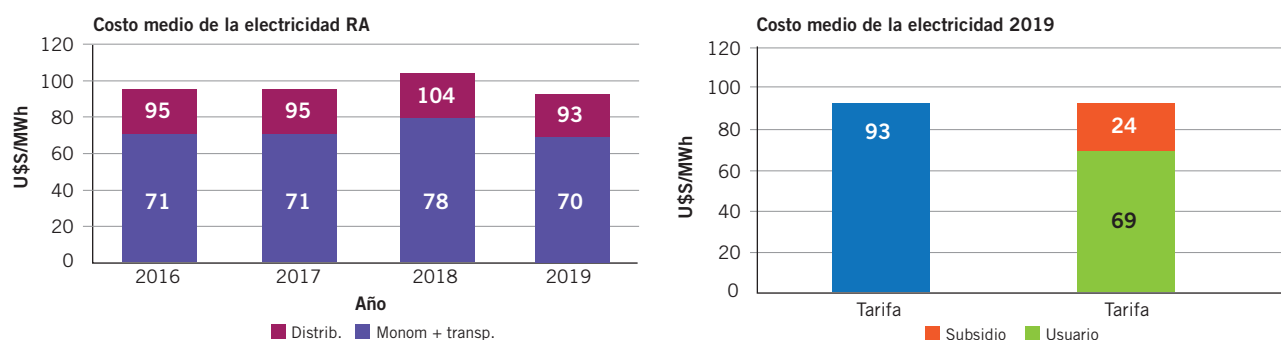


Figura 7. A la izquierda se muestra el costo de MWh medio en la Argentina, en los últimos años, en azul los valores monómicos (incluye generación y transporte) y en verde los valores medios de distribución. A la derecha se muestra el costo medio del MWh en GBA y cómo se compone la tarifa final.

equivalente a unos 6,4 TWh/año, comparable a la generación de una gran central eléctrica como Embalse.

Un plan de cambio de estos artefactos, incluso realizándolo en el 50% de las heladeras antiguas existentes, generaría un ahorro de energía comparable con toda la energía que genera una gran central eléctrica como Atucha I a un costo del 93 USD/MWh, el costo del ahorro energético, producto de un recambio, a lo largo de su vida útil, 15 años, genera un ahorro del orden de USD 700 por equipo, con lo cual el ahorro de energía cubre con creces el costo del equipo. Para su concreción es necesario disponer de un plan canje consensuado entre los gobiernos nacionales, provinciales y la industria nacional, que genere los incentivos necesarios para un plan canje exitoso.

Por un lado, los usuarios se verían beneficiados por la mejor prestación del servicio de refrigeración, un equipo nuevo, y una reducción en sus facturas de electricidad. Por el otro, se promovería una actividad industrial importante como la fabricación de heladeras. Al demorar las necesidades de inversiones en infraestructura de transmisión y distribución, podría no ser necesario incrementar las tarifas eléctricas.

Por último, y no menos importante, el sistema eléctrico se favorecería al disminuir la demanda, que en los horarios pico presenta una gran vulnerabilidad. Desde luego, una medida así generaría una fuerte reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, un compromiso que el país asumió y todos esperamos que se concrete.

Beneficios adicionales de un programa de recambio de heladeras

- ✓ Reducción de los aportes en subsidios de energía.
- ✓ Reducción de gasto de las familias en energía (mejora del ingreso disponible).
- ✓ Activación de un sector importante de la industria nacional.
- ✓ Generación de nuevos empleos.
- ✓ Incremento en la recaudación y la reducción de los desembolsos en subsidios.
- ✓ Postergación de inversión en infraestructura de transporte y distribución de electricidad.
- ✓ Reducción de importaciones de energía.

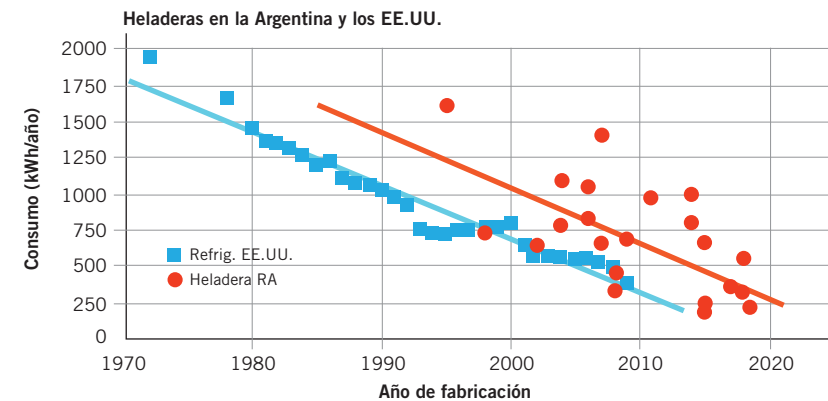


Figura 8. Evolución del consumo de heladeras en los Estados Unidos (símbolos cuadrados celestes) y de una muestra de 98 equipos en funcionamiento de la Argentina (RA) (círculos rojos). Las líneas de trazos son ajustes lineales de los datos observados.

- ✓ Diminución de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Agradecemos a la Dra. A. Schwint por la lectura y sus valiosas sugerencias. También a todos los colegas y los alumnos de la UNSAM que participaron en estas auditorías, a los vecinos de Cuartel V de Moreno, provincia de Buenos Aires, que con la colaboración de la Fundación Pro-Vivienda Social (FPVS) hicieron posible la realización de este trabajo. Por último, agradecemos en especial al Lic. Raúl Zavalía de la FPVS.

* Según se observa en la figura 2, las heladeras representan el 21% del consumo eléctrico de los usuarios que calientan agua con gas. Sin embargo, cerca del 22% de los usuarios calienta agua con electricidad,³ para los cuales el consumo de heladeras constituye el 10% de su consumo eléctrico total. Por lo tanto, en promedio el consumo medio de las heladeras en la Argentina es del orden del 20% ($\pm 3\%$).

1. BALANCES ENERGÉTICOS - SECRETARÍA DE ENERGÍA Y MINERÍA, "Balances energéticos", en línea: <https://www.argentina.gob.ar/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>, 2018.
2. IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, "PROYECTO SECH-SPAHOUSEC Análisis del consumo energético del sector residencial en España", en línea: <http://www.idae.es/>, Madrid, 2011.
3. Gastiarrea M. y otros, "Gas versus Electricidad: Uso de la energía en el sector residencial", *Petrotecnica*, vol. LVI, pp. 50-60, Abril, 2017.
4. Estadísticas económicas Ciudad de Buenos

- Aires, "Consumo de energía en la Ciudad de Buenos Aires en 2013", Marzo, 2014.
5. INDEC, "Censo INDEC 2010", en línea: <https://www.argentina.gob.ar/>, Buenos Aires, 2019.
6. Negro C. y C. J. Hermes, "Energy and cost savings in household refrigerating appliances", *Applied Energy*, vol. 88, pp. 3051-3060, 2011.
7. Barthel T. G. C., "The overall worldwide saving potential from domestic refrigerators and freezers", Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy, Germany, 2012.
8. Carri C. y otros, "Eficiencia Energética en la Preservación de Alimentos Eficiencia Energética en la preservación de alimentos", *Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 44, Nº 10, pp. 1-10, 2019.
9. ACEEE, American Council for an Energy Efficient Economy, "How your refrigerator has kept its cool over 40 years of efficiency improvements", 2019. En línea: <https://aceee.org/>.
10. Mahlia T. y R. Saidur, "A review on test procedure, energy efficiency standards and energy labels for air conditioners and refrigerator-freezers", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 1888-1900, 2010.
11. Rosenfeld A., "The Art Of Energy Efficiency: Protecting the Environment with Better Technology", *Annu. Rev. Energy Environ.*, pp. 33-82, 1999.
12. Ecofrigo, "ecofrigo es la única industria de retorno de electrodomésticos", Mexico, 2020. En línea: <http://www.ecofrigo.com.mx/>.
13. Energy Star, "Freezer Recycling Program", 2020. En línea: https://www.energystar.gov/products/recycle/find_fridge_freezer_recycling_program.
14. M. L. y. G. B., «Estudio comparativo de las tarifas de energía eléctrica residenciales en la Argentina» *Panorama del Sector Energético- CIEPE- UNSAM*, vol. 30, Junio, 2019.

La energía mundial pospandemia

Por **Eugenia Stratta** (Gerente de Biblioteca del IAPG)



Pandemia, crisis e incertidumbre son las palabras más repetidas en la edición 2020 del World Energy Outlook (WEO 2020) publicado en octubre por International Energy Agency (IEA). El turbulento año que estamos atravesando deja muy pocas certezas y genera una multiplicidad de caminos posibles de recorrer a corto plazo, que dependen de dos variables fundamentales: la duración de la pandemia y las estrategias adoptadas por los gobiernos para recuperar las economías de sus países.

WEO 2020 presenta proyecciones a 2040, pero pone el foco en los próximos diez años y establece cuatro escenarios posibles. Conserva como centrales al Escenario de Políticas Anunciadas (STEPS por su nombre en inglés) y el Escenario de Desarrollo Sostenible (SDS). STEPS

apunta a políticas ya proyectadas y en desarrollo mientras SDS exige mayores inversiones en energías limpias. Propone alcanzar los objetivos del Acuerdo de París, en cuanto a calidad del aire y acceso a la energía, previendo emisiones cercanas a cero para 2050.

Junto a ellos plantean otros dos escenarios, uno de mínimas y otro de máximas expectativas. El denominado Recuperación Demorada (DRS) presupone una posible extensión del brote del covid-19 hasta 2023 con el consecuente retardo en la recuperación económica. Finalmente, las expectativas máximas se depositan en un escenario totalmente nuevo, al que se denomina NetZero Emissions 2050 (NZE2050). Este escenario está basado en un modelo detallado elaborado por IEA que evalúa acciones para desarrollar en los próximos diez

años que permitirían asegurar el cero en emisiones de CO₂ provenientes del sector energético. Los escenarios SDS y NZE2050 apuestan al aporte fundamental de las fuentes renovables y, en menor medida, a la energía nuclear.

El escenario denominado STEPS supone que la pandemia estará bajo control en 2021, acompañando un retorno del PBI mundial a niveles de 2019. La demanda energética terminaría de recuperarse en 2023, con resultados muy variables según las fuentes. Las políticas previstas lograrían que las energías limpias protagonicen el 90% del incremento de la demanda en los próximos 20 años, lideradas por la energía solar fotovoltaica. Mientras tanto, el uso del carbón decrecerá hasta cubrir menos de un 20% del mercado en 2040, por primera vez en la historia de la energía moderna.

Como cada año, realizamos un resumen de la proyección del World Energy Outlook. En esta ocasión, las proyecciones parten de los datos reales de 2019, pero IEA estima que por efecto del covid-19, al finalizar 2020 la demanda global de energía se habrá reducido en un 5% y las inversiones, un 18%.



El sector energético requerirá una transformación estructural, un profundo cambio en los comportamientos sociales y una inversión masiva de capitales para hacer posible las previsiones del escenario SDS, asegura que 2019 fue un año pico de emisiones, que comenzarían a descender progresivamente. La posibilidad de alcanzar estos objetivos depende en gran parte de una decisión política de los estados nacionales, que frente a la situación de crisis económica privilegien el crecimiento del PBI por encima de la transformación energética. Esta situación puede presentarse en algunos países desarrollados, pero aún más en los países pobres, especialmente en el África Subsahariana, donde la inestabilidad económica y las restricciones de su llegada al mercado de capitales dificultan el acceso a la electricidad.

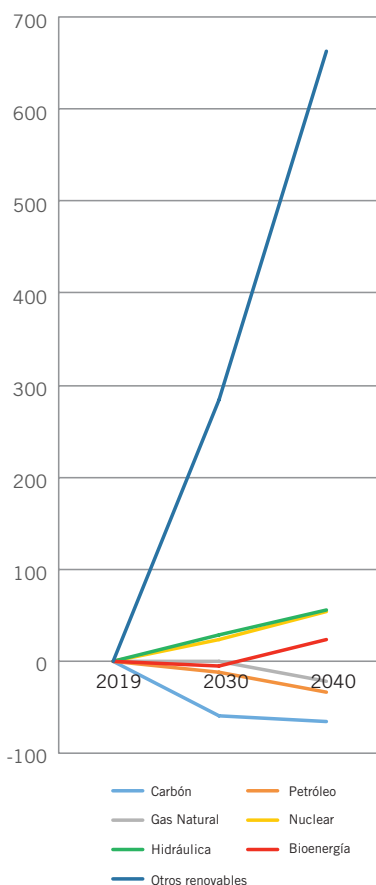
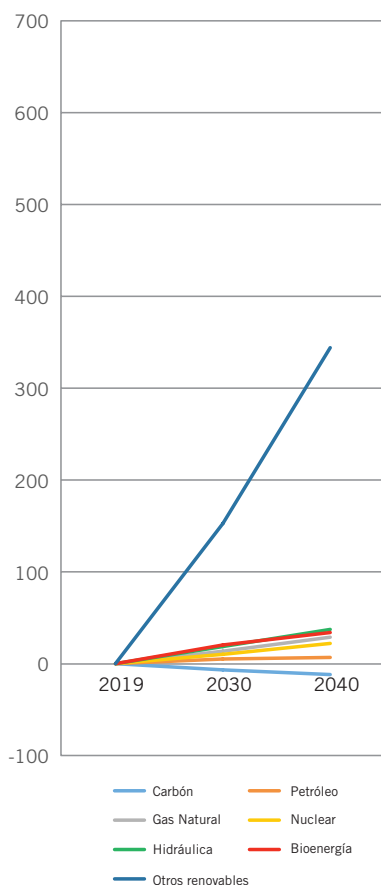
Las proyecciones presentadas

parten de los datos reales y consolidados de 2019. De todos modos, IEA estima que por efecto del covid-19, al finalizar 2020 la demanda global de energía, se habrá reducido en un 5% y las inversiones del sector energético en un 18%. En este contexto, podría considerarse alentador que el consumo de fuentes renovables creció un 7%. No puede contabilizarse como un beneficio la reducción en un 7% de las emisiones de CO₂, que no responde a políticas reduccionistas, sino al descenso de la actividad económica en la mayoría de los países del mundo.

Las máquinas apagadas, los aviones en tierra, las rutas sin transporte de carga y de pasajeros o las ciudades vacías de vehículos no pueden ser el camino para la reducción de las emisiones. Esta solo se logrará si las políticas públicas ponen a los países en el camino hacia la recuperación

económica y hacia la disminución real de emisiones contaminantes al mismo tiempo. Se requieren grandes inversiones en generación eléctrica a partir de fuentes renovables, en modernización de los sistemas de transmisión y en procesos de captura de carbono, así como el desarrollo de planes que induzcan a la actividad productiva pública y privada y a los consumidores hacia las fuentes de energía limpia.

Los combustibles fósiles fueron los más afectados durante la semi-parálisis económica mundial entre marzo y octubre (mes de publicación del WEO). El consumo de carbón disminuyó en un 7%; el de petróleo, un 8%; y el de gas, un 3%. IEA al respecto observa un alto exceso en la capacidad de suministro y un descenso calculado en un tercio respecto a las inversiones esperadas en el desarrollo de hidrocarburos durante el corriente



Una demanda global proviene de la carga de baterías de celulares, tablets y otros implementos electrónicos.

Un obstáculo que se debe superar es la modernización de las redes de transmisión para asegurar un sistema de suministro eléctrico confiable y seguro, columna vertebral de un mercado energético eficiente. En el modesto escenario STEPS se requerirán unos dos millones de kilómetros de líneas de transmisión y 14 millones de km de líneas de distribución, un 80% más de lo que se agregó en los últimos diez años. A medida que las redes se modernicen, amplíen y digitalicen, la inversión proyectada alcanza los 460.000 millones de dólares en 2030.

En el escenario STEPS la **energía hidroeléctrica** seguirá siendo la mayor fuente de electricidad con bajas emisiones a nivel mundial hasta 2030. Esa participación decrecerá porque no hay proyectos de construcción que la pueda sostener, salvo algunos en China, América latina y África. Tanto en estas regiones, como en el resto del mundo, el énfasis estará en la recarga de energía de las represas existentes y en la adición de instalaciones de bombeo para aumentar la flexibilidad.

La **energía nuclear**, que actualmente provee alrededor del 10% del abastecimiento eléctrico mundial y el 5% de la demanda total de energía, es la segunda fuente energética de bajas emisiones después de hidroelectricidad. Durante la pandemia, su aporte cayó en 125 terawatt/hora que serán recuperados para 2024. Su aporte

año. Las energías no fósiles, entre tanto, aportaron a sostener la demanda eléctrica que cayó solo el 2%, cuando en realidad se esperaba un 5%.

La generación eléctrica. Renovables y nuclear *versus* carbón y gas natural

En las sociedades del futuro la demanda eléctrica se incrementará en detrimento de los combustibles líquidos. De poco menos del 20% en la actualidad, la electricidad alcanza una participación del 24% del consumo final para 2040 en el escenario STEPS y un 31% en SDS. Esto refleja la importancia de la electrificación y de la electricidad de bajas emisiones. Aún en las previsiones más modestas el 50% de la generación de energía eléctrica provendrá de fuentes limpias en 2030.

En las economías desarrolladas la mayor demanda eléctrica provendrá del transporte y de aplicaciones industriales, entre ellas la producción de hidrógeno mediante electrólisis. Las expectativas de crecimiento

serán aún mayores en las economías emergentes que están incorporando rápidamente los aparatos eléctricos en los ámbitos comercial y doméstico. El uso de acondicionadores de aire, cocinas eléctricas y pequeños electrodomésticos comienzan a formar parte de la vida diaria en las crecientes clases medias de India y China y de países en desarrollo del sudeste de Asia y del norte de África.



porcentual del 10% se mantendrá al menos hasta 2030. Entre 2020 y 2030 la capacidad de generación por centrales nucleares descenderá el 20% en Europa y el 10% en los Estados Unidos, pero crecerá en los mercados emergentes y en las economías en desarrollo, llegando en algunos países a más del 90% de la capacidad actual. China será líder en ese proceso con 49 reactores en operación y 11 en construcción. Rusia, que ha demostrado que puede construir reactores en cinco a siete años dispone además de tecnología para el desarrollo de reactores modulares más pequeños, que requieren menor tiempo de construcción y más cortos plazos de entrega. También hay programas de expansión nuclear en Medio Oriente y en menor medida en América latina.

El nuevo programa NZE2050 le da mucha importancia a la energía nuclear, estimando que aumentará su capacidad en un 36%. Mientras que en el Escenario de Desarrollo Sustentable (SDS) se prevé un adicional de alrededor de 140 GW de nueva capacidad nuclear en el período 2019-30, en NZE2050 se contemplan 40 GW adicionales.

Para 2030 las **fuentes renovables de energía** producirán 12.500 TWh, un 25% más que el quemado de carbón en 2018, su año pico. Con políticas adecuadas para impulsarlas, las fuentes renovables de energía tienen un futuro muy promisorio, superando al carbón en la generación eléctrica para 2025. En el curso de 2020, el mayor aumento del consumo de esas fuentes se registró en China y los Estados Unidos. Ese crecimiento se sostendrá al menos por cinco años, impulsado por India y la Unión Europea



donde se reactivarán obras en marcha desde hace cuatro años e interrumpidas por la pandemia.

El **carbón** ya no volverá a los niveles anteriores al covid-19. Su eliminación definitiva de la canasta energética, prevista en SDS y NZE2050, constituirá una verdadera revolución, teniendo en cuenta que hace unos 250 años se constituyó en el combustible que hizo posible la primera revolución industrial, iniciada a mediados del siglo XVIII. Sus grandes competidores serán ahora las fuentes renovables con la energía solar fotovoltaica a la cabeza, la energía nuclear y sobre todo el gas natural. En los escenarios mencionados se estima que los mayores consumidores de carbón, que cuentan con importantes reservas, se abastecerán con la producción local y abandonarán paulatinamente la importación, buscando limitar el uso de ese combustible fósil por razones políticas,

para priorizar la producción nacional cuando sea posible o para hacer ambas cosas.

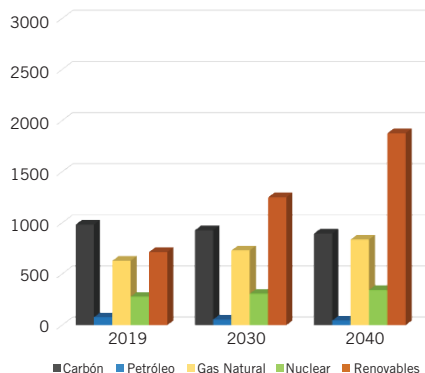
China continúa construyendo nuevas plantas generadoras alimentadas con carbón que tiene proyectadas hasta 2025 a un promedio de 17 GW por año. En India, la capacidad de combustión de carbón se estabiliza para 2030, debido a la reducción de las perspectivas de crecimiento de la demanda de electricidad y a los programas de implementación de energías limpias, especialmente solar fotovoltaica. El sudeste asiático tiene 26 GW de capacidad de carbón en construcción y varias veces más en construcciones programadas. El principal freno en este caso sería el financiamiento, teniendo en cuenta que los mercados de capitales son cada vez más reacios a apostar por el carbón.

En el reemplazo del carbón el papel protagonista lo seguirá teniendo un combustible no renovable, **el gas natural**, que en el escenario STEPS incrementará en un 20% su participación en la generación eléctrica, especialmente en mercados emergentes. En el escenario SDS mantendrá al menos por cinco años una participación estable del 22 al 23% y su incremento a 2030 no superará el 4%.

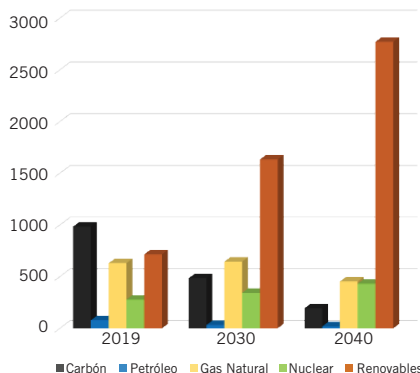
El imperativo de invertir en energías limpias

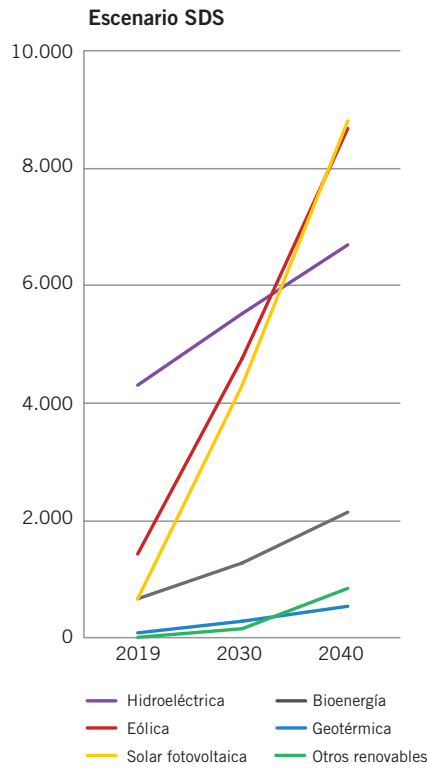
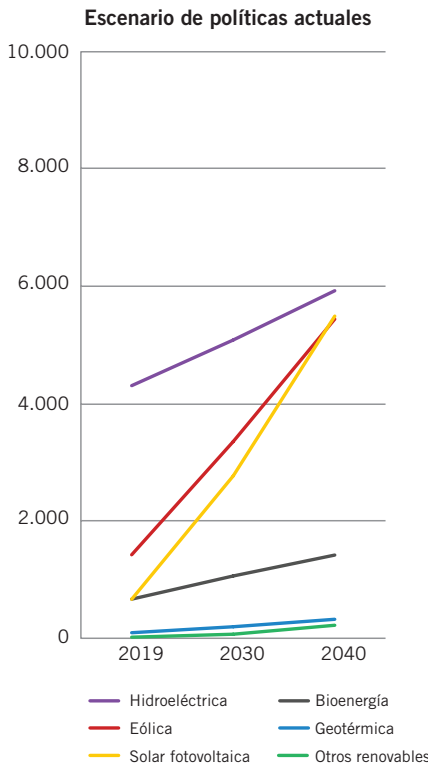
Las energías renovables crecen rápidamente en todos los escenarios, acompañadas con políticas de

Escenario de políticas actuales



Escenario de desarrollo sustentable





apoyo a las nuevas tecnologías que maduran aceleradamente mientras disminuyen sus costos de aplicación, asegurado un acceso muy barato al capital en los principales mercados. Las inversiones en infraestructura en un grupo importante de países progresaron al mismo ritmo en los últimos cinco años, de la mano de incentivos estratégicos.

En todo el mundo han aparecido compañías desarrolladoras y de fabricantes de equipos necesarios para poner en marcha las fuentes renovables. Entre ellas, las que cotizan en bolsa, han crecido durante 2020, llegando en algunos casos a duplicar su valor en los primeros diez meses del año. Las renovables garantizan cierta estabilidad en los precios y en la rentabilidad presente y futura. De todos modos, el WEO 2020 subraya que el apoyo de los estados seguirá siendo necesario para evitar la posible competencia que se pueda generar en entornos de bajos precios del petróleo y sus derivados y del gas natural, retarde la implementación de los proyectos previstos.

Entre 2015 y 2019 las inversiones de capital en energía solar, eólica, hidroeléctrica, nuclear, geotérmica y fuentes biológicas sumadas dan un total de unos 340 billones de dólares anuales. En el escenario SDS, se con-

sidera que para alcanzar los objetivos planteados a 2050 esa inversión debería trepar a 650 billones de dólares por año.

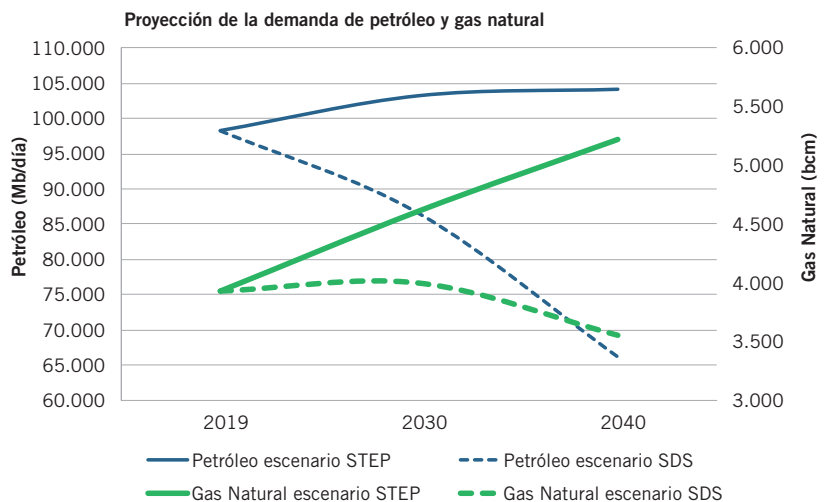
La estrella del crecimiento esperable en los próximos 10 años es la energía solar fotovoltaica. Sus costos han descendido aproximadamente el 80% desde 2010. Resulta consistentemente más barata que las centrales eléctricas de carbón o de gas actualmente en construcción, llevando a más de una centena de países a encarar proyectos de largo alcance. En la última década, aumentó 20 veces su capacidad de generación

y en los escenarios más conservadores triplicará su participación para 2030. En 2019 aportó 110 GW a la generación eléctrica. En el Escenario de políticas anunciadas se alcanzará a producir 280 GW en 2030, mientras que en SDS y NZE2050 se esperan casi 500 GW. WEO presenta varios modelos para determinar las posibilidades de comercializar energía generada por esta fuente que se basa en los componentes clave del riesgo de ingresos: precio, volumen y riesgo de comprador, y sus implicaciones para el costo de capital.

El viento también tendrá un fuerte crecimiento. Los costos de generación de energía eólica han disminuido aproximadamente un 40% en promedio a nivel mundial durante la última década, y cuenta con el apoyo de políticas en más de 130 países, 70 de los cuales pretenden desarrollar proyectos *offshore*. Los costos actuales de la tecnología *offshore* son de unos 100 dólares por MWh podrían ser reducidos a la mitad en cinco años. En la SDS, las adiciones de capacidad eólica alcanzan 145 GW en 2030.

La energía geotérmica tendrá una participación menos significativa en la generación eléctrica. De todos modos, en el escenario STPES su capacidad actual de generación, de 15 GW se duplicará para 2030 y se triplicará para 2040. En SDS la triplicación llegaría en 2030, trepando a 82 GW en 2040.

La biomasa sólida renovable, los biocombustibles líquidos y el biogás crecen de manera constante en todos los escenarios, en tanto el hidrógeno con bajo contenido de carbono está





ganando importancia en muchas estrategias de transición energética. Cerrar la brecha de costos con otros combustibles es un desafío clave a corto plazo, pero se prevé que la brecha se reduzca considerablemente en esta década. En STEPS la capacidad de generación eléctrica por biocombustibles pasará de 153 GW en 2019 a 278 GW en 2040, mientras que en SDS llegaría a 423 GW.

El futuro incierto del petróleo

“Los precios cuentan la historia de un año turbulento”, se plantea en el WEO. Aquellos países cuya economía está atada a la extracción de petróleo han sido severamente afectados por la pandemia y sus consecuencias inmediatas. Es caso de Irak, Angola y Nigeria, entre otros. Países productores de bajo costo con mayores reservas financieras como Arabia Saudita, Rusia, Kuwait y los Emiratos Árabes Unidos están mejor situados para capear la tormenta. Los países importadores de petróleo se están beneficiando con la disminución de los precios internacionales. En algunos países europeos la disminución del costo se reflejó rápidamente en las facturas que recibieron los consumidores. Esta disminución en los

precios arrastra el peligro de ralentizar el reemplazo de combustibles fósiles por energías limpias, afectando así el camino hacia la emisión cero.

El petróleo es víctima de la incertidumbre, no solo por el duro golpe que le asestó la pandemia, sino también por la volatilidad del mercado, que resulta una severa amenaza a la hora de decidir inversiones. La caída de los precios y la disminución en las inversiones se habían iniciado antes de la crisis sanitaria y sus posibilidades de repunte son inciertas. IEA demuestra que el coronavirus borró casi una década de crecimiento en solo un año. Estima que 2020 cerrará con una demanda que habrá disminuido en 8 millones de barriles por día respecto de 2019 y que su recuperación llegará, con suerte y viento a favor, recién en 2023.

El consumo de petróleo se vio afectado tempranamente por los bloqueos o “cuarentenas”, cayendo a un ritmo tan acelerado que no permitió una reacción adecuada de parte de la oferta. Recién en el segundo semestre de este año se logró un relativo equilibrio entre la oferta y la demanda que permitió mantener los precios en un rango de 40 dólares por barril, acompañado por un modesto crecimiento del consumo.

La combinación de las presiones

financieras y las medidas restrictivas respecto del consumo de hidrocarburos por cuestiones ambientales configuran un combo poco alentador. Los planes de inversión son inseguros, especialmente para los países y las empresas que apuestan a la extracción de crudos de fuentes no convencionales. Más aliviada es la situación para las naciones y las compañías dedicadas a la producción de crudos convencionales que, según WEO podrían apuntar a precios moderadamente bajos para desacelerar el crecimiento del *shale oil*. Las inversiones podrían repuntar si se lograra un lento pero sostenido aumento del precio hasta llegar a 70 dólares en 2025 y 75 dólares al finalizar esta década. Para evitar que el mercado se inunde de crudo barato se requerirá la participación de la OPEP tratando de sostener el equilibrio de la oferta y la demanda, evitando la apertura de grifos propia de las situaciones de crisis.

A pesar de este panorama, el WEO afirma que la explotación de *shale oil* en los Estados Unidos se reactivará con incentivos fiscales, permitiendo que ese país sea el mayor productor mundial hasta 2040. Canadá y la Argentina serán los principales aportantes, con excepción de los Estados Unidos, al crecimiento de



la producción de petróleo de fuentes no convencionales. Los crudos extrapesados canadienses se extraerán a medida que la infraestructura de transporte por ductos que se está construyendo se ponga en funcionamiento.

Proyectos como la explotación en aguas profundas en Brasil y Guyana que actualmente se encuentran bajo construcción comenzarán a funcionar en los tiempos previstos y cubrirán el descenso que se registre en áreas marinas más maduras como el Golfo de México, Nigeria y Angola.

WEO mantiene la perspectiva de un amesetamiento en la demanda de petróleo entre 2030 y 2040 y sostiene que la producción desde esa fecha será liderada nuevamente por los países de la OPEP y por otros que cuenten aún con abundantes reservas de crudos livianos y medianos.

La demanda de combustibles líquidos se redujo tan drásticamente que las refinerías las tasas de utilización de su capacidad instalada llegaron a los niveles más bajos en 35 años. Más allá de la pandemia, la industria de la refinación se enfrenta al desafío de un cambio estructural en el uso del petróleo que se aleja progresivamente de los combustibles

para el transporte y apunta hacia las materias primas petroquímicas. Aquí también se requerirá un alto nivel de inversiones en modernización mientras que las refinerías más obsoletas dejarán de existir.

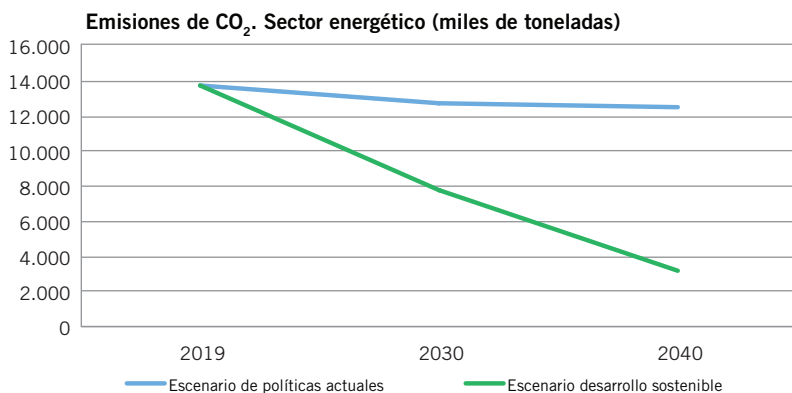
Las tensiones propias de la pandemia seguirán afectando el mercado de combustibles en la década siguiente por varios factores, entre ellos el incremento en la producción de vehículos eléctricos y las posibilidades reales de mantener el teletrabajo en algunos sectores de la actividad económica, con la consecuente disminución en el uso del transporte urbano.

Otro factor que afectará al consumo de combustibles líquidos proviene de la aviación comercial que en 2019 representaba el 7% del consumo de petróleo. En los distintos escenarios se calcula que el descenso de los viajes de negocios que llenaban de pasajeros los aviones oscilará entre el 10% y el 25%. La costumbre de las videoconferencias, que se ha mostrado efectiva y permite disminuir costos empresariales, se extenderá más allá de la pandemia. Frente a este panorama se considera que el consumo de petróleo en términos absolutos será para 2030 dos millones de barriles/día menor que lo previsto en 2019.

El futuro del gas natural

En la industria del gas natural, los efectos de la pandemia parecen ser reversibles más rápidamente que en caso del petróleo crudo. Antes de la llegada del covid-19 los mercados mundiales buscaban un equilibrio frente a un visible exceso en la capacidad de suministro, con más de 200 billones de metros cúbicos (bcm) de proyectos de GNL que entraron en funcionamiento durante los últimos cinco años, junto con la puesta en servicio de ductos que unieron a Rusia con China.

Según se afirma en WEO 2020, con compradores cada vez más reacios a comprometerse con acuerdos de compra a largo plazo, algunas empresas parecían dispuestas a tomar riesgos de marketing y precio para hacer avanzar nuevos proyectos. Incluso cuando los precios del gas alcanzaron mínimos históricos, se logró un récord para puesta en marcha de inversión en proyectos de gas natural licuado (GNL) en 2019. Esto fue una señal de confianza de la industria en creer que el crecimiento de la demanda a largo plazo de gas natural y de GNL en particular era robusto. Según WEO, siempre gran



parte de este entusiasmo se basó en el notable aumento de China como un importante consumidor y en la posibilidad cierta de que India y otros mercados asiáticos emergentes pronto sigan su ejemplo. Se preveía una amplia oferta y precios bajos, pero la pandemia cambió el curso. Aunque el descenso anual en 2020 se estima en un 2%, fue del 4% en el primer semestre, con la consecuente caída de varios acuerdos comerciales. Tanto en Henry Hub como Europe's Title Transfer Facility, los precios spot cayeron a menos de 2 dólares por millón de BTU, una situación que dejó a varios exportadores con márgenes negativos y que obligó a compradores que tenían contratos previos a pagar el gas a precios más elevados que los actuales.

En cuanto a la reducción generada por el covid-19, Rusia y Qatar, que cuentan con vastas reservas a bajo costo, recuperarán seguramente los niveles de producción y exportación en menos de un año. Las posibilidades de una pronta recuperación de la demanda están en la recuperación

de la actividad industrial en los mercados asiáticos y de la reactivación del consumo en la Unión Europea. En los Estados Unidos, la demanda interna y algunos proyectos de GNL lograrán el mismo efecto con el gas de fuentes no convencionales.

En el Escenario de Políticas Anunciadas (STEPS), el incremento de la producción a 2030 será inferior a la prevista en WEO 2019 con una reducción acumulada de la producción para 2019-30 de casi 1000 bcm, mientras que las inversiones en la cadena de suministros caerán en \$700 mil millones entre 2019 y 2040.

El mayor crecimiento estará protagonizado por los Estados Unidos con una recuperación de los niveles de 2019 para 2022 y un aumento de 130 bcm hasta 2030, que se estancará en la década siguiente. El otro protagonista será Rusia, que abastecerá gran parte de la demanda de China y apostará a la expansión de su capacidad de exportar GNL. Una participación menor corresponde a los productores de Medio Oriente, que cubrirán parte de la demanda de China e India.

La producción en otras regiones orientadas a la exportación, como el norte de África y el Mar Caspio, ha sido revisada a la baja como resultado de las perspectivas más débiles a mediano plazo para el comercio mundial de gas, aunque las perspectivas se recuperan más adelante, en la década de 2030, cuando el incremento de la demanda se haya estabilizado. Situaciones similares se pronostican para los proyectos de la plataforma continental del Reino Unido y de algunos países de América latina, más precisamente de Argentina y Brasil.

En todos los escenarios explorados en el WEO 2020 aparece un mercado ampliamente abastecido en los cinco años siguientes, pero aparecen diferencias a más largo plazo. En STEPS, el suministro se vería afectado por la paralización de proyectos de GNL. En tanto en SDS se plantea la posibilidad de mantener esos proyectos, impulsados por medidas políticas nacidas del indispensable reemplazo del carbón por gas natural para alcanzar las emisiones cero en 2050.

Emisión cero para 2050

El objetivo de emisiones netas cero para 2050, planteado en el Escenario de Desarrollo Sostenible (SDS) y reafirmado en el programa NetZero 2050 (NZE2050), implica cambios estructurales profundos en el sistema energético global que deberán encararse antes de 2030. El covid-19 pone a los actores del sector energético y a los gobiernos frente al reto de llevarlos a cabo junto a las políticas económicas destinadas a la recu-



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

(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com

Abastecimiento global de petróleo (mb/d)

	Escenario de Políticas Anunciadas				Escenario Desarrollo Sostenible			
	2019	2025	2030	2040	2019	2025	2030	2040
Petróleo crudo convencional	65,0	63,8	63,8	61,6	65,0	59,6	54,3	37,1
<i>Tight oil</i>	7,7	10,0	11,6	12,1	7,7	9,3	9,4	8,8
Líquidos de gas natural	18,2	18,8	20,0	21,8	18,2	16,8	16,4	14,9
Crudos ultra pesados y biúmenes	3,7	3,9	4,0	4,4	3,7	3,6	3,3	2,6
Otros	0,8	1,0	1,2	1,4	0,8	0,9	1,0	0,9
TOTAL	95	97	101	101	95	90	84	64

Abastecimiento global de gas natural (bcm)

	Escenario de Políticas Anunciadas				Escenario Desarrollo Sostenible			
	2019	2025	2030	2040	2019	2025	2030	2040
Gas convencional	2.998	3.045	3.162	3.561	2.998	2.943	2.902	2.661
<i>Tight gas</i>	285	339	277	252	285	339	289	164
<i>Shale gas</i>	719	874	1.063	1.261	719	801	717	633
Carbón metano	82	80	83	116	82	68	73	78
Otros	5	20	27	31	5	16	17	18
TOTAL	4.089	4.358	4.613	5.221	4.089	4.166	3.998	3.554

peración económica pospandemia.

En el Escenario de Políticas Anunciadas (STEPS), en un análisis país por país de la infraestructura energética presente o en construcción se muestra que generarían un nivel de emisiones de CO₂ tal que podría llevar a un aumento de temperatura a largo plazo de 1,65 °C en la segunda mitad del siglo. En ese escenario se puede prever un aumento de temperatura a largo plazo de alrededor de 2,7 °C en 2100.

La causa principal de ese panorama tan desalentador está en los 660 millones de personas que permanecerían sin acceso a la electricidad en 2030, la mayoría de ellos en África subsahariana y en el sur de Asia, y cerca de 2.400 millones de personas sin acceso a una cocina limpia en todo el mundo. Una excepción en las regiones más afectadas es India, cuyo gobierno informó, en 2019, que el 99% de la población estaba conectada al sistema eléctrico. Al respecto, el WEO hace notar que el acceso a la energía, que había aumentado en los últimos seis años, ha caído durante la pandemia. Unos 30 millones de personas que habían obtenido ese acceso lo han perdido en el transcurso de 2020.

Un combustible de cocina limpio implica un suministro bien aceitado y equipos de cocina seguros. Obtener acceso a combustibles limpios para cocinar no es el final de la historia. En los hogares pobres, el uso de combustibles limpios para cocinar depende de los ingresos familiares y de las tarifas

del combustible. En Brasil, por ejemplo, hay acceso generalizado al GLP, pero alrededor de 3 millones de hogares cambiaron al uso de leña o carbón vegetal entre 2016 y 2018, debido al aumento de precios del gas licuado. En un estudio realizado en Nairobi, capital de Kenya, se muestra que el 15% de los hogares que usaban GLP antes de la pandemia retornaron al kerosene y a la leña. WEO hace referencia a diversos mecanismos de financiación al consumo y de políticas fiscales que podrían ayudar a superar este problema.

IEA hace suyos los objetivos de los documentos “Energía Sostenible para Todos” (París, 2015) y el plan de recuperación elaborado durante 2020, inspirado en la “Agenda 2030 de Desarrollo Sostenible” de Naciones Unidas respecto del acceso a energías limpias. En el escenario SDS propone el desarrollo de una nueva infraestructura que garantice bajas emisiones y extienda aceleradamente el acceso a la electricidad. Como parte de los paquetes de estímulo económico posteriores al covid-19, la SDS prevé un promedio de 40.000 millones de inversión anual para extender el acceso a la energía hasta 2030, tres veces más que en los STEPS. El WEO 2020 señala reiteradamente que el acceso universal a la energía solo puede basarse en una sólida cooperación internacional que provea de los recursos necesarios a las economías más pobres del mundo.

NZE2050 plantea un escenario lleno de potenciales de difícil cumplimiento que deberían alcanzarse en

el período 2019-2030. Las emisiones totales de CO₂ caerían alrededor del 45% para 2030, respecto de 2010. La demanda de energía primaria tendría que reducirse en un 17% entre 2019 y 2030, a un nivel similar al de 2006, aunque la economía global sea dos veces mayor. Las emisiones correspondientes a los procesos industriales y a la generación de energía tendrían que ser de alrededor de 20,1 gigatoneladas, o sea 6,6 gigatoneladas menos que en la SDS en 2030. Particularmente, en el sector energético, la proporción de renovables en el suministro eléctrico mundial aumentaría del 27% en 2019 al 60% en 2030.

Se presupone que las emisiones de CO₂ provenientes de los usos finales de la energía serán un tercio menores en 2030 que en 2019. Cerca de la mitad del parque de edificios existente en las economías avanzadas y un tercio de los del resto del mundo deberá modernizarse. Los acondicionadores de aire y otros equipos de climatización serán de modelos más eficientes. Más del 50% de los automotores que se vendan para 2030 serán eléctricos en comparación con el 2,5% en 2019. Alrededor del 25% del calor total utilizado en la industria en el NZE2050 en 2030 provendrá de la electricidad y de combustibles bajos en carbono, como el hidrógeno.

“Este futuro no está escrito en piedra”, se afirma en el WEO, incitando a los gobiernos y a los organismos internacionales a ponerse manos a la obra.



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

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

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



¡Ya sumamos
40 cursos Streaming!



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



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

¡Apuntamos a **seguir innovando siempre!**

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

Las becas “Claudio Manzollilo” están destinadas a alumnos de posgrados de carreras afines al sector que residan allí y hayan aprobado el ingreso a instituciones estadounidenses.

IAPG Houston: récord de becas para estudiantes argentinos en los Estados Unidos

Por Redacción de Petrotecnia

Las tradicionales becas a estudiantes argentinos en el exterior que concede cada año el IAPG Houston llegaron en el último período a su máxima expresión: en esta ocasión fueron cuatro las asignaciones otorgadas.

En efecto, el Programa de Becas “Claudio Manziolo” –llamado así desde 2010 en homenaje a uno de los fundadores de la institución– está destinado a profesionales argentinos que planeen cursar o se encuentren cursando postgrados en los Estados Unidos para las carreras afines a los hidrocarburos: Ingeniería del Petróleo, Ciencias de la Tierra (Geología y Geofísica) e Ingeniería del Medio Ambiente, aplicadas a la industria del petróleo y del gas, entre otras.

La financiación de las becas es posible a partir de lo recaudado en los diferentes eventos que organiza el IAPG Houston a lo largo del año y al apoyo continuo de sus miembros y patrocinadores, así como de los donantes de becas del reciente período (Shell, Pan American Energy y ExxonMobil).

Este énfasis del IAPG Houston por respaldar a los profesionales argentinos de la industria para que puedan perfeccionarse en las universidades estadounidenses lleva ya 18 años. El monto de la beca, en general, se destina a la matrícula universitaria. Entre los requisitos figura que los solicitantes sean ciudadanos argentinos y que hayan sido aceptados por la universidad estadounidense en la que planeaban estudiar o que estén cursando en la misma. Para más información al respecto: <https://iapg-houston.org/contact-us>

Cuatro becas otorgadas este año

Para el último período, y a pesar de las dificultades que recaen en el mundo a causa de la pandemia, el IAPG Houston ha logrado otorgar cuatro becas, el mayor número hasta ahora en un solo período. Los seleccionados son los siguientes:



Fernando Rey es licenciado en Geología con experiencia previa en petróleo y gas por su desempeño en YPF. Actualmente ingresa al segundo año de su Maestría en la Escuela Jackson de Geociencias de la Universidad de Texas en Austin. Obtuvo un GPA de 4.0 (A) y está en la *pole position* para un Summa Cum Laude. También trabajó en un proyecto de investigación (y un artículo) que analizaba las “Morfologías de clinoformas compuestas en reconocidos sistemas fluviales modernos más importantes”.

Fernando fue seleccionado para recibir la Beca Shell IAPG Houston para 2020/21.

Francisco Galtieri estudia su segundo y último año en la Universidad de Columbia, es ingeniero industrial y de petróleo conjunto del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Ha tenido una amplia experiencia trabajando en consultoría y emprendimiento de petróleo y gas. Fue nombrado codirector de SIPA en Columbia y organizó un



viaje a Abu Dhabi en 2019 para el 24° Congreso Mundial de Energía. Alumno destacado del Programa de Modelado de Fundamentos de Sistemas de Energía y Financiamiento de Proyectos, va camino a convertirse en asistente de investigación en el Centro de Política Energética Global de Columbia (CGEP).

Francisco fue seleccionado para recibir la Beca IAPG Houston Pan American Energy para 2020/21.

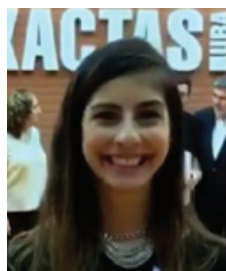
Es de destacar que para Fernando y Francisco se renueva el beneficio, ya que habían sido adjudicatarios de la Beca IAPG Houston en el período 2019/20. El brillante desempeño de cada uno animó a la Institución a continuar con esta ayuda.

Además, se sumaron dos nuevos becarios en la IAPGH para 2020/21.



Maximiliano Vedoya es ingeniero industrial. Trabajó en Oil Tanking, una importante organización global de *midstream*, en puestos en todo el mundo antes de seguir su Maestría en Ciencias e Ingeniería de la Gestión en la Universidad de Columbia. Durante este verano, Maximiliano amplió su experiencia laboral en una empresa de nueva creación en Nueva York (Virimondo), además de liderar proyectos de análisis de datos económicos para la Fundación Bill & Melinda Gates.

Maximiliano fue seleccionado para recibir la Beca IAPG Houston Exxon para 2020/21.



Leonela Aguada es licenciada en Geología por la UBA y geóloga de Yacimientos Senior en Tecpetrol, con experiencia en las cuencas Neuquina y Golfo de San Jorge en la Argentina, así como en la cuenca de Burgos en México. Es la autora principal de un artículo sobre la Geomorfología del Río Salado en la provincia de Mendoza. Ha sido seleccionada como asistente de enseñanza por su alma máter y aceptada en el selectivo programa de Tesis de Maestría en Ciencias Geológicas de la Escuela de Minas de Colorado.

Leonela fue seleccionada para recibir la Beca IAPG Houston para 2020/21.

Con un récord de cuatro becarios argentinos este año, el IAPG Houston sigue trabajando para continuar con el apoyo a estas mentes jóvenes, con el fin de contribuir a que mejoren sus capacidades.

Para más información sobre las becas: www.iapghouston.org

1º JORNADAS VIRTUALES
 (R)EVOLUCIÓN DIGITAL
 PARA EL PETRÓLEO & GAS
 EXPLORANDO NUEVAS REALIDADES TECNOLÓGICAS

SALAS

PRESENTACIONES TÉCNICAS

1 2 3 4

SALA PLENARIA

BIENVENIDOS



INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y GAS

PROGRAMA TÉCNICO

Congresos

Sponsors Oro



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

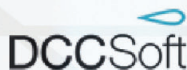




Sponsors Plata



Sponsors Bronce



Ciclo de conferencias: Desafíos y oportunidades en tiempos complejos

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

El nuevo escenario de precios bajos de los hidrocarburos, reducida demanda, sumado al efecto del covid-19 ha obligado a replantear las estrategias en las empresas operadoras, compañías de servicios, como en el resto de los distintos segmentos de la cadena de valor del sector, y preguntarse: ¿cómo seguir? Para ayudar a contestar esta pregunta, las charlas programadas incluyen el siguiente temario: el desafío de operar yacimientos en tiempos inciertos, la comercialización de petróleo y gas ante estas

mismas circunstancias, la mejora de costos en servicios a pozos: *Pulling, Wireline, Slickline, Hot Oil/Water*; eficiencia en métodos extractivos, eficacia en plantas de tratamiento, gestión energética, Transformación Digital; y la visión, respectivamente, de las empresas de servicios, de las operadoras, de las provincias y de la cadena de valor en este escenario de precio bajos. Para más información sobre fechas de esta actividad no arancelada: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/congresos/iapg-on-line/iapg-on-line

Ciclo de Conferencias

DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES EN TIEMPOS COMPLEJOS

Ciclo de charlas de Magmatismo y Sistemas Petroleros

Ciclo de charlas 2020

Magmatismo y sistemas petroleros

COMISIÓN DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS



11º CONGRESO DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS
El Desafío de Consultar al Crecimiento

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

Ciclo 2020 de Conferencias de Exploración y Desarrollo

Ciclo de Conferencias 2020

Exploración y Desarrollo

“Compartir experiencias, ampliar las miradas”

COMISIÓN DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS



11º CONGRESO DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS
El Desafío de Consultar al Crecimiento

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

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

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

En preparación al congreso que se realizará más adelante (ver en estas mismas páginas), la Comisión de



ANTESALA

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



Integridad anticipa los grandes temas que se refieren al mantenimiento de ductos y toda la temática relativa a esa disciplina.

El temario abarca desde los desafíos a la integridad de tuberías de conducción soterradas (mecanismos de daño y fallas, estudios y mitigación), cambio de paradigma en el desarrollo de aceros al C de uso estructural con resistencia mecánica y tenacidad mejorada, integridad de las tuberías de ERFV y su relación con los mecanismos de daño y guía de selección de tecnologías para la recuperación de integridad de pozos con *casing* roto.

Para más información sobre fechas de esta actividad no arancelada: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/congresos/iapg-on-line/iapg-on-line

Ciclo de encuentros de la Comisión de Geotecnología e Informática

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



3º Encuentro

Reunión a través de "Cisco Webex"

Ciclo de charlas Comisión de Geotecnología e Informática

¿Una Agencia Nacional de Hidrocarburos en Argentina?

04 de diciembre | 11:00 HS

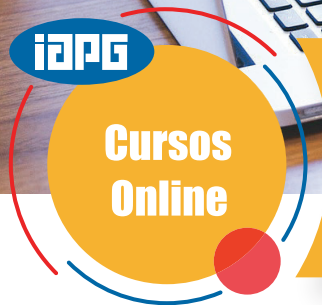
Expositora:

Isabel Pariani (Socia personal)

Moderadora: Verónica Tito

Agradecemos el auspicio de las siguientes empresas:





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

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

Abierta la inscripción

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

Instructor: **Rubén Caligari**

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

Instructor: **Nicolás Polverini, Fabián Akselrad**

Registros de Pozo I y II

Instructor: **Alberto Khatchikian**

Para más información: cursos@iapg.org.ar

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Naturgy inaugura una obra para el sistema de alta presión de gas natural en Mercedes

Naturgy inauguró y puso en servicio una importante obra para el sistema de alta presión de la red de gas natural en el municipio de Mercedes. La inversión realizada consistió en la construcción de una instalación de Punto de Entrega de 40.000 m³/hora de una planta reguladora de 35.000 m³/hora y de un gasoducto de 26 km de extensión, infraestructura que se conectará al sistema existente.

Este Punto de Entrega tomará suministro de gas del gasoducto troncal NEUBA II de TGS. La planta reguladora, en tanto, tiene la función de reducir la presión del gas natural en el ingreso al área urbana de Mercedes, y así realizar la interconexión con el sistema de redes ya existente en el área. Estas obras de infraestructura permitirán garantizar el abastecimiento, crecimiento y fiabilidad del sistema de alta presión en las localidades de Mercedes, Gowland, Luján, Jáuregui, Cortines y Olivera, que hasta el presente eran abastecidas por un ramal de alta presión proveniente del partido de Luján.

La inauguración contó con la presencia del Ministro del Interior de la Nación, Eduardo De Pedro; los intendentes municipales de Mercedes y Luján, Juan Ignacio Ustarroz y Leonardo Boto, respectivamente; del Secretario de Energía de la Nación, Darío Martínez; del Interventor del ENARGAS, Federico Bernal; del Ministro de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires, Agustín Simone; y por Naturgy BAN su Gerente General, Alberto González Santos, y su Directora de Comunicación, Bettina Llapur, entre otros.

“Para la Secretaría es importante participar y acompañar la inauguración de este tipo de obras, que no solo le van a mejorar la calidad de vida a los mercedinos y a las mercedinas, sino que, además, van a implicar el desarrollo de nuevos emprendimientos productivos, de PyMEs e industrias, que va a generar más empleo y fortalecer nuestro mercado interno”, sostuvo Darío Martínez, Secretario de Energía de la Nación.

Por Naturgy BAN, su Gerente General, Alberto González Santos afirmó: “La inauguración de esta nueva infraestructura es un hito para la compañía, ya que nos permite ampliar nuestro servicio en la zona y con ello posibilitar la instalación y desarrollo de nuevas industrias, y mejorar la calidad de vida de



los vecinos”. Por su parte, Bettina Llapur, Directora de Comunicación, agradeció a todo el personal que participó de la construcción de estas nuevas instalaciones y remarcó el carácter inclusivo de las redes de gas que posibilitan nuevas y mejores oportunidades para la población.

Desde 1992, la licenciataria hoy denominada Naturgy BAN S.A. brinda su servicio de distribución de gas natural por redes. Es la segunda distribuidora de gas de la República Argentina por volumen de ventas, con más de 1.620.000 clientes residenciales, 49.000 comerciales y 1.200 industrias, 400 estaciones de GNC y 3 subdistribuidoras. La extensión de las redes de gas natural asciende a 26.200 km.

Schneider Electric: IoT y Edge Computing crean oportunidades

Las oportunidades que representan el Internet de las cosas (IoT) y el Edge Computing para los socios del canal están a punto de explotar a medida que se acelera el crecimiento de estas tecnologías. El gasto en IoT alcanzará los USD1.3 billones para 2020, y el 43% de los datos de IoT se procesarán en el Edge, según las proyecciones de IDC. La firma de investigación predice que el número de “cosas conectadas” alcanzará los 30.000 millones en 2020 y aumentará a 80.000 millones en los siguientes 25 años. Esto prepara el escenario para algunas oportunidades de crecimiento para el canal.

Los socios del canal, en particular los integradores de red, los proveedores de servicios gestionados (MSP) y los proveedores con experiencia en SaaS



(software como servicio) y servicios alojados, están en una posición ideal para aprovechar las oportunidades creadas por estas tecnologías. Tanto IoT como Edge Computing requieren monitoreo remoto, implementación estandarizada y seguridad física, soluciones en las que nuestros socios están ampliamente capacitados, a fin de mantener los sistemas funcionando de manera óptima para la toma de decisiones en tiempo real.

El IoT tiene como objetivo vincular cualquier dispositivo o máquina que pueda conectarse a través de Internet o mediante comunicaciones privadas de banda ancha, para generar un flujo continuo de información que ayude a las organizaciones a ajustar sus operaciones y producir mejores resultados. Los datos que fluyen desde estos dispositivos requerirán mucho más ancho de banda y almacenamiento que la capacidad actual.

Más allá de capturar esta data, las empresas necesitarán asistencia para acceder y utilizar estos datos de manera rentable a fin de tomar decisiones comerciales más informadas. Debido al volumen de datos y la cantidad de conexiones de red necesarias para transportarlos, habrá más necesidad de infraestructura distribuida o local y plataformas apropiadas de administración de sistemas. Operar estos sistemas de procesamiento intensivo de datos en la nube puede ser problemático, si los datos tienen que viajar cientos o miles de millas a un centro de nube centralizado, podrían experimentar una latencia que afecta la rapidez con la que se lleva a cabo la acción requerida.

Esta es la razón por la cual existe Edge Computing, pues crea una red de microcentros de datos que procesan la data justo afuera o en el límite de la acción, eliminando problemas de latencia, aumentando la confiabilidad y permitiendo decisiones en tiempo

real. La informática de Local Edge proporciona estaciones entre infraestructuras en la nube, redes corporativas y centros de datos que mantienen los dispositivos o máquinas en operación como deberían.

La función del canal

Edge Computing no reemplaza a la nube (cloud). Las infraestructuras Cloud continuarán manejando cantidades masivas de datos, pero estas, en su mayor parte, no requerirán respuestas en tiempo real. La nube centraliza el procesamiento y el almacenamiento de datos, pero el IoT requiere la descentralización en el Edge para permitir la toma de decisiones en tiempo real. A medida que las empresas se embarcan en implementaciones de IoT, muchas se darán cuenta de que necesitan un enfoque descentralizado.

Por lo tanto, las compañías recurrirán a sus socios del canal para obtener ayuda. A medida que las infraestructuras corporativas se expanden para incluir componentes tanto de nube como de Edge, además de los activos locales, necesitarán proveedores de servicios para respaldar, mantener, monitorear y asegurar sus aplicaciones de IoT, e implementar su infraestructura de TI en el Edge Computing.

El Edge crea nuevas oportunidades de ingresos para integradores de redes, MSP y proveedores de soluciones de TI. Los clientes existentes recurrirán a sus distribuidores para ayudarlos a establecer y administrar sus activos Edge. Mientras tanto, otros clientes buscarán proveedores con la experiencia del caso que hagan lo mismo por ellos.

Es probable que la oportunidad en el Edge sea una perspectiva a largo plazo para los socios del canal. Después de la implementación, es posible que la mayor parte de los clientes quiera que los distribui-



dores sigan involucrados en la administración de la infraestructura en el Edge: mantener los sistemas en funcionamiento, manejar el cableado y administrar la tecnología de energía y refrigeración.

El nuevo mundo del IoT y Edge Computing traerá una combinación de computación en la nube y en el Edge que idealmente funcionará en armonía para producir eficiencias operativas y mejores resultados comerciales. Para que estas tecnologías cumplan con la promesa de mejorar las operaciones de la compañía y garantizar la certeza en un mundo conectado, los clientes necesitarán el apoyo experto de los socios del canal.

Para comprender mejor los impulsores del mercado y los resultados comerciales en torno a Edge Computing, recomendamos la lectura del siguiente documento técnico gratuito: “Los impulsores y beneficios Edge Computing”. Para obtener más información sobre oportunidades específicas para su negocio, consulte nuestro sitio de recursos de Edge.

Siemens Energy se asocia con ProFlex Technologies para la detección de fugas en tuberías

Siemens Energy se ha asociado con ProFlex Technologies, con sede en Houston, para proporcionar servicios de detección de fugas espontáneas para operadores de tuberías. Como parte del acuerdo, Siemens Energy obtiene acceso exclusivo a la tecnología de detección de fugas avanzada digital Pipe-Safe™ de ProFlex Technologies. La tecnología, combinada con el sistema de Internet de las cosas (IoT) de Siemens Energy, permitirá a los operadores reducir el riesgo

ambiental asociado con la operación de su infraestructura al minimizar las liberaciones no planificadas de productos en el ecosistema.

La solución aprovecha el control remoto de la presión y los complejos algoritmos de procesamiento de datos para detectar y localizar rápidamente las fugas en las tuberías a +/- 20 pies de su ubicación. Es particularmente relevante para empresas que operan infraestructura envejecida, permitiendo la detección de pequeñas fugas en líneas presurizadas que transportan prácticamente cualquier tipo de medio líquido o gaseoso (por ejemplo, gas natural, crudo, agua, petroquímicos, etc.). Las aplicaciones específicas incluyen líneas de transmisión de petróleo y gas de larga distancia (es decir, sistemas de múltiples nodos), redes de recolección de producción en sitios de pozos y elevadores de producción costa afuera.

“El uso de la tecnología IoT de Siemens Energy, junto con la tecnología Pipe-Safe, es una combinación poderosa que ayudará a los operadores a operar sus activos de manera segura y mitigar el impacto de la liberación de productos no planificada mediante la detección temprana de fugas”, dijo Nico van Rensburg, Jefe de Soluciones Digitales e Innovación de Portafolio de Soluciones Onshore en Siemens Energy. “La solución de detección de fugas basada en IoT utiliza sensores de presión altamente sensibles conectados a tuberías en ubicaciones clave para monitorear la presión interna de forma continua”.

Con el empleo de complejos algoritmos de procesamiento de datos en los nodos de monitoreo se identifican los pulsos de presión creados por la fuga y se puede determinar con precisión la ubicación de la fuga. Estos datos se pueden transmitir a dispositivos móviles o de regreso a una ubicación central utilizando la última tecnología basada en la nube. Se pueden tomar acciones inmediatas para reparar la fuga. El

SE Partners with ProFlex Technologies for Pipeline Leak Detection

SIEMENS energy

Can be used to detect small leaks in pressurized lines transporting virtually any type of liquid or gas medium (e.g., natural gas, crude oil, water, petrochemicals, etc.)

Particularly relevant for companies that operate aging infrastructure

System leverages pressure monitoring and complex data processing algorithms at the edge to rapidly detect and localize pipeline leaks within +/-20 feet of their location

ProFlex's IoT-based Pipe-Safe™ technology combined with Siemens Energy's IoT system, will enable operators to reduce the environmental risk associated with operating their infrastructure

2020-11-07 Siemens Energy is a registered trademark licensed by Siemens AG. Confidential © Siemens Energy, 2020

enfoque basado en IoT tiene una amplia aplicabilidad y es adecuado para su uso con cualquier tipo de activo, incluidas las nuevas instalaciones y los activos existentes.

“La combinación de tecnologías de procesamiento de datos y monitoreo remoto de presión de vanguardia dentro de los sistemas IoT de Siemens Energy representa una solución de detección de fugas rentable que es fácil de instalar y requiere poca intervención humana continua”, dijo Stuart Mitchell, socio gerente de ProFlex Technologies. “La solución brinda a los clientes la tranquilidad de saber que cualquier daño inesperado en su tubería se puede detectar y ubicar de inmediato, lo que reduce significativamente el volumen de cualquier derrame de líquido y el impacto asociado a la operación en curso”.

“La solución Pipe-Safe de Pro-Flex Technologies complementa nuestras ofertas de servicios digitales de IoT existentes que, con el uso de análisis, mejoran la eficiencia y la seguridad de los activos con una mayor transparencia operativa”, dijo Jennifer Hooper, vicepresidenta senior de soluciones de aplicaciones industriales de Siemens. Energía. “Esta colaboración representa un paso más en nuestro viaje para ayudar a la industria a mejorar la sostenibilidad proporcionando soluciones que reducen las emisiones y minimizan los impactos ambientales”.

La detección espontánea de fugas como servicio está disponible de inmediato en Siemens Energy, y las primeras implementaciones se esperan para principios del próximo año.

Naturgy cerró la edición 2020 de Energía del Sabor

Naturgy cerró la edición 2020 de Energía del Sabor, su programa de inclusión social a través de la gastronomía. Este año, a causa del covid-19, el programa se readequó a través de clases virtuales que se dictaron junto a la ONG Fundación Peregrina en el comedor comunitario Unidos por la Sociedad del barrio La Cava, en San Isidro. En las clases se capacitó



a los participantes sobre Seguridad e Higiene, Nutrición, prácticas de cocina, y análisis de costos para el desarrollo de microemprendimientos.

Como actividad de cierre, el 18 de noviembre se realizó un concurso de elaboración de pan casero, en el que participaron tres finalistas que surgieron de una competencia previa entre los 60 voluntarios del programa. Un jurado integrado por Martín Córdoba, Chef del restaurant Paru; Judit Gorge, chef y docente del programa; Pablo Barile, de la Dirección de Comunicación y RRII de Naturgy e Ingrid Borelli, de Fundación Peregrina, eligió a la ganadora de Energía del Sabor 2020: Ruth Elizabeth Fernández, una voluntaria del comedor comunitario. A las tres finalistas se las premió con electrodomésticos, y se otorgaron los diplomas a todos los participantes del programa.

“Nos da una gran satisfacción haber culminado un nuevo año de Energía del Sabor, sabiendo que, a pesar de las restricciones que nos impuso la pandemia, pudimos valernos de la tecnología y otras herramientas y así se hizo posible continuar con nuestro programa. Este año priorizamos el comedor Unidos por la Sociedad y a Fundación Peregrina, lo que nos permitió ayudar a los vecinos de La Cava y ofrecerles herramientas para poder salir adelante”, afirmó Betina Llapur, Directora de Comunicación de Naturgy.

Este año el programa se focalizó en la capacitación en el oficio gastronómico de personal de comedores comunitarios. Así, más de 60 voluntarios se capacitaron semanalmente a través de tutoriales enviados por whatsapp, que fueron reforzados con algunas clases presenciales previas al endurecimiento de la pandemia y con publicaciones en el Instagram exclusivo del programa (@energiadelsaborperegrina). Los participantes, además de capacitarse, elaboraron

diariamente más de 200 raciones de alimentos que fueron distribuidos entre los vecinos de La Cava.

Adicionalmente, Energía del Sabor contó con el ciclo Naturgy Live de entrevistas y clases de cocina adicionales, que se dictaron en transmisiones en vivo en el Instagram de Naturgy (@Naturgyar). Durante el mismo, se llevaron adelante capacitaciones sobre nutrición, alimentación saludable, manejo de ingredientes, así como reconocidos chefs se sumaron brindando sus experiencias y cocinando sus recetas en vivo. Desde el inicio del programa, 400 jóvenes bonaerenses se han instruido en el oficio gastronómico. Energía del Sabor, que tiene como objetivos facilitar el desarrollo profesional de jóvenes con dificultades de acceso al mercado laboral, brindando una capacitación en el oficio gastronómico, que les posibilite una inserción laboral o la creación de un microemprendimiento.

Total y CMA CGM completa el abastecimiento de combustible para GNL más grande del mundo

El CMA CGM Jacques Saadé, el buque portacontenedores más grande del mundo propulsado por Gas Natural Licuado (GNL) ha completado su primer abastecimiento de GNL de combustible con el buque de GNL de Total, el Gas Agility, el 13 de noviembre último en el Puerto de Rotterdam, Holanda. El portacontenedores de 23.000 TEU1 recibió alrededor de 17.300 m³ de GNL, convirtiéndose en la operación de abastecimiento de combustible de GNL más grande realizada.

La operación de abastecimiento de combustible segura y eficiente fue realizada por Gas Agility en Rotterdam, en Terminal World Gateway, mediante transferencia de barco a barco, mientras que el Cma Cgm Jacques Saadé realizó operaciones de carga simultáneamente.

El suministro de GNL fue proporcionada por Total Marine Fuels Global Solutions, la unidad de negocios dedicada de Total a cargo de las actividades de abastecimiento de combustible en todo el mundo. El repostaje tomó aproximadamente 24 horas para completarse.

Como parte de esta operación histórica, la huella de carbono del GNL entregado se redujo con la intro-



ducción de biometano en aproximadamente el 13%, a través del mecanismo de certificados de Garantía de Origen (GO). El biometano se produce en la zona de Schipol en los Países Bajos, principalmente mediante residuos municipales.

La operación pionera de abastecimiento de combustible es un desarrollo revolucionario para el mundo y el mercado de GNL, y demuestra concretamente el compromiso de Total y CMA CGM de promover el uso de GNL como combustible marino, la mejor solución inmediatamente disponible en términos de energía de transición para ayudar a reducir la huella ambiental del transporte marítimo. El GNL posibilita eliminar casi todos los contaminantes del aire generados por la combustión de hidrocarburos:

- el 99% de las emisiones de óxido de azufre;
- el 99% de emisiones de partículas finas;
- hasta el 85% de las emisiones de óxidos de nitrógeno.

Un buque propulsado por GNL también emite hasta un 20% menos de CO₂ que el impulsado por combustible de sistemas convencionales. El desarrollo de GNL biológico y sintético impulsará aún más el GNL como una vía viable para apoyar la estrategia de la Organización Marítima Internacional sobre reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del transporte marítimo internacional.

“Estamos muy orgullosos de este logro histórico, que es la culminación de una estrecha colaboración entre Total y CMA CGM”, dijo Jérôme Leprince-Ringuet, vicepresidente de Combustibles Marinos en Total. “También marca el primer uso comercial de biometano a esta escala. Dicha introducción refleja la ambición de Total para llegar a Net Zero para 2050, y nuestro compromiso de ayudar a reducir la intensidad de carbono de los productos energéticos utilizados por nuestros clientes”.

“El éxito del primer abastecimiento de GNL de nuestro buque insignia en Rotterdam es la culminación de siete años de investigación y desarrollo por expertos de CMA CGM Group y sus socios. Estamos muy contentos de haber elegido Total para el suministro de gas de este importante proyecto industrial”, dijo Christine Cabau, vicepresidenta ejecutiva a cargo de CMA Activos industriales del Grupo CGM. “Esta operación marca la estructuración de una cadena de excelencia para el GNL utilizado como combustible para el transporte marítimo. Es un nuevo paso hacia acelerar la transición energética en el transporte marítimo y la logística”.

GeoPark apuesta a los futuros profesionales

GeoPark, empresa dedicada a la exploración y producción de hidrocarburos en América latina, en asociación con el capítulo estudiantil SPE del ITBA, dio inicio a un ciclo de encuentros entre estudiantes de Ingeniería de Petróleo y profesionales de la Compañía, con el fin de compartir experiencias y conocimientos técnicos asociados al desarrollo profesional y académico en esta industria.

En el marco de este ciclo, el especialista Rodrigo Vargas, ingeniero en prevención de riesgos y medio ambiente y coordinador de HS de GeoPark Argentina, presentó el pasado 30 de octubre la charla *Seguridad, un valor fundamental en Oil & Gas*. Por su parte, el ingeniero Juan Manuel Moggia, gerente corporativo de terminación de pozos, y Cristian Stambuk, ingeniero de perforación senior, brindaron el 6 de noviembre la presentación *Modelos de fracturas*. En tanto el Licenciado Mario Outon, geólogo de desarrollo expuso, este viernes 13, sobre *Evaluación de formaciones*.

Los siguientes encuentros programados como parte de este ciclo fueron: "Modelo integrado de valores" y "Conceptos básicos de terminación de pozos". Interesados en estas actividades pueden obtener información enviando sus datos (nombre completo, teléfono de contacto y correo electrónico) a conexiones@geo-park.com.

Bajo su misión de "Crear Valor y Retribuir", y en el marco de su estrategia de sustentabilidad, GeoPark impulsa proyectos y actividades educativas en las comunidades vecinas a sus operaciones, con el compromiso de convertirse en el vecino y aliado preferido a partir de una relación sustentable de aprendizaje y beneficio mutuo.

ABRIÓ LA INSCRIPCIÓN A LA SEGUNDA EDICIÓN

Scania Argentina lanzó el programa de formación profesional para "Conductoras"

Scania Argentina realizó el lanzamiento oficial de la segunda edición del Programa de Formación Profesional exclusivo para mujeres, "Conductoras". Este consiste en un único programa de su tipo en la Argentina y busca reducir la brecha de género existente en el transporte y contribuir a generar igualdad de género en el sector.

En la actualidad, solo el 0,41% de las licencias nacionales de transporte interjurisdiccional emitidas corresponden a mujeres. Scania, como firmante de los Principios de Empoderamiento de las Mujeres (WEPs) de ONU Mujeres, realizará por segundo año consecutivo el ciclo con el objetivo de formar profesionalmente a mujeres que deseen ser parte de la industria del autotransporte de cargas e incentivar a muchas otras a sumarse a esta profesión.



"Como firmantes del Pacto Global de la ONU e integrantes de su Comisión Directiva, la igualdad de género y la reducción de las desigualdades son objetivos transversales a toda nuestra organización, y es el impacto que queremos generar en la comunidad en la que estamos inmersos", expresó Andrés Leonard, CEO de Scania Argentina, y agregó: "El lanzamiento de la segunda edición de Conductoras es un hito para Scania y para la industria del transporte. Nos enorgullece poder darle continuidad a esta beca que rompe barreras y apunta a dar luz en los mitos de las profesiones para hombres o mujeres".

El lanzamiento se realizó con un evento virtual transmitido en vivo, que contó con la presencia del



Profesionales & consultores



Incluidos en el Registro de Auditores y Certificadores de Reservas de la Secretaría de Energía

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar

Edificio Concord Pilar
Sección Zafiro Of.101-104
Panamericana Km.49,5 (1629)
Pilar - Bs. As. - Argentina
Tel: +54 (230) 4300191/192
www.gigaconsulting.com.ar

Promocione sus actividades en **Petrotecnia**

Los profesionales o consultores interesados podrán contratar un módulo y poner allí sus datos y servicios ofrecidos.

Informes: Tel.: (54-11) 5277-4274
Fax: (54-11) 4393-5494
E-mail: publicidad@petrotecnia.com.ar



ministro de Transporte de la Nación, Mario Meoni, quien estuvo acompañado por Florencia Esperón, responsable de Políticas de Género y Diversidad del Ministerio.

“Este lanzamiento es una cita importantísima en nuestra agenda. Desde la Dirección de Políticas de Géneros y Diversidades en el Ministerio de Transporte pensamos, desde el primer día, que el camino para que las mujeres puedan insertarse en el mercado laboral es la capacitación. Nos llena de orgullo que una empresa como Scania proponga esta iniciativa, como también lo hacen con temáticas de tecnología y sustentabilidad”, sostuvo el ministro de Transporte de la Nación, Mario Meoni.

“Agradecemos y felicitamos a Scania por el lanzamiento de la segunda edición del programa. Tenemos el deseo de que sirva para incentivar a niñas, adolescentes y mujeres a confiar en sus proyectos y a cumplir sus sueños”, agregó Florencia Esperón, Responsable de Políticas de Género y Diversidad del Ministerio.

Serán en total 12 mujeres las que recibirán la beca que brindará la compañía, que incluye el curso de conductora profesional dictado en la Fundación Profesional para el Transporte de FADEEAC y en el Centro de Capacitación de Scania Argentina, hospedaje, traslados y comidas.

El programa otorgará las herramientas necesarias para poder operar eficientemente un vehículo de transporte de cargas, así como también brindar un servicio de calidad, convirtiéndose en conductoras profesionales. Su desarrollo estará focalizado en la conducción de vehículos articulados, de los cuales Scania es una de las principales comercializadoras de marca propia en la República Argentina.

Ya está online la plataforma para inscribirse al curso que comenzará en febrero de 2021. Las interesadas pueden ingresar en www.programamujeresconductoras.com.ar, cargar todos sus datos y conocer los términos y condiciones del programa.

Nuevo Director General en Sener Engineering

El Grupo de ingeniería y tecnología Sener ha designado a Gabriel Alarcón, hasta la fecha director general de Tecnología e Innovación, director general de Sener Engineering, área que comprende los negocios de la empresa en Infraestructuras, Energía y Naval en todo el mundo.

La trayectoria de Alarcón comienza en Sener en 1995 y desde entonces, salvo un breve paréntesis en Alstom, transcurre en puestos de responsabilidad en los ámbitos técnico, de dirección de proyecto, dirección de ingeniería y dirección general, así como en sectores altamente tecnológicos como la movilidad, el de energía, naval, aeronáutica, espacio, ferrocarril y automoción.

Gabriel Alarcón es Doctor Ingeniero Industrial en Mecánica por la Universidad Politécnica de Cataluña (UPC), donde colabora como profesor asociado desde hace 16 años en los estudios de ingeniería aeronáutica, industrial y en programas de posgrado, siempre relacionados con la ingeniería mecánica, el ruido y las vibraciones.

Asimismo, cuenta con un posgrado en el programa de Dirección General (PDG) por la Escuela de Negocios IESE. “Si de por sí es motivador abordar una nueva responsabilidad profesional como la que ahora Sener me confía, en el contexto actual es un reto con una dosis añadida de ilusión”, declaraba Alarcón y agrega: “Asumo con gran orgullo la Dirección General de Sener Engineering; se dan varias circunstancias que nos ofrecen una oportunidad única, que vamos a aprovechar. Además, contamos con el mejor equipo de profesionales de la historia de Sener, y eso significa mucho. Desde la ingeniería y la tecnología vamos a renovar nuestro propósito ante la sociedad”.



Entre sus logros más recientes como director general de Tecnología e Innovación se encuentra la reestructuración del área de ingeniería, con el lanzamiento de las unidades tecnológicas de movilidad, energía e innovación.

A través de esta última, Sener Engineering ha renovado e impulsado su concepción de la innovación y ha acelerado su proceso de digitalización. Con anterioridad, dentro de Sener ha ocupado, entre otras, las posiciones de director general de Ingeniería y de director de Sener en Cataluña.

En la actualidad, es miembro del Patronato del Centro Tecnológico Eurecat y compagina su labor docente en la UPC con la de profesor del Programa de Postgrado en Desarrollo de Proyectos de ingeniería de producto de la Fundación CIM-UPC Barcelona Tech.

La cartera de referencias de proyectos de alta tecnología de Sener Engineering abarca múltiples campos de actividad y geografías como muestran las plantas solares termoelectricas Noor Ouarzazate I, II y III, en Marruecos, la central de gas natural licuado Gate terminal, en Holanda; los proyectos de la línea 3 del metro de Guadalajara y el tren Toluca-Ciudad de México, ambos en México; el monorraíl de Salvador en Brasil; el puente de Cebu en Filipinas y el sistema de ventilación inteligente Respira®; o el contrato ganado recientemente para el uso del software Foran en el diseño integral de las corbetas que se construyen en España para la Armada Real Saudita.

Generación de energía a partir de Gas Asociado de Petróleo para reducir costos y disminuir las emisiones

Aggreko, empresa especializada en servicios de energía modular y móvil, anunció que superó 1 GW de capacidad de energía instalada a través de gas de antorcha para proyectos de energía en todo el mundo.

El gas liberado durante la producción de petróleo, llamado gas de petróleo asociado (APG), es quemado y desperdiciado cada año en un proceso conocido como “quemado de gas”. Esto genera emisiones de carbono a la atmósfera, desperdiciando energía que de otro modo se podría poner en uso.

Las soluciones de Aggreko permiten a los operadores de petróleo y gas reutilizar este gas para proporcionar energía a sus operaciones, ahorrando dinero en costos de combustible y reduciendo sus emisiones netas de carbono. La compañía ahora ha alcanzado 1 GW en proyectos de energía instalada que utilizan estas tecnologías, con un importante contrato de gas de antorcha para un cliente en el Medio Oriente.

La Agencia Internacional de Energía (IEA) ha calificado al gas quemado como una “oportunidad económica desperdiciada”, por eso Aggreko ofrece soluciones para utilizar el gas asociado al petróleo y generar energía para el mismo campo de petróleo con ese gas.



Pablo Varela, Director Ejecutivo de Aggreko para Latinoamérica y el Caribe, dijo: “Gas Asociado de Petróleo es una forma importante de ayudar a nuestros clientes a utilizar sus recursos de la manera más eficiente. También es un método eficaz para reducir las emisiones netas de carbono de las empresas, y estamos orgullosos de ayudar al sector en su labor de descarbonización. Cruzar el umbral de 1 GW de capacidad instalada es solo un comienzo, esperamos trabajar con más operadores para maximizar el potencial de este recurso actualmente infrautilizado”.

La compañía es capaz de diseñar una solución a medida de las empresas, para adaptarse a sus necesidades, manteniendo los estándares más altos en lo que respecta a seguridad. Aggreko está abierto a asumir una amplia gama de trabajos tanto técnica como comercialmente, lo que implica inversiones en infraestructura y asociarse como inversionistas con operadores cuando sea apropiado.



International Bonded Couriers

- Courier Internacional y Nacional
- Cargas Aéreas y Marítimas
- Servicio Puerta a Puerta

Bartolome Mitre 1612 PB c.p. (1037) - Capital Federal
Tel. 0810-3450-422 desde el ext. +54 (11) 4381-7575
E-mail: ventas@ibcinc.com.ar - web: ibcinc.com.ar

NOVEDADES DEL IAPG



La Seccional Sur en la 7° Expo Industrial, este año, virtual

El 5 y 6 de noviembre se realizó en la ciudad chubutense de Comodoro Rivadavia la 7° Edición de la Expo Industrial, que reunió a operadoras, pymes, emprendedores e instituciones de la región, con el fin de compartir los últimos adelantos en actividades y servicios.

La Expo Industrial ya es un reconocido espacio donde convergen las áreas comerciales, industriales y de innovación tecnológica de la región y se llevó a cabo a través de la plataforma YouTube; asistieron los ministros de Desarrollo Productivo, Matías Kulfas; y de Ciencia, Tecnología e Innovación, Roberto Salvarezza; el intendente de Comodoro Rivadavia, Juan Pablo Luque; el viceintendente Othar Macharashvili; y el presidente de la Agencia Comodoro Conocimiento, Nicolás Caridi; el rector de la Casa Universitaria local, Carlos De Marziani y el secretario de Ciencia y Técnica, Fabián Scholz; así como representantes de las cámaras de servicios petroleros y Endeavor, entre otras organizaciones.

El IAPG Seccional Sur, representado por su gerente, Conrado Bonfiglioli, es una de las instituciones organizadoras, junto a la Municipalidad local, la Agencia Comodoro Conocimiento, la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco (UNPSJB) y la Cámara de Servicios Petroleros.

Las actividades se realizaron a lo largo de dos jornadas: la primera sobre economía, producción y desarrollo; la segunda, sobre ciencia, tecnología e innovación.

Simultáneamente se desarrollaron experiencias 360, un Paseo de Emprendedores y un espacio de juegos recreativos para todas las edades.



El proyecto ganador del Minus CO₂ Challenge, liderado por un Joven Profesional del IAPG

Un equipo de profesionales integrado por Augusto Correnti (Shell Argentina) en representación del IFP School, acaba de ganar el Minus CO₂ Challenge, una competición global coordinada por la EAGE en colaboración con Equinor, Schlumberger y Total.



Como parte del proyecto, un plan de desarrollo de campo con huella de carbono negativa, que era técnica y económicamente viable, fue diseñado para un campo *offshore* noruego. Para evaluar las emisiones de CO₂ del desarrollo del campo se consideró el ciclo de vida completo de los productos. La estrategia de gestión del carbono propuesta para contrarrestar las emisiones fue utilizar tecnologías de captura y almacenamiento de carbono con dos refinерías actuando como fuentes de emisiones.

El concurso brindó a Augusto y al resto de sus compañeros de equipo una oportunidad excepcional para desarrollar conocimientos técnicos relacionados a tecnologías asociadas a la transición energética, como la captura y el almacenamiento de carbono, evaluaciones de huella de carbono, fuentes de energía renovables y soluciones basadas en la naturaleza para reducir las emisiones, maximizando el uso de tecnologías sostenibles. Esperamos publicar en el futuro el proyecto en estas páginas.



Una de las principales conclusiones del trabajo fue que la colaboración entre diferentes industrias, gobiernos y países es esencial para alcanzar un futuro con huella de carbono neutral. Reducir la huella de carbono mundial mientras se mantiene el nivel de vida en un mundo con una población y una economía en crecimiento es un desafío compartido, que debe abordarse con soluciones innovadoras y esfuerzos combinados.

Como consecuencia directa de su participación

en cursos de transición energética durante sus clases de máster en el IFP School y el reto descripto anteriormente, Correnti decidió formar un equipo local en la Argentina para coordinar, desde cero, un curso universitario para estudiantes avanzados de ingeniería química y en petróleo en el ITBA. El curso se centrará en las transiciones energéticas, la gestión del carbono y la sostenibilidad. Las clases comenzarán en marzo de 2021.

Calendario Cursos IAPG 2021

Cursos *streaming*

Mayo

11 al 14: Auditoría y Control en Empresas de Oil&Gas
Instructor: *R. Campo*

17 al 21: Protección contra Descargas Eléctricas y Puesta a Tierra
Instructor: *D. Brudnick*

31 de mayo al 4 de junio: Introducción al Project Management en Empresas de Oil&Gas
Instructores: *N. Polverini, F. Akselrad*

Junio

9 al 11: Gestión de Integridad de Ductos
Instructores: *E. Carzoglio y S. Río*

14 al 18: Válvulas Industriales
Instructor: *D. Brudnick*

Julio

6 al 8: Documentación de Ingeniería para Proyectos y Obras
Instructor: *D. Brudnick*

14 al 16: Problemas de Pozo, Diseño de Fluidos
Instructor: *F. A. Liendo*

Cursos presenciales

Agosto

9 al 13: Métodos de Levantamiento Artificial
Instructor: *P. Subotovsky*

10 al 13: Protección Anticorrosiva 1
Instructores: *S. Río, C. Delosso, D. Molina, G. Mancuso y R. D'Anna*

18 y 20: Seminario de la Industria del Petróleo y del Gas y su Terminología en Inglés
Instructor: *F. D'Andrea*

23 al 27: Introducción a la Industria del Petróleo
Instructores: *L. Stinco, F. A. Liendo, F. Tuero, P. Subotovsky y A. Heins*

26 al 27: Mediciones de Hidrocarburos
Instructor: *D. Brudnick*

31 de agosto al 3 de septiembre: Protección Anticorrosiva 2
Instructores: *E. Carzoglio, C. Flores y P. Cianciosi*

Septiembre

2 al 3: Introducción Al Big Data y Analytics en la industria del Petróleo y del Gas
Instructor: *E. M. Irigoyen*

8 al 10: Taller de Interpretación de Mediciones Ecodinamométricas
Instructor: *P. Subotovsky*

NOVEDADES DEL IAPG



Calendario Cursos IAPG 2021

Cursos presenciales

Septiembre

13 al 17: NACE – Programa de Inspector de Recubrimientos – Nivel 1
Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez, F. Vidal Gómez*

20 al 24: NACE – Programa de Inspector de Recubrimientos – Nivel 2
Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez, F. Vidal Gómez*

23 al 24: Sistemas de Telesupervisión y Control HMI/SCADA
Instructor: *M. Zaremba*

27 de septiembre al 2 de octubre: NACE – Programa de Protección Catódica – Nivel 1 – Ensayista de Protección Catódica
Instructores: *H. Albaya, N. Pesce*

29 de septiembre al 1 de octubre: Procesamiento de Gas Natural
Instructores: *C. Casares, E. Carrone, P. Boccardo, M. Arduino, J. M. Pandolfi y L. Reboredo*

Octubre

13 al 15: Medición, Instrumentación y Control en la Industria del Gas
Instructor: *D. Brudnick*

18 al 22: Recuperación Secundaria
Instructor: *J. Rosbaco*

26 al 29: Introducción a la Industria del Gas
Instructores: *C. Casares, J. L. Reatti, B. Fernández, O. Montano y E. Fernández*

26 al 29: Taller de Análisis Nodal
Instructor: *P. Subotovsky*

Noviembre

2 al 4: Estaciones de Medición y Regulación de Gas Natural
Instructor: *D. Brudnick*

3 al 5: Introducción a la Ingeniería de Reservorios Convencional
Instructor: *J. Rosbaco*

8 al 13: NACE - Programa de Protección Catódica – Nivel 2 – Técnico en Protección Catódica
Instructores: *H. Albaya, N. Pesce*

11 al 12: Procesamiento de Crudo
Instructores: *E. Carrone, C. Casares, P. Boccardo y P. Gilligan*

15 al 16: Integridad de Ductos: Gestión de Riesgos Naturales
Instructores: *M. Carnicero y M. Ponce*

17 al 18: Integridad de Ductos: Prevención de Daños por Terceros
Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. G. Palacios y S. R. Martín*

17 al 19: Evaluación de Proyectos Básico
Instructor: *J. Rosbaco*

Diciembre

1 al 3: Taller de Bombeo Mecánico
Instructor: *P. Subotovsky*

2 al 3: Clasificación de Áreas Peligrosas
Instructor: *D. Brudnick*

Cursos online

- Curso Básico: La industria de E&P de Petróleo y Gas Natural
Instructor: *R. Caligari*
- Herramientas de Proyecto: WBS – Administración de alcance
Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*
- Registros de Pozos I
Instructor: *A. Khatchikian*
- Registros de Pozos II
Instructor: *A. Khatchikian*

NOVEDADES DESDE HOUSTON



El IAPG Houston renovó autoridades para 2020-2021

HOUSTON. A finales de agosto, el IAPG Houston celebró su ya tradicional Asamblea anual, con el fin de presentar los resultados del período 2019-2020 y elegir nuevas autoridades para el período 2020-2021.

En efecto, el presidente para el próximo período es Eduardo Galindez, quien se ha desempeñado como parte del Directorio de IAPG Houston desde 2016. Actualmente cumple funciones como Director Senior de TI Industrial y Soluciones Digitales de Tenaris, donde ya ha ocupado diferentes puestos gerenciales desde 2006. Previamente, trabajó para Accenture y Astra CAPSA en la Argentina.

Eduardo obtuvo la licenciatura en Negocios Internacionales de la Universidad Argentina de la Empresa, y tiene estudios de posgrado en la Universidad Austral en Argentina y programas de desarrollo ejecutivo en el IMD Business y la Universidad de Stanford.

El resto del grupo en funciones se completa con Patricia Martínez como vicepresidenta para este período. Patricia Martínez es presidenta de Enerflex Latin America y también viene trabajando arduamente en el IAPG Houston.

El resto de la Junta Directiva 2020-2021 estará compuesta de la siguiente manera:



Presidente: Eduardo Galindez (Tenaris).
Expresidente: Andrés Weissfeld (Wood Mackenzie)
VP: Patricia Martínez (Enerflex)
Tesorería: Emilio Acin (CNOOC Int.)
Secretario: José Luis Vittor (Hogan Lovells US LLP)
Directores:

Joe Amador (TPH)
Juan Marcos Braga (Total)
Daniel De Nigris (Exxon Mobil)
Miguel Di Vincenzo (Wildcat Int.)
Carlos Garibaldi (Plata Energy LLC)
Guillermo Bateadores (Luxmath, LLC)
Matías La Salvia (Chevron)
María Mina (Schlumberger)
Carola Rawson (Schlumberger)
Richard Spies (PanAmerican Energy)



El balance, a pesar de atravesar un período muy difícil, tuvo varios aspectos positivos. Entre ellos, podemos mencionar que gracias al apoyo continuo de sus patrocinadores y miembros, este año el IAPG Houston se enorgulleció en anunciar cuatro nuevas becas –duplicando así las becas de períodos anteriores– para estudiantes argentinos que quieran realizar posgrados en sectores relacionados con la energía en universidades de los Estados Unidos. De ello damos cuenta de manera detallada en este mismo número.

También se sumaron como logros las interesantes conferencias impartidas en el foro de la Institución, que ahora continúan en modalidad virtual.

ÍNDICE DE ANUNCIANTES

ANTARES NAVIERA	40	KAMET	55
AXION ENERGY	43	MARSHALL MOFFAT	13
BAKER HUGHES	27	METALÚRGICA SIAM	20
CGC	CONTRATAPA	MORKEN GROUP	47
CHEVRON	67	PAN AMERICAN ENERGY	RETIRO DE TAPA
CN SAPAG	RETIRO DE CONTRATAPA	PECOM SERVICIOS ENERGIA	35
COMPAÑÍA MEGA	15	SHELL ARGENTINA	59
CURSOS IAPG ON LINE	101	SUPERIOR ENERGY	65
CURSOS STREAMING IAPG	95	TECPETROL	21
DUPONT NUTRITION&BIOSCIENCES	79	TOTAL	7
ENSI	29	TUBHIER	51
EXXON	71	WINTERSHALL DEA	37
FUNCIONAL	25	WPC	75
GABINO LOCKWOOD	33		
GIGA	107		
HALLIBURTON ARGENTINA	9	Suplemento Estadístico	
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	109	HALLIBURTON ARGENTINA	RETIRO DE CONTRATAPA
INDUSTRIAS J.F. SECCO	45	INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
IPH	93	INGENIERÍA SIMA	RETIRO DE TAPA

CN OBRAS VIALES Y CIVILES sapag S.a.

50 AÑOS HACIENDO REALIDAD PROYECTOS

TRAYECTORIA

SUSTENTABILIDAD

FLEXIBILIDAD

COMPROMISO

CALIDAD



**Contribuimos a la conectividad
y al desarrollo energético**

CN SAPAG S.A
Unidad de Negocio OIL & GAS
Ruta nacional N° 22 - Km 1233
CP: 8316 - Plottier - Provincia de Neuquén - Argentina
☎ +54 299 493 4482
✉ cnsapag@cnsapag.com.ar

🌐 www.cnsapag.com.ar

Un nuevo avance que enorgullece

Comenzamos exitosamente con la inyección del gas que fue almacenado durante el último verano.

Buscamos promover una cultura innovadora que genere valor a través de la creatividad y el impacto social positivo.

