

ENAP



SIPETROL MEMORIA ANUAL / 2017



Razón Social: ENAP Sipetrol S.A.

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, inscrita en el Registro de Entidades Informantes de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) N°187.

RUT: 96.579.730-0.

Dirección: Avenida Apoquindo 2929, piso 5, comuna de Las Condes, Santiago de Chile.

Número de Teléfono: (56-2) 22803000.

Número de Fax: (56-2) 22803820.

Código postal: 7550246.

Audidores Externos: Deloitte Auditores y Consultores Limitada.

Dirección Internet: www.enap.cl



ÍNDICE DE CONTENIDOS

Identificación de la Empresa	2
Constitución de la Sociedad	4
Directorio de ENAP Sipetrol S.A.	5
Organigrama	7
Remuneraciones de la Plana Ejecutiva	8
Descripción y Trayectoria	9
Hitos de la Gestión	11
Gestión de Personas y Organización	14
Entorno del Negocio	30
Gestión de Inversión y Financiamiento	35
Análisis de Riesgo de Mercado	38
Estado de Resultados	46
Producción de Petróleo y Gas	50
Proveedores y Clientes	60
Seguros	60
Propiedades, Instalaciones y Equipos	63
Marcas y Patentes	63
Política de Dividendos y Distribución de Utilidades	64
Desarrollo Sostenible: Seguridad y Salud Ocupacional, Medioambiente y Comunidades	65
Sociedades Coligadas	93
Estados Financieros Consolidados 2016	96
Declaración de Responsabilidad	

CONSTITUCIÓN DE LA SOCIEDAD

En Sesión de Directorio N° 723 de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), celebrada el 2 de mayo de 1990, se aprobó la constitución de esta filial, lo cual se materializó según consta en Escritura Pública del 24 de mayo de 1990, otorgada ante

el Notario Público de Santiago Don Raúl Undurraga Laso. La constitución de la sociedad fue inscrita a fojas 13.504, Número 6.798 del año 1990 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces y Comercio de Santiago.

Accionistas	Nº acciones	% Participación
ENAP	83.376.759	99,6%
ENAP Refinerías S.A.	323.195	0,4%
Total acciones suscritas y pagadas	83.699.954	100

DIRECTORIO DE ENAP SIPETROL S.A.

De acuerdo con la nueva ley de Gobierno Corporativo de ENAP, el Directorio de Enap Sipetrol S.A. es una sociedad administrada por un Direc-

torio compuesto por seis miembros titulares. Para el período 2017 sus integrantes son:

PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

Eduardo Bitran Colodro

Ingeniero Civil Industrial.
RUT: 7.950.535-8.

Directora

Bernardita Piedrabuena Keymer

Economista.
Corporación de Fomento de la Producción (CORFO).
RUT: 10.173.277-0.

Director

Jorge Fierro Andrade

Técnico Operador de Plantas Químicas.
Corporación de Fomento de la Producción (CORFO).
RUT: 9.925.434-3.

Directora

María Isabel González Rodríguez

Ingeniero Civil de Minas.
Corporación de Fomento de la Producción (CORFO).
RUT: 7.201.750-1.

Director

Carlos Carmona Acosta

Ingeniero Civil de Minas.
Instituto de Ingenieros de Minas de Chile.
RUT: 9.003.935-0.

Director

Paul Schiodtz Obilinovich

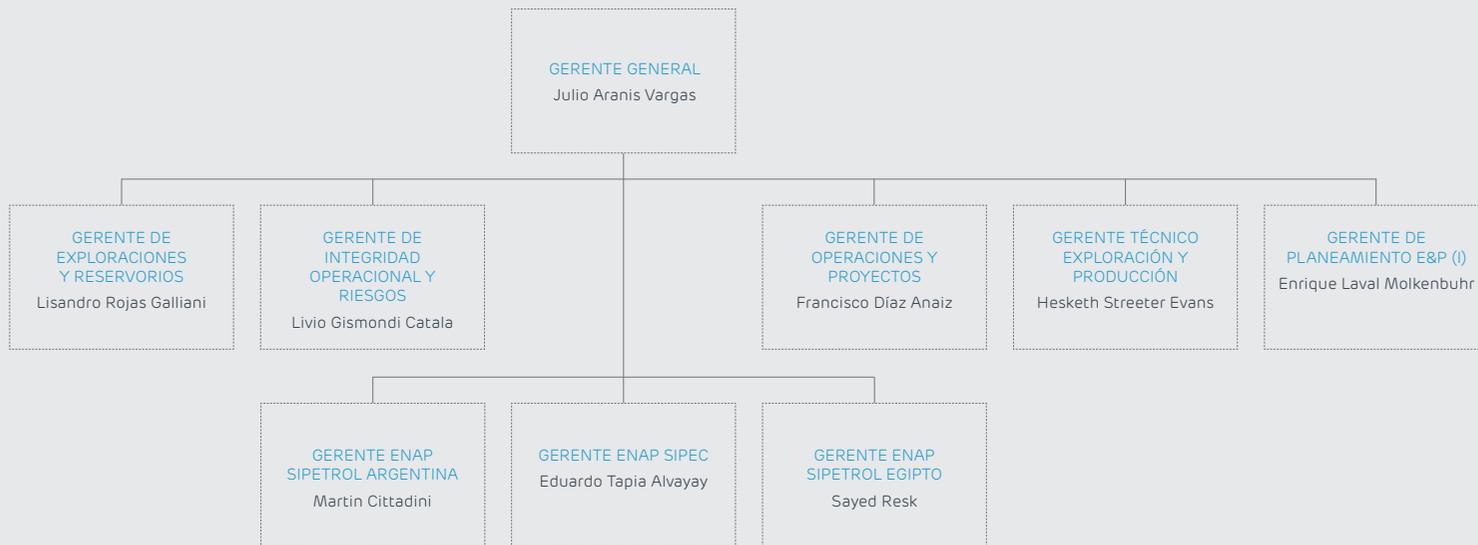
Ingeniero Civil Mecánico.
Sociedad de Fomento Fabril (SOFOFA).
RUT: 7.170.719-9.



REMUNERACIONES DEL DIRECTORIO

La Junta General Extraordinaria de Accionistas N° 23, de 24 de agosto de 2010, adoptó la decisión de modificar los Estatutos Sociales, artículo séptimo, determinando que los Directores no serán remunerados.

ORGANIGRAMA ENAP SIPETROL



Fechas de ingreso de los principales ejecutivos de ENAP

Nombre	Fecha en que asumió
Julio Aranís	07.08.2017
Hesketh Streeter	16.04.2012
Lisandro Rojas	01-10-1993
Livio Gismondi	01-12-2014
Francisco Díaz	02-03-1994
Martín Cittadini	01-12-2014
Eduardo Tapia	01-12-2008
Sayed Rezk	08-06-2006



Remuneraciones a Plana Ejecutiva

Las remuneraciones pagadas a la plana ejecutiva superior de Enap Sipetrol S.A. durante el año 2017 ascendieron a \$ 1.312.582.934. Los cargos considerados en la mencionada suma, corresponden a nueve posiciones gerenciales.

Indemnizaciones

En 2017, la empresa no pagó indemnizaciones por años de servicios a sus ejecutivos superiores.

Sistema de renta variable

ENAP Sipetrol cuenta con un Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a sus ejecutivos. Los factores que se toman en cuenta en el modelo para la determinación del incentivo son los resultados de la empresa, el nivel de cumplimiento de las metas individuales y de área, y adicionalmente un factor de ajuste discrecional aplicado por la jefatura directa.

DESCRIPCIÓN Y TRAYECTORIA

ENAP Sipetrol S.A. es una filial de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), creada el 24 de mayo de 1990, bajo el nombre de Sociedad Internacional Petrolera S.A. (Sipetrol S.A.). Depende funcionalmente de la Línea de Negocio de Exploración y Producción de ENAP, que es el área encargada de desarrollar las actividades relacionadas con la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos.

Mediante Junta Extraordinaria de Accionistas N° 10, celebrada el 24 de septiembre de 1999, se aprobó la ampliación del objeto social. Esto para permitirle a la sociedad realizar la comercialización en Chile o en el extranjero de hidrocarburos provenientes de sus propias actividades en el exterior o de actividades de sus filiales, como también brindar servicios de asesoría, tanto en Chile como en el extranjero, en actividades de exploración, explotación y beneficio de yacimientos de hidrocarburos.

En Junta Extraordinaria de Accionistas, de fecha 2 de marzo de 2005, se aprobó cambiar el nombre de la sociedad por el de ENAP Sipetrol S.A.

Las filiales y sucursales de la sociedad vigentes con participación en activos son:

ENAP Sipetrol Argentina S.A.

Constituida el 17 de julio de 1997 bajo las leyes de la República Argentina. Tiene participación en los bloques del Área Magallanes (50%), CAM 2A Sur (50%), Pampa del Castillo-La Guitarra (100%) y Campamento Central-Cañadón Perdido (50%). Además, participa en exploración en el bloque E2 (33%) (ex CAM 1 y CAM 3). El 6 de mayo de 2010 se inscribió la liquidación de la participación en el bloque La Invernada (50%) en la Inspección General de Justicia (IGJ) y posteriormente, el 20 de mayo de 2010, se presentó ante la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) la cancelación de la inscripción. Con esto se da por finalizada la existencia de la UTE.

ENAP Sipetrol S.A., Ecuador

Sucursal registrada en Ecuador el 28 de octubre de 1992. Es titular de Contratos de Servicios Específicos para el Desarrollo y Producción de Petróleo Crudo en los campos Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso Biguno Huachito Intracampos (PBHI), en la región amazónica ecuatoriana.

Con fecha 15 de septiembre de 2008, se constituyó la compañía denominada Golfo de Guayaquil PetroENAP, compañía de economía mixta, en Quito, Ecuador. ENAP Sipetrol S.A., a través de la sucursal en Ecuador, suscribió 40 acciones Tipo "B", que representan el 40% del capital social.

Sipetrol International S.A.

Sociedad Anónima Financiera de Inversión, constituida bajo las leyes de la República Oriental del Uruguay, adquirida en junio de 1998. Participa en actividades de producción en Egipto, como operador en el bloque East Ras Qattara (50,5%).

Además, tiene participación en el Bloque Mehr (33%), en Irán, que se encuentra en etapa de devolución del área y se está gestionando ante la NIOC el reembolso de los gastos/tarifas/intereses incurridos en su exploración.

Otras

ENAP Sipetrol (UK) Limited, se encuentra en proceso de cierre de sus operaciones, encontrándose pendientes trámites administrativos para ello.

Sociedad Internacional Petrolera ENAP Ecuador S.A., constituida el 19 de julio de 2002, sin actividad económica.

ENAP Sipetrol S.A., Sucursal Venezuela, constituida el 24 de junio de 1994, sin actividad económica.



**HITOS
DE LA
GESTIÓN**



3 de enero



9 de marzo

3 de enero

Avanza Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) en ENAP Sipetrol Argentina

ENAP Sipetrol Argentina cumplió con una de las etapas clave del Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM): llegó el barco que realizará el tendido del nuevo gasoducto desde Faro Vírgenes hasta la plataforma AM2, ubicada a 18 kilómetros de la costa, y el avance de las tareas vinculadas al *shore approach*, para la conexión de dicho ducto con la nueva planta de tratamiento *on shore*.

PIAM es un proyecto energético que ENAP Sipetrol Argentina anunció en forma conjunta con YPF en junio de 2016 y tiene como objetivo aumentar sustancialmente la producción de gas natural y petróleo crudo asociado del Yacimiento Magallanes, ubicado en la boca oriental del Estrecho de Magallanes.

Considera una inversión inicial asociada del orden de los 165 millones de dólares,

y contribuirá al abastecimiento energético de Argentina y al fortalecimiento de la integración energética regional. Una vez concluido, incrementará en más de 60% la producción diaria de gas natural -pasando de los 2,4 millones de m³/ día actuales, a un valor aproximado de 4 millones de m³/ día-; y en 25% la producción de petróleo crudo asociado -de los 800 m³/día actuales, a 1000 m³/día aproximadamente- en esa área de explotación.

9 de marzo

Gerente General de ENAP visita operaciones en ENAP Sipetrol Egipto

El Gerente General de ENAP, **Marcelo Tokman**, visitó ENAP Sipetrol Egipto. El ejecutivo inauguró las nuevas oficinas de la empresa en El Cairo y estuvo en el Oleoducto East Ras Qattara, ubicado en el Desierto Occidental de esta nación africana. Este último proyecto consideró una inversión de US\$ 22 millones y permite una reducción de costos de transporte de más de US\$ 6 millones anuales, además de eliminar el riesgo de incidentes que tiene el traslado de cerca de 60 camiones al día.

En la visita a Medio Oriente, el máximo ejecutivo de ENAP además se reunió con el ministro de Petróleo y Recursos Minerales, **Tarek El-Molla**. En el encuentro participaron también **Sayed Rezk**, gerente general de ENAP Sipetrol en Egipto; el

cónsul chileno en ese país; y el subsecretario de Asuntos de Producción, así como el de Exploraciones y Acuerdos del Ministerio de Petróleo de Egipto.

6 de septiembre

ENAP se adjudica nuevo bloque de exploración en Argentina

ENAP Sipetrol Argentina se adjudicó una nueva área de concesión, denominada El Turbio Este, en el sur de la Provincia de Santa Cruz, en el territorio austral del vecino país. La adjudicación permitirá incorporar nuevas reservas y aumentar a futuro el aporte de hidrocarburos para el abastecimiento energético de Argentina y de la región.

ENAP presentó la oferta más competitiva del listado de compañías -argentinas e internacionales- que participaron de la licitación realizada por la Gobernación Provincial de Santa Cruz y el Instituto de Energía provincial de Argentina.

La nueva área on shore (en tierra) -de 3.195 km²- colinda con el bloque Coirón, que está desarrollando ENAP en conjunto con la empresa estadounidense Conoco-Phillips, en territorio chileno (Región de Magallanes), lo que permitirá importantes sinergias, gracias al conocimiento regional del subsuelo en la zona y a la experiencia de ENAP en ambos lados de la Cordillera de los Andes.



25 de septiembre



6 de septiembre

25 de septiembre

ENAP Sipetrol participa en encuentro Argentina Oil & Gas 2017

ENAP Sipetrol Argentina fue una de las empresas participantes del Argentina Oil & Gas 2017, uno de los principales eventos de la industria de los hidrocarburos en la región, y que contó con la presencia del ministro de Energía del país trasandino, Juan José Aranguren.

En su inauguración, las principales compañías de la industria exhibieron sus espacios especialmente acondicionados para la ocasión. Asimismo, Martín Cittadini, gerente de ENAP Sipetrol Argentina, participó de un Encuentro con CEO's, ciclo de conferencias con líderes y conduc-

tores de las principales empresas protagonistas de la industria.

Cittadini se refirió a la actividad de ENAP en Argentina, así como a la operación de la empresa en los territorios en que hoy está presente. El ejecutivo también profundizó en los proyectos de la Línea E&P, más precisamente los de la filial: el Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM); la reciente adjudicación en la Cuenca Austral del bloque El Turbio Este y la importancia que tienen como compañía en el abastecimiento energético del país y de la región.

A photograph of an offshore oil rig. In the foreground, a man in a black diving suit and blue neck collar is seated, looking towards the right. Behind him, another worker in a high-visibility yellow jacket and white hard hat stands with his back to the camera. The rig's complex steel structure, including pipes, ladders, and railings, is visible against a backdrop of a blue sea and a clear sky. A pink speech bubble is overlaid on the left side of the image.

**GESTIÓN DE
PERSONAS Y
ORGANIZACIÓN**

DOTACIÓN 2017

DIVERSIDAD EN EL DIRECTORIO

Número de Personas por Género	Mujeres	2
	Hombres	4
	Chilena	6
Número de Personas por Rango de Edad	41 a 50 años	1
	51 a 60 años	3
	61 a 70 años	2
Número de Personas por Antigüedad	< a 3 años de antigüedad	4
	Entre 3 y 6 años de antigüedad	2

DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS QUE REPORTAN A ESTA GERENCIA O AL DIRECTORIO

Número de Personas por Género	Mujeres	0
	Hombres	6
Número de Personas por Nacionalidad	Chilena	2
	Argentina	4
Número de Personas por Rango de Edad	41 a 50 años	2
	51 a 60 años	2
	61 a 70 años	2
Número de Personas por Antigüedad	< a 3 años de antigüedad	1
	Entre 3 y 6 años de antigüedad	2
	Entre 9 y 12 años de antigüedad	1
	> a 12 años de antigüedad	2

DIVERSIDAD EN LA ORGANIZACIÓN

Número de Personas por Género	Chile	Argentina	Ecuador	Egipto	TOTAL
Mujeres	14	35	18	7	74
Hombres	48	232	113	27	420

Número de Personas por Nacionalidad

Nacionalidad	Sipetrol Chile	Sipetrol Argentina	Sipetrol Ecuador	Sipetrol Egipto	TOTAL
Argentina	1	262			263
Británica	1				1
Egipcia				34	34
Chilena	60	5	2		67
Ecuatoriana			129		129
TOTAL	62	267	131	34	494

Número de Personas por Rango de Edad	Chile	Argentina	Ecuador	Egipto	TOTAL
< a 30 años		5	6	1	12
30 a 40 años	11	94	68	21	194
41 a 50 años	19	100	37	8	164
51 a 60 años	23	45	15	4	87
61 a 70 años	9	23	5		37



Número de Personas por Antigüedad	Chile	Argentina	Ecuador	Egipto	TOTAL
< a 3 años de antigüedad	1	91	30	3	125
Entre 3 y 6 años de antigüedad	13	70	52	5	140
> 6 años y < de 9 años de antigüedad	1	12	27	6	46
Entre 9 y 12 años de antigüedad	11	52	16	13	92
> a 12 años de antigüedad	36	42	6	7	91

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

Proporción que representa el sueldo bruto promedio, por tipo de cargo, responsabilidad y función desempeñada, de las ejecutivas y trabajadoras respecto de los ejecutivos y trabajadores.

Cargo, Responsabilidad o Función	Hombres	Mujeres
Ejecutivo	100%	84%
RoI General	100%	112%



CAPACITACIÓN

En el marco de los programas anuales de la empresa en este ámbito, durante 2017 se cumplió un total de 22.020 horas de capacitación para Sipetrol,

con un promedio de horas de formación por persona de 48 y una cobertura correspondiente al 64% de la dotación.

Promedio de horas de Capacitación 2017

Unidad de Negocio	Número de horas totales. (Suma de actividades de capacitación internas y externas)	Promedio de horas por persona. (Horas totales de capacitación/Dotación total a diciembre 2017)	Índice de capacitación. (Horas capacitación 2017/ Horas trabajadas 2017)	Cobertura capacitación. (Número de personas capacitadas/ Dotación total a diciembre 2017)
Sipetrol Santiago	2.278	37	1,69	56%
Sipetrol Argentina	8.319	31	2,31	50%
Enap SIPEC	11.423	87	4,61	97%
Total	22.020	48	2,21	64%

PROGRAMAS TRANSVERSALES

A continuación, se mencionan los principales programas de carácter transversal que lleva adelante la Dirección de Desarrollo Organizacional de ENAP:

Plan de Formación Integral Gestión de Personas

Durante el año se convocó a los dirigentes y delegados de las organizaciones sindicales Federación Nacional de Trabajadores del Petróleo y Afines de Chile (FENATRAPECH) y Federación Nacional de Profesionales, Técnicos y Supervisores de ENAP (FESENAP), a participar en el Diplomado de Gestión del Negocio de la Industria de la Energía y Petróleo.

El objetivo fue el desarrollo de competencias para la gestión de negocios y habilidades ejecutivas. Con una extensión de 112 horas y un reconocido equipo de docentes. Participaron un total de 80 alumnos.

Diploma en Gestión Empresarial para la Industria Energética

Con el objetivo de potenciar a profesionales en los procesos más críticos de la empresa, entregando herramientas relacionadas con estrategia y liderazgo, durante el año se realizó la tercera versión del Diplomado en Gestión Empresarial de la Industria Energética que, en alianza con la Pontificia Universidad Católica de Chile, potenció los talentos de 47 profesionales de las distintas unidades de negocio en el país.

Junto con la asistencia a 158 horas de clases y la aprobación de las diferentes materias del diplomado, los alumnos debieron diseñar e implementar un proyecto de innovación factible de ser escalado en diversos ámbitos del negocio, generando valor a la empresa. Como resultado de esta actividad, se implementaron proyectos en todas las líneas de negocio, con importantes ahorros y optimizaciones a partir de iniciativas de costo mínimo.

Diploma de Liderazgo Ético a Ejecutivos ENAP

La Gerencia de Compliance, en conjunto con la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad de Chile, realizó de forma inédita el diplomado "La Dimensión Ética del Liderazgo", cuyo objetivo fue entregar herramientas y fomentar espacios de reflexión en torno a los valores que inspiran a ENAP.

Participaron 21 gerentes, jefaturas y dirigentes sindicales de todas las unidades de negocio. Sumado a esta iniciativa, Sipetrol realizó un Programa de Liderazgo Ético, dirigido a tomadores de decisión, entre ellos, gerentes y jefaturas de procesos.

Plataforma del Conocimiento: CAMPUSENAP

Durante 2017, a través de CAMPUSENAP, se realizaron varios cursos transversales sobre Eficiencia Energética, Código de Ética, Aprovechamiento y Seguridad, dando como resultado 5.780 participaciones en todo ENAP.

GESTIÓN DEL DESEMPEÑO

A lo largo de 2017 se fortaleció el SGD desde diferentes ámbitos, con el propósito de que trabajadores y jefaturas tuvieran una visión más global e integrada de su quehacer. Por ello, se incorporó un nuevo instrumento de evaluación y se mejoró la plataforma tecnológica implementada en 2016. Además, se invitó a las jefaturas a utilizar una Pauta de Evaluación Descendente para los reportes, y a cada trabajador a analizar su desempeño a través de una Pauta de Autoevaluación. Posteriormente, se incentivó la generación de un espacio de retroalimentación, donde se puedan

intercambiar perspectivas respecto del trabajo realizado durante el año y clarificar expectativas y espacios de desarrollo profesional para el siguiente ejercicio.

Al igual que en los años anteriores, las características de los instrumentos y la plataforma tecnológica fueron difundidas en las Unidades de Negocio con el propósito de facilitar el proceso y contar con *feedback* de calidad, junto con garantizar la aplicabilidad del sistema. En 2017, tanto las filiales como Casa Matriz ofrecieron a las jefaturas una asesoría personalizada,

con el fin de apoyar los procesos de evaluación, autoevaluación y retroalimentación.

En 2017, un 100% de la dotación factible de evaluar se sometió al proceso de SGD. La siguiente gráfica muestra las cifras de evaluados por cargo y género.

EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO SIPETROL 2017 / N° DE EVALUADOS

Unidad de Negocio	Evaluados	Pendiente Evaluación	Total general
SIPETROL	52	0	52
Total general	52		52

EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO SIPETROL 2017 / % DE EVALUADOS

Unidad de Negocio	Evaluados	Pendiente Evaluación	Total general
SIPETROL	100,00%	0,00%	100,00%

GESTIÓN DEL TALENTO

Durante 2017, los esfuerzos se focalizaron en torno a desarrollar un modelo único de Gestión del Talento que permita contar con acciones integradas en el ciclo de desarrollo de las personas que se desempeñan en la empresa.

En consecuencia, existe la necesidad de contar con planes de sucesión para cada cargo definido como crítico según su contribución al negocio y vulnerabilidad. En 2017, las unidades de negocio y filiales continuaron con sus planes de desarrollo requeridos para este periodo, trabajando en la validación de los cargos críticos, aplicando herramientas de evaluación de potencial para definir el pool de talentos y habilidades requeridas, junto con definir el personal clave.

De modo complementario, en la línea de Exploración y Producción se levantaron las competencias transversales, que en el caso de algunas unidades ya se ha traducido en ajustes de procesos de Recursos Humanos, entre ellos, los de evaluación. En lo sustantivo, las áreas de gestión de personas de Ar-

gentina, Ecuador y Chile trabajaron en un modelo de competencias genéricas que ofrezca mayor claridad y transparencia a los requisitos para acceder a otros cargos. A su vez, este modelo define los criterios de evaluación para selección, desempeño y desarrollo.



Desarrollo de Carrera

Con el propósito de instaurar una herramienta de gestión para el desarrollo integral de las personas orientada a la excelencia operacional, a lo largo de 2017 se impulsó un proceso de mejoramiento continuo que incluye las mejores prácticas para una operación de excelencia.

En Enap Magallanes, se levantó un diseño de desarrollo de carrera para los cargos operativos y profesionales de la Gerencia de Producción E&P Magallanes, aparte de algunas áreas de la Dirección de Operaciones de R&C Magallanes. Cabe señalar que las mallas de conocimiento se encuentran construidas por niveles de cargo y van desde el desarrollo de habilidades técnicas hasta las de gestión, incorporando pasaporte de seguridad y certificaciones necesarias para cumplimiento de normativas vigentes.

También se inició un trabajo de diseño de desarrollo de carrera para el área de Ingeniería de Perforaciones de la Gerencia de Perforación y Completación de Pozos.

Programas Locales

En cuanto a los programas específicos, ENAP Magallanes se volcó hacia actividades de capacitación dirigidas al mejoramiento de conductas relativas al clima interno, entre ellas, reconocimiento, comunicación efectiva y coordinación. Este trabajo se focalizó en 50 líderes para reforzar la orientación a resultados, visión estratégica, liderazgo y desarrollo de personas, trabajo en equipo, innovación, comunicación efectiva y gestión del cambio.

SIPEC se enfocó en generar programas vinculados al ciclo de desarrollo de las personas, con la finalidad de dar atención a los puntos más relevantes considerados en la encuesta de clima. Esto llevó a acciones de *team building* para mandos medios y refuerzo de competencias blandas para toda la organización. De igual forma, sus acciones de formación llevaron al reforzamiento de competencias críticas para el negocio en las áreas de operaciones y se capacitó al 75% del personal con un curso de prevención de riesgos.

Asimismo, se mantuvo por segundo año consecutivo el Programa de Mentoring enfocado a jefaturas, para promover el desarrollo del liderazgo y apoyar el plan de sucesión de la empresa.

Encuentro con líderes

Con la presencia de más de 120 representantes de todas las filiales y unidades de negocio, incluyendo Ecuador y Argentina, en diciembre se llevó nuevamente a cabo el "Encuentro de Líderes 2017". El evento tuvo lugar en Santiago y en esta oportunidad su objetivo fue que los ejecutivos definieran los propósitos que guiarán a la empresa, es decir, Excelencia sin Límites, Seguridad Paso a Paso, Personas en el Centro, Sostenibilidad y Colaboración Radical.

Asimismo, se realizaron desayunos con el gerente general durante los cuales, luego de una presentación personal, los asistentes profundizaron en las iniciativas de cada eje estratégico y sus impresiones y sensaciones respecto a cómo las viven en su trabajo diario. Además, se dialogó sobre la forma en que cada uno pue-

de aportar en esta etapa de transformación que experimenta la empresa.

Diversidad e Inclusión

Sobre la base de la Política Corporativa de Diversidad e Inclusión, se ha iniciado una ruta de trabajo transversal en torno a la Igualdad y Equidad de Género, y la Conciliación de la Calidad de Vida Personal y Laboral. La Gerencia de Relaciones Laborales de ENAP, en conjunto con el Centro de Ingeniería Organizacional de la Universidad de Chile, elaboró en 2017 un diagnóstico de la situación en esos ámbitos en todas las UN, incluyendo Enap Magallanes, iniciativa se llevó a cabo de manera colaborativa con la Gerencia de Asuntos Corporativos y Sostenibilidad, Recursos Humanos y Compliance, y en diálogo permanente con el Comité Corporativo de Diversidad e Inclusión.

Los resultados de la fase diagnóstica llevaron a las siguientes líneas de acción:

- Directriz de Diversidad de Género y Conciliación ENAP.

- Plan de acciones para la sensibilización y difusión de equidad de género y conciliación.

- Guía para la certificación en la Norma Chilena 3.262 en ENAP.

A partir del documento "Directriz equidad de género y conciliación de la vida laboral, familiar y personal", elaborado en el marco de la iniciativa "Incorporación de la Igualdad y Equidad de Género en la Gestión de Personas", se diseñó la propuesta de Política de Equidad de Género y Conciliación ENAP, la que finalmente fue aprobada por el Comité Corporativo de Diversidad e Inclusión, el Comité de Auditoría del Directorio y, en su última etapa, por el pleno del Directorio en septiembre de 2017.

Específicamente, Enap Magallanes participó en el estudio "Levantamiento Diagnóstico de Equidad de Género y Conciliación en la Gestión de Personas", llevado a cabo por la Universidad de Chile, lo que derivó en la presentación de una propuesta de trabajo concreta para 2018. Además, entre otras iniciativas, firmó el Decálogo de

la Industria Minera por la Incorporación de Mujeres y la Conciliación de la Vida Laboral, familiar y personal.

En SIPEC, en tanto, se trabajó en adecuar las políticas internas a la Ley de Inclusión promulgada por el Estado ecuatoriano, en lo que la empresa asume como un desafío propio, lo que viene a fortalecer un trabajo anterior que ha permitido que las personas en situación de discapacidad ya representen en la empresa un 4% de la dotación.



CALIDAD DE VIDA

Dada la relevancia que tiene para la Gerencia de Recursos Humanos fortalecer la calidad de vida y bienestar de las personas que trabajan en ENAP, en 2017 continuó el desarrollo de diversas acciones tendientes, por ejemplo, a reconocer y celebrar a quienes se desempeñan en la organización.

En tal sentido, destacan las tradicionales festividades de Fiestas Patrias y Navidad, en las cuales se contó con la participación de más de 5.000 personas. También se conmemoraron el Día Internacional de la Mujer, el Día de la Madre, el Día del Padre y el Día de la

Secretaría, y se organizaron celebraciones por Años sin Accidentes fatales y por Años de Servicio.

Paralelamente, se volvieron a organizar las colonias de invierno y verano, y en Magallanes, puntualmente, se llevó a cabo la I Corrida Familiar Cerro Sombrero.

Finalmente, en Sipetrol se organizaron visitas para hijos de trabajadores, esperando fortalecer el acercamiento de la familia a las operaciones y que los niños comprendan la importancia y complejidad de las labores que realizan sus padres en ENAP.



POLÍTICA CORPORATIVA DE GESTIÓN DE TERCEROS

Desde 2016, la Dirección de Gestión de Terceros trabajó en conjunto con la Organización Internacional del Trabajo (OIT) en la elaboración de una Política Corporativa de Gestión de Terceros, con la finalidad de establecer los estándares mínimos entendidos como las exigencias que impone la normativa actual y todas aquellas acciones adicionales que puedan ejecutarse a favor del mejoramiento de las relaciones laborales, condiciones de bienestar, salud y seguridad del trabajo, junto a las condiciones ambientales en los puestos de trabajo.

Para elaborar esta política, ENAP se basó en los estándares internacionalmente reconocidos, establecidos en la Declaración Universal de Derechos

Humanos de la ONU y en los Convenios de la Organización Internacional del Trabajo (OIT).

Durante más de un año, la OIT ha acompañado técnicamente el proceso de diseño de esta Política, lo que ha permitido contar con una visión más clara acerca de dónde se presentan las oportunidades de mejora, a partir de lo cual se ha establecido su alcance, postulados, estándares éticos, principios, objetivos y ámbitos de trabajo.

La Política de Gestión de Terceros constituye la hoja de ruta que permitirá a ENAP avanzar certeramente en aquellos ámbitos en los que se reconocen oportunidades, potenciando así sus unidades de negocio.

Cabe señalar que el proceso es fruto de un trabajo liderado por el Comité Técnico, compuesto por representantes de diversas áreas y gerencias estratégicas de ENAP, ampliamente discutido y consensuado desde sus unidades de negocios en distintas instancias, en las que han participado los representantes de los distintos sindicatos y federaciones, de empresas contratistas y ejecutivos de ENAP, quienes han aportado sus ideas, experiencias y soluciones.

La Política fue presentada el 29 de septiembre de 2017 ante el Directorio de ENAP por el director del Cono Sur América Latina de la Organización Internacional del Trabajo, Sr. Fabio Bertranou.

HITOS DE GESTIÓN DE RELACIONES LABORALES

Mesas de Diálogo

Durante el 2017 se desarrollaron Mesas de Diálogo a nivel local y nacional, cuyo objetivo es generar una instancia de acercamiento a través de canales de comunicación formales entre la empresa y los trabajadores, estos últimos representados por sus organizaciones sindicales, en las que se abordan temas de interés común, fortaleciendo además las relaciones laborales entre ambos.

A continuación, el detalle del número de Mesas de Diálogo desarrolladas en el periodo mayo - diciembre de 2017:

MESAS DE DIÁLOGO SOCIAL:
MAYO A DICIEMBRE 2017

Nivel / Unidad de Negocio	N° Sesiones
Nacional	3
Sipetrol Santiago	4
ENAP Magallanes	1

Negociaciones Colectivas 2017

Durante el año 2017, ENAP culminaron de manera anticipada y exitosa ocho negociaciones colectivas correspondientes a cinco organizaciones sindicales pertenecientes a la Federación Nacional de Trabajadores del Petróleo y Afines de Chile (FENATRAPECH) y tres con sindicatos integrantes de la Federación Nacional de Profesionales, Técnicos y Supervisores de Enap (FESENAP). Entre estas agrupaciones se cuenta el Sindicato de Sipetrol S.A., con 47 socios, cuya fecha de vigencia de Negociación Colectiva es 01/07/17 – 30/06/2020; y el Sindicato de Trabajadores Profesionales de Enap Magallanes, con 237 socios, cuya fecha de vigencia de Negociación Colectiva es 01/11/17 – 31/10/2020.

Desarrollo e implementación del Modelo de Relaciones Laborales

Durante el año 2017 se trabajó en conjunto con la Organización Internacional del Trabajo (OIT) con el propósito de avanzar hacia la construcción de un

Modelo de Relaciones Laborales con respecto a las trabajadoras y los trabajadores propios ENAP, tal como se llevó a cabo con las trabajadoras y los trabajadores en régimen de subcontratación, que ya cuentan con un modelo.

En una primera etapa se ha realizado una caracterización de las relaciones laborales en ENAP a partir de la revisión de documentos, la realización de focus group y entrevistas a distintos actores que se desempeñan tanto a nivel corporativo como en las unidades de negocios.

Esta caracterización permitió identificar qué aspectos deben ser fortalecidos desde la gestión, cuyos antecedentes fueron la base para el diseño de un Plan Diferenciado de Relaciones Laborales que será presentado como una propuesta a la Dirigencia Sindical durante el año 2018, que entre sus principales sugerencias contempla la reestructuración de las Mesas de Diálogo Social sobre la base de los principios del enfoque de Diálogo Social de la Organización Internacional del Trabajo (OIT).

Grupo de Trabajo ODS 8 – Red Pacto Global Chile

ENAP encabezó el grupo del ODS 8 (Objetivo de Desarrollo Sostenible 8) sobre Trabajo Decente y Crecimiento Económico de Pacto Global Chile, además integrado por la Mutual de Seguridad, Parque Arauco y Grupo EULEN.

Se programaron cinco sesiones de formación sobre “Relaciones Sindicales”, cuya exposición estuvo a cargo del Especialista Principal en Actividades con los Empleadores de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), Lorenzo Peláez.

Código de Buenas Prácticas Laborales – ACCIÓN Empresas

Colaboración permanente y participación activa en la primera etapa de la Mesa de Relaciones Laborales emprendidas por la Fundación ACCIÓN Empresas. Fueron tres sesiones que tuvieron como resultado la construcción del Código de Buenas Prácticas Laborales, insumo que busca transformarse en una guía para la Gestión





de las Relaciones Laborales al interior de las organizaciones y un aporte para el país.

2° Estudio clima laboral para empresas contratistas

En octubre de 2017 se inició la aplicación del cuestionario para el 2° Estudio de clima laboral. Su objetivo fue describir y caracterizar a las diferentes empresas contratistas de ENAP de todas las unidades de negocio, a través de una encuesta de barrido censal, a partir del modelo e instrumento utilizado en la encuesta de clima interna adaptada a la realidad contratista.

La muestra total fue de 2.579 encuestados. Los resultados indicaron un 62% de respuestas positivas, superando en 5,5% los datos del primer es-

tudio (56,5%), pasando de una clasificación de clima laboral regularmente malo a regularmente bueno.

En base a esto, es posible observar que las percepciones de los trabajadores contratistas evidencian mejoras en relación con su ambiente de trabajo y las relaciones interpersonales que desarrollan en su día a día. Esto es de suma importancia para ENAP, porque el clima laboral es un factor que aporta al mejoramiento de los resultados de una organización y es clave en la determinación de la cultura organizacional.

Seminarios de diálogo social

Con el fin de incentivar el diálogo social con las Federaciones Contratistas, se realizaron durante 2017 diversos talleres en las distintas unidades

de negocio de ENAP, entre ellos, el Seminario de Capacitación FENATRASUB / FESES, realizado en mayo del 2017 en conjunto con la OIT en su sede en Santiago, con la participación de 20 dirigentes sindicales de Federación y Sindicatos Bases, donde se abordaron diversos tópicos de diálogo social, trabajo decente, certificación, entre otros.

Programa para desarrollo de empresas contratistas en Relaciones Laborales

Con el fin de incrementar, desarrollar y potenciar el nivel de productividad, competitividad e innovación de las empresas contratistas de ENAP, durante 2017 se ejecutó el "Programa de Desarrollo de Empresas Contratistas en Relaciones Laborales", en conjunto con Fundación Chile, en el que se

realizó un diagnóstico de las capacidades de gestión de las empresas, para luego detectar oportunidades de mejora y entregar nuevas competencias y herramientas concretas que les permitan avanzar en este ámbito.

Auditorías Laborales

Durante el año se realizaron un total de 87 auditorías laborales (preventivas y de seguimiento) a los contratos vigentes de las empresas contratistas que prestan servicios en las distintas unidades de negocio de ENAP. Las auditorías ejecutadas se incrementaron en un 14,4%.

Las observaciones así levantadas se entregaron formalmente a la empresa contratista con la finalidad de que pueda gestionar y subsanar los incumplimientos detectados. Como resultado de esta gestión, se han incrementado los resultados en un 7,67% en relación al año anterior y en un 25% respecto a 2015.

Certificación de obligaciones laborales

El 2017 fue el segundo año de operación del contrato de certificación laboral bajo la administración técnica de la Dirección de Gestión Terceros.

En Enap Magallanes se realizaron mesas de trabajo colaborativas entre las áreas de Abastecimiento, Legal, Control de Egresos y la Dirección de Gestión Terceros, con el fin de optimizar y mejorar la retroalimentación de información que existe entre las áreas participantes.

Anticipación y seguimiento de la conflictividad sindical

A través de los Informes de Conflictividad y de las reuniones quincenales periódicas y permanentes del equipo de la Dirección de Terceros, se desarrollan análisis y gestiones para resguardar la continuidad operacional de ENAP, anticipando y mitigando focos de conflictividad propios de las dinámicas y relaciones entre organizaciones sindicales, empresas contra-

tistas y empresa mandante. Lo anterior, además de abordar estrategias, informar y coordinar con las áreas relacionadas las acciones a seguir.

Anexos laborales

El año 2017 se dio continuidad al trabajo de estandarización de los Anexos Laborales entre las unidades de negocio de ENAP, iniciado el año 2016. Sumado a lo anterior, se adecuaron estos documentos a los cambios o modificaciones de la normativa laboral vigente (Ley 20.984 sobre Trabajos Pesados, alcances por la introducción de la nueva Reforma Laboral y otras).

En el último trimestre, estos instrumentos se han actualizado conforme a los nuevos Acuerdos Marco suscritos con las Federaciones de Trabajadores Contratistas.



**ENTORNO
DEL NEGOCIO**

MERCADO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO

PRECIO DEL PETRÓLEO CRUDO

Durante 2017, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent ICE registró un promedio de 54,8 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, un 22 % mayor respecto al promedio del año 2016 (45,1 US\$/bbl).

Esta importante recuperación del precio se explica principalmente como el resultado positivo de la estrategia tomada por la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y otros países productores como Rusia, a fines del año 2016, con el fin de disminuir la sobreoferta mundial que imperaba. Esta sobreoferta, que

comenzó el 2014 y se prolongó a lo largo de 2016 y primer semestre del 2017, había llevado el precio del Brent a niveles de 27,5 US\$/bbl.

En particular, de acuerdo a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, enero 2018) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 98,4 millones de barriles por día (MM bpd) en 2017, mientras que la oferta mundial fue 97,9 MMbpd, generándose en consecuencia una disminución de inventarios, a nivel mundial, de 0,7 MMbpd, respecto de 2016.

Mercado Mundial del Petróleo 2017 (Cifras en millones de barriles diarios)

	Ene-Dic 2017	Ene-Dic 2016	Variación
DEMANDA	98,39	96,95	1,44
OECD	47,11	46,75	0,36
NO-OECD	51,28	50,20	1,07
OFERTA	97,97	97,21	0,75
Norteamérica	22,69	21,94	0,75
Resto NO-OPEP	35,97	36,04	-0,07
LGN y Condensados OPEP	6,84	6,55	0,29
Crudo OPEP	32,47	32,68	-0,21
INVENTARIOS	-0,4	0,3	-0,7

Fuente: Departamento de Energía de EE.UU., "Short Term Energy Outlook January 2018"



A inicios del año 2017, el precio del crudo oscilaba en torno a los 55 US\$/bbl, luego de que la OPEP y Rusia dieran señales de cumplimiento a los recortes de producción acordados en noviembre del año anterior por todo 2017. Durante el primer trimestre del año los precios se mantuvieron alrededor de este nivel. Ya en marzo el mercado empieza a manifestar pesimismo por el creciente número de *rigs* de *shale oil* en EE.UU., lo cual generaba una amenaza para la ansiada disminución de la sobreoferta mundial.

A inicios de abril, EE.UU. llevó a cabo un ataque con misiles en Siria a raíz del ataque con armas químicas perpetrado por el gobierno sirio contra sus propios civiles. Si bien la producción de crudo por parte de Siria es menor, su posición cercana a Irak y Turquía hizo que el mercado tomara en cuenta este suceso. Posteriormente,

este impulso en los precios se empezó a revertir, una vez que comenzaban a surgir preocupaciones en torno al equilibrio de mercado, producto de un continuo crecimiento de la industria del *shale oil* en EE.UU., acompañado de un menor cumplimiento de los recortes comprometidos y una recuperación productiva que empezó a exhibir Libia, país perteneciente a la OPEP y eximido de los recortes.

A finales de mayo, la OPEP y Rusia trataron de detener esta presión sobre los precios a través de la extensión de recortes hasta marzo de 2018. Sin embargo, esto finalmente terminó por deprimir los precios al generar dudas sobre su cumplimiento y mantener en líneas generales las mismas condiciones del acuerdo suscrito para la primera mitad del presente año. A pesar de que Arabia Saudita comprometía su credibilidad al expresar que los nue-

vos recortes se verían reflejados en las exportaciones hacia EE.UU., la falta de señales, como aumentar las cuotas de recortes, no revirtió la tendencia.

Bajo este contexto, a inicios de julio la OPEP y Rusia dieron una importante señal en San Petersburgo. Acordaron recomendar una prórroga de la política de recortes en caso de que no se consiguiera estabilizar el mercado y Arabia Saudita se comprometió a continuar limitando sus exportaciones a 6,6 MMbd, su menor nivel desde octubre de 2014 y 1 MMbd menos que lo realizado hace un año.

A finales de agosto, y hasta finales de año, comenzaron a surgir relevantes interrupciones en el mercado internacional. EE.UU. impuso importantes sanciones económicas a Venezuela, las que -entre otros aspectos- prohibían a empresas y personas estadou-

nidenses transar bonos con el gobierno soberano y PDVSA.

Por otra parte, la llegada efectiva del Huracán Harvey a la Costa del Golfo tuvo efectos significativos en los precios del crudo y sus derivados. Las inundaciones y las fallas de energía ocasionadas por el huracán redujeron la capacidad de refinación de EE.UU. en alrededor de 4,25 MMbd, lo que equivalía a un 22% del total de su capacidad. A finales de septiembre, un referéndum independentista al norte de Irak generó disputas entre árabes y kurdos en zonas que concentran importantes reservas de petróleo.

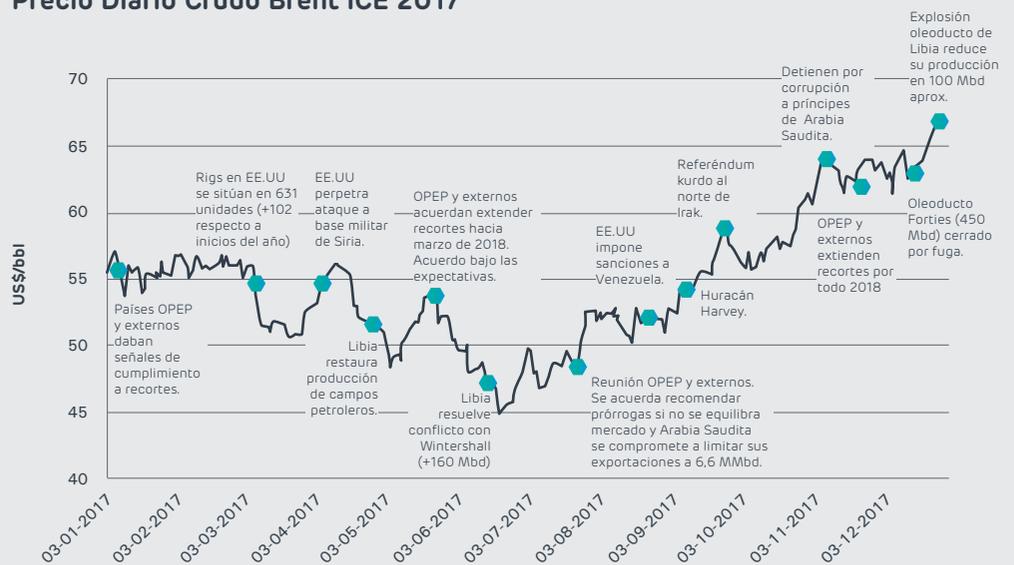
A inicios de noviembre, aconteció una detención masiva en Arabia Saudita liderada por el príncipe heredero Mohammed Bin Salman contra altas autoridades saudíes. Once príncipes y diversos funcionarios de gobierno fueron detenidos por Bin Salman, conocido defensor de la extensión de los recortes de producción para todo el año 2018.

En diciembre de 2017, una fuga detuvo las operaciones en el oleoducto de Forties por el cual pasa cerca del 40% de la producción británica del Mar del Norte. Similarmente, una explosión en un importante oleoducto de Libia redujo su producción en 100 Mbd.

Pese a que las interrupciones fueron un factor relevante en la evolución de los precios, la decisión de la OPEP y Rusia de extender los recortes por

todo el 2018 fue el principal factor que explicó el alza sostenida que exhibió el crudo en el mes de diciembre y que le permitió superar los 65 US\$/bbl. En reunión celebrada el 30 de noviembre, no sólo acordaron extender, sino también se decidió limitar la producción combinada de Nigeria y Libia, que habían estado exentos de recortes debido a disturbios que habían afectado su producción.

Precio Diario Crudo Brent ICE 2017



PRECIO DE LOS PRODUCTOS EN LA COSTA DEL GOLFO

En el mercado internacional de la costa estadounidense del Golfo de México (Costa del Golfo, en adelante), los precios de los distintos combustibles aumentaron durante el año 2017 en relación con 2016, siguiendo a grandes rasgos la trayectoria del precio del crudo Brent ICE.

El precio de la gasolina promedió 67,7 US\$/bbl en 2017, aumentando así en 19% respecto de 2016. El precio de la gasolina aumentó en línea con el precio del crudo. Durante este año los in-

ventarios de gasolinas terminadas en EE.UU. disminuyeron en 2,3 MMbbls, ubicándose en niveles promedio de los últimos cinco años. Por otra parte, la demanda en EE.UU. experimentó un aumento de 185 Mbd.

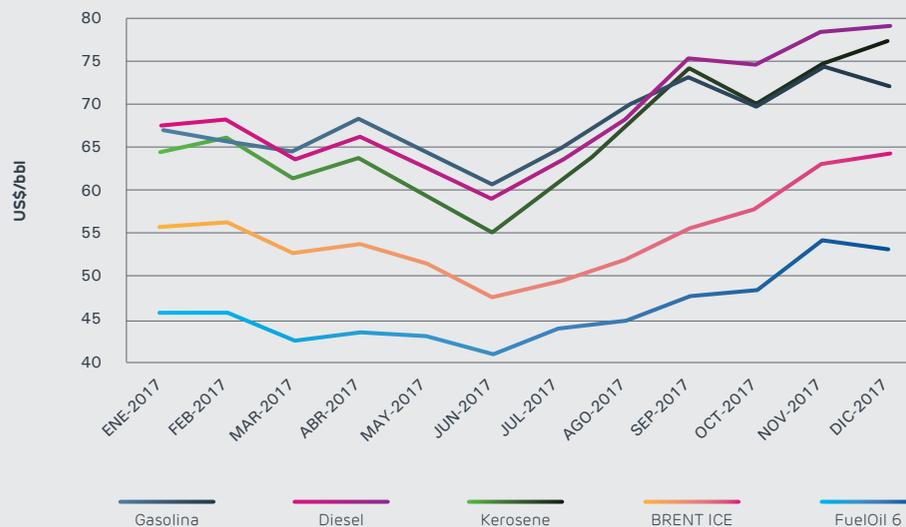
En el caso del precio del diésel, el promedio de 2017 fue 68,6 US\$/bbl, esto es, 23 % mayor al promedio de 2016. El precio del diésel aumentó en línea con el precio del crudo, y durante este año los inventarios de diésel en EE.UU. disminuyeron en 22,9 MMbbls

situándose en niveles promedio de los últimos cinco años. Asimismo, la demanda en EE.UU. experimentó un aumento de 185 Mbd.

Es importante destacar el efecto que tuvo el Huracán Harvey en los precios de estos productos. En particular, la producción de derivados se vio debilitada, así como también el suministro de éstos a través del oleoducto Colonial, el cual conecta Texas y Louisiana con la costa este de EE.UU. En este contexto, caracterizado por el cierre de refinerías en todo Texas – incluyendo las de mayor capacidad –, los productos se volvieron más escasos, lo que impulsó sus precios.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 46,1 US\$/bbl durante 2017, con un aumento de 44 % con respecto a 2016. El precio del fuel oil N° 6 aumentó en mayor proporción que el crudo, debido a un repunte de la demanda en los mercados asiáticos para combustibles marinos, sumado a una menor producción en refinerías rusas por mantenencias no programadas, factor que movilizó exportaciones desde el mercado norteamericano hacia Asia y Europa.

Precios Internacionales Productos 2017





GESTIÓN DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

La inversión alcanzó a US\$218 millones, distribuida en los siguientes proyectos:

ARGENTINA

La inversión de E&P en este país se concentró en:

Pampa del Castillo-La Guitarra (Proyecto de Explotación. ENAP Sipelrol es operador, con un 100% de participación).

Durante 2017 no se realizaron actividades de perforación, sólo se ejecutaron 22 reparaciones de pozos (*workover*).

Campamento Central-Cañadón Perdido (Proyecto de Explotación. ENAP Sipelrol tiene un 50% de participación).

Durante 2017, la campaña de perforación programada no se realizó, debido a la demora en la construcción de la multi-locación por conflictos con la comunidad. Se ejecutaron cinco reparaciones de pozos y una conversión (*workover*).

Para 2018 se contempla la perforación de un pozo y actividades de recuperación secundaria.

ÁREA MAGALLANES PROYECTO INCREMENTAL ÁREA MAGALLANES (PIAM)

Durante 2017, se cumplieron etapas clave, como la ingeniería, la movilización del soporte marino para modificar el *top side* de la AM2, el tendido y conexión del nuevo ducto submarino, y la ejecución de las obras civiles para el montaje de la nueva planta de compresión, entre otros.

Para 2018 se espera la finalización del Proyecto PIAM.

ECUADOR

La inversión de E&P en Ecuador se concentró en los Bloques Mauro Dávalos Cordero (MDC), Paraíso Biguno Huachito Intracampos (PBH-I) y Bloque 28 (Proyecto de Exploración y Explotación. ENAP SIPEC es operador con 100% de participación).

El presupuesto original del año 2017 en MDC consideraba inversiones por MM US\$18 que incluían los compromisos adquiridos en el contrato modificatorio número 3. Posteriormente este presupuesto fue incrementado con actividades de agregación de valor hasta alcanzar la suma de MM US\$46,4.

Durante 2017, se realizaron las siguientes actividades:

- Perforación de siete pozos productores. Los cuales fueron perforados con tecnologías que aseguraron la incorporación temprana de la producción y la estimulación de los reservorios para completarlos, lo que permitió obtener dos reconocimientos en el año:

- En el pozo MDC-25, por ser la primera corrida en el Ecuador con una sola broca perforando formaciones desde Orteguzza hasta Hollín en sección 12 ¼.

- En el pozo MDC-28 , récord de perforación en 17,4 días.

- Trabajos de reacondicionamiento y ampliación de plataformas y facilidades que soporten la operación de los nuevos pozos.
- Actualización de los modelos estáticos y dinámicos del bloque, que dieron el sustento para la negociación de la tarifa incremental del proyecto de recuperación secundaria.

Para el año 2018 se considera la perforación de seis pozos (cuatro de desarrollo y dos de avanzada), los cuales forman parte de las inversiones propuestas para la nueva renegociación de tarifa incremental que se están llevando a cabo con el Estado Ecuatoriano.

Paraíso Biguno Huachito Intracampos (PBH-I) Proyecto de Exploración y Explotación. ENAP SIPEC es operador con 100% de participación.

Durante el 2017 se realizaron las siguientes actividades en el campo Inchi del Área Intracampos:

- Perforación del pozo Inchi C-3.
- Construcción de vía y plataforma en Inchi C.
- Construcción de un puente en la vía de acceso a la plataforma Inchi C.
- Conversión de pozo Inchi A8 de productor a inyector.
- Incorporación y puesta en marcha de separador de Inchi para uso en generación a gas.
- Construcción de tanque de lavado para 5.000 bls de capacidad y bota de gas, más obras civiles en la plataforma Inchi B.

Consorcio Bloque 28 (Proyecto de Exploración y Explotación. EOP Operaciones Petroleras S.A. es operador, con 42% de participación).

Durante 2017 se realizaron actividades de inversión exploratoria que incluyen:

- Inicio de actividades referentes a la realización del Estudio de Impacto Ambiental para la obtención de la Licencia Ambiental, previo a la perforación del pozo exploratorio.
- Se concluyó la perforación de pozo estratigráfico con el objetivo de reducir el riesgo geológico del prospecto mirador.
- Se realizó el análisis de núcleos obtenidos del pozo estratigráfico.
- Ejecución del programa de relacionamiento comunitario.

Para 2018, se tiene planificado la construcción de vías de acceso y plataforma para la perforación de pozo exploratorio comprometido contractualmente.

EGIPTO

La inversión de E&P en este país se concentró en:

East Ras Qattara (Proyecto de Explotación y Exploración. ENAP Sipetrol es operador, con 50,5% de participación del Consorcio Contratista, el que, a su vez, desarrolla comercialmente este bloque mediante un joint venture con EGPC, donde cada parte participa con un 50%).

En noviembre de 2016 se inauguró el oleoducto que estaba en construcción (87 km), con una capacidad para transportar 30.000 barriles diarios. La inversión fue de MM US\$11,2 (50,5%).

Durante el 2017 no se realizó campaña de perforación a la espera de la aprobación de los permisos militares.

Para 2018, se prevé la perforación de tres pozos de desarrollo y dos pozos exploratorios.

ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO

Enap Sipetrol S.A. realiza directa, o en asociación con terceros, fuera del territorio nacional, actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.

Las actividades de Enap Sipetrol S.A. son realizadas en dos segmentos, a) América Latina, que incluye operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos, Argentina y Ecuador y b) Medio Oriente y Norte de África (MENA), que incluye operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos en Egipto.

En ambos segmentos se constituyen filiales y sucursales para realizar las operaciones necesarias del negocio de la Sociedad según se señala a continuación:

A) EXPLOTACIÓN

(a) Área Magallanes – Argentina

Con fecha 4 de enero de 1991, Sociedad Internacional Petrolera S.A. (luego de varias transformaciones, hoy Enap Sipetrol Argentina S.A.) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (luego de varias transformaciones, hoy YPF S.A.) celebraron un contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de ejecutar trabajos de desarrollo y explotación de hidrocarburos en Área Magallanes, bloque ubicado en la boca oriental del Estrecho de Magallanes, Argentina.

Enap Sipetrol Argentina S.A. como operador de esta concesión, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área.

Con fecha 17 de noviembre de 2014, la Sociedad, representada por su Gerente General y el Presidente y CEO de YPF, firmaron un acuerdo para extender la Unión Transitoria de Empresas (UTE), que ambas compañías comparten en partes iguales en el

Área Magallanes, en el sur de Argentina. Este acuerdo, permite extender el plazo de amortización de las reservas probadas.

El gobierno argentino dio a conocer en el mes de enero de 2016 la Decisión Administrativa N°1 por la cual el Estado Nacional extendió por 10 años la Concesión de Explotación de Hidrocarburos que YPF mantiene en la zona *off shore* (Costa Afuera) Área Magallanes.

En 2017, la filial celebró 26 años de permanencia ininterrumpida en la República Argentina. En el marco de la Política de Integración Energética acordada entre Argentina y Chile, el Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) ha sido relevante. Con una inversión de MM US\$277, ya se cumplieron etapas clave, como el tendido de un nuevo ducto submarino, desde la costa a la plataforma AM2; el montaje de compresores en la nueva planta que se terminó de construir en



la zona de Faro Vírgenes, y se están concluyendo una serie de adecuaciones sobre las plataformas *off shore*.

Este proyecto permite incrementar en más de 60% la producción de gas natural -pasando de 1,2 a 2 millones de m³/día-; y en 25% la producción de petróleo crudo asociado -de 2500 a 3150 bbl/día - en esa área de explotación. En tan sólo 18 meses, se logró llevar a cabo la ingeniería, la movilización del soporte marino para modificar el *top side* de la AM2, el tendido y conexión del nuevo ducto submarino, y la ejecución de las obras civiles para

el montaje de la nueva Planta de compresión, entre otros.

(b) Campamento Central - Cañadón Perdido - Argentina

En diciembre de 2000, Enap Sipetrol S.A. (luego Enap Sipetrol Argentina S.A.) firmó con YPF S.A. un acuerdo a través del cual este último cede y transfiere a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 50% de la concesión que YPF S.A. es titular para la explotación de hidrocarburos sobre las áreas denominadas Campamento Central - Cañadón Perdido, en la provincia de Chu-

but - República de Argentina, que se rige por la Ley N° 24.145 y sus normas complementarias y reglamentarias, siendo YPF S.A. quien realiza las labores de operador de esta concesión.

Con fecha 26 de diciembre de 2013, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. obtuvieron de parte de la provincia del Chubut la extensión de esta concesión de explotación por un plazo adicional de 10 años hasta 2027, que puede ser extendido por un ejercicio adicional de 20 años, hasta el 14 de Noviembre del año 2047.

(c) Pampa del Castillo – Argentina

Con fecha 25 de septiembre de 2001, Pecom Energía S.A. cedió a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 100% de los derechos de la concesión de explotación del área hidrocarburíferas denominada Pampa del Castillo - La Guitarra, localizada en la provincia de Chubut, Argentina. Con fecha 15 de Mayo de 2015 se firmó la extensión de la Concesión por otros 10 años, con vigencia hasta noviembre de 2026, y con una opción adicional de prórroga por 20 años más.

Con fecha 1 de Octubre de 2015, la Legislatura de la Provincia del Chubut ratificó el Acuerdo de extensión de la Concesión de Explotación del Área Pampa del Castillo-La Guitarra, el cual fue firmado el 15 de mayo de 2016 entre Enap Sipetrol Argentina y la Provincia.

A partir de ello, la compañía obtiene formal y definitivamente la extensión de la Concesión por 10 años, con vigencia hasta noviembre de 2026, con una opción adicional de prorrogar su

permanencia como operadora en el Área por 20 años más.

Asimismo, y como parte del acuerdo firmado, Enap Sipetrol Argentina y la empresa provincial estatal de energía Petrominera Chubut conformarán una Unión Transitoria de Empresas donde un 12% de participación de la Concesión estará en manos de la empresa provincial, mientras que el 88% restante estará en manos de Enap Sipetrol Argentina, quien continuará siendo la operadora del Área.

(d) Cam 2A Sur - Argentina

En decisión administrativa N° 14 del 29 de enero de 1999, se adjudicó en favor de YPF y Enap Sipetrol Argentina S.A. el Permiso de Exploración sobre el Área "Cuenca Austral Marina 2/A SUR" (CAM 2/A SUR). Con fecha 7 de octubre de 2002, Enap Sipetrol Argentina S.A. (Operador) e YPF S.A. celebraron un Acuerdo de Unión Transitoria de Empresas (UTE), ubicada en las Provincias de Tierra del Fuego.

La concesión de explotación tiene un plazo de 25 años (vencimiento 2028),

el cual puede ser extendido por un plazo adicional de 10 años.

(e) Bloque Mauro Dávalos Cordero (MDC) – Ecuador

(Proyecto de Explotación y Exploración. Enap SIPEC es operador, con 100% de participación)

Este bloque ubicado en la región amazónica de Ecuador, opera bajo la modalidad de prestación de servicios al estado ecuatoriano. Este contrato fue suscrito el 23 de noviembre de 2010 y tiene vigencia desde el 1 de enero de 2011 hasta diciembre de 2025.

En MDC se han desarrollado proyectos de Recuperación Secundaria.

Durante el 2016 se inició un proceso de renegociación con la Secretaría de Hidrocarburos (SHE) que logró la ampliación del plazo del contrato desde el año 2025 al 2034 y un incremento de la tarifa de producción incremental de US\$\$/Bbl 18,66 a US\$\$/Bbl 20,62 a cambio de inversiones en el pozo sidetrack MDC-12 que se realizó

durante el 2016 y el compromiso de 2 pozos productores y uno inyector para el 2017. Este nuevo contrato entró en vigencia con fecha efectiva el 4 de Enero de 2017.

Actualmente se continúa con las actividades de perforación en el bloque, durante el 2017 se perforaron seis pozos productores (MDC-25, MDC-28, MDC-29, MDC-30, MDC-26, MDC-31) y un pozo inyector (MDC-27 WIW).

(f) Bloque 28 - Ecuador

Con fecha abril de 2015 la Empresa firmó un contrato, suscrito en la forma de Consorcio, conformado por ENAP SIPEC, la petrolera estatal ecuatoriana Petroamazonas y Belorusneft, otorga el derecho a ENAP SIPEC a realizar como operador, actividades exploratorias de manera secuencial, es decir, a ir comprometiendo más inversiones en función de los resultados que se vayan obteniendo.

Durante el 2016 se perforó un pozo stratigráfico Apangora-1, junto con la construcción de las vías de acceso a dicho pozo. Además se adquirieron

terrenos para plataforma, más vías de acceso para locación de pozo exploratorio y finalmente se realizaron actividades comunitarias.

(g) East Rast Qattara - Egipto

En el marco del proceso de licitación para el año 2002, abierto por la Compañía General Petrolera Egipcia (EGPC) para presentar ofertas para diversos bloques en el Western Desert, la filial Sipetrol International S.A., en conjunto con la empresa australiana Oil Search Ltd., se adjudicó con fecha 16 de abril de 2003, el Bloque East Ras Qattara.

El contrato se firmó el 30 de marzo de 2004 ante el Ministerio de petróleo egipcio, con una participación de Sipetrol International S.A., sucursal Egipto, del 50,5% (Operador) y de Oil Search Ltd., 49,5%.

En Diciembre de 2007, se dio inicio a la etapa de explotación y en Agosto de 2008 la empresa Australiana Oil Search Limited materializó la venta de la totalidad de su participación a Kuwait Energy Company.

Las actividades en el bloque han sido exitosas, agregándose 9 descubrimientos a la fecha. Esto ha permitido incrementar las reservas de crudo en el área.

Actualmente continúan las actividades en el bloque.



B.- EXPLORACIÓN

(a) E2 (Ex CAM 3 y CAM 1) - Argentina

El Área CAM-1 (Cuenca Austral Marina 1) fue adjudicada con fecha 4 de septiembre de 2003 a las empresas Enap Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF S.A., por la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quien aceptó la oferta realizada por las empresas durante el Concurso Público Internacional convocado para esta licitación.

El área se encuentra ubicada en el océano Atlántico en la zona austral de Argentina y es contigua a otras concesiones donde actualmente Enap Sipetrol Argentina S.A. explora y produce hidrocarburos.

Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF conformaron una Unión Transitoria de Empresas (UTE), destinada a realizar exploraciones de hidrocarburos en esta área y proceder a su explotación comercial en caso que las exploraciones fueran exitosas.

Durante el mes de octubre de 2005 la Sociedad recibió una comunicación

de la Secretaría de Energía, mediante la cual informa a Enap Sipetrol Argentina S.A. que el área de explotación CAM-1 sería registrada a nombre de ENARSA (empresa propiedad del Estado Nacional). Esto último sustentado en el hecho que el área había sido adjudicada a Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. durante el año 2003 por la Secretaría de Energía, pero que se encontraba pendiente la decisión administrativa del Poder Ejecutivo Nacional que la aprobará.

Con fecha 26 de septiembre de 2006, se suscribió un convenio de asociación entre ENARSA, Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. mediante el cual las partes acordaron suscribir un contrato de UTE, cuya participación de cada uno es de un 33,33%. ENARSA, como titular del área CAM 1 (en adelante E2), aporta este bloque y Enap Sipetrol Argentina S.A., en conjunto con YPF S.A., aportan el bloque CAM 3. Formalmente Enap Sipetrol y Repsol YPF revirtieron el bloque CAM 3 a la Secretaría de Energía para su posterior adjudicación por parte de ésta al nuevo consorcio.

En el marco del convenio celebrado entre ENARSA, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. para la exploración, desarrollo y eventual explotación conjunta de la nueva área E2, la Secretaría de Energía aceptó transferir a ENARSA el área CAM-3, la cual junto con la ex área CAM-1 integra la mencionada área E2, objeto del convenio. Asimismo, la Secretaría de Energía aceptó compensar las inversiones pendientes comprometidas en el área CAM-3 con el compromiso de perforar un segundo pozo de exploración dentro de la nueva área E2.

Las partes suscribieron con fecha 30 de junio de 2008, el Contrato de Unión Transitoria de Empresas para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Área E2, a fin de regular los derechos y obligaciones entre Enap Sipetrol Argentina S.A., YPF S.A. y Energía Argentina S.A. (ENARSA) en su calidad de socios y coparticipes en la exploración y explotación del área E2.

El plazo de duración de esta UTE vence el 25 de septiembre de 2023.

(b) Bloque Paraíso Biguno Huachito e Intracampos (PBH-I) - Ecuador

En el bloque PBH se han realizado actividades de perforación con buenos resultados. En 2013, se renegoció el contrato y se mejoraron las tarifas en el bloque, lo que permitió perforar 4 pozos de desarrollo adicionales.

Durante el 2014 se realizó la perforación de 2 pozos de desarrollo (Huachito-4 y Paraíso-24), obteniéndose buenos resultados. Durante el 2015, se perforaron 2 pozos de desarrollo (HUA-05, PSO-25), siendo el primero de estos declarado seco. En abril de 2015 se firmó la extensión del contrato hasta el 2034.

Durante el 2012 en el bloque Intracampos, se realizó una sísmica 3D y en el 2013 comenzó la perforación del primer pozo exploratorio (Inchi) la cual finalizó el 2014 con resultados exitosos. Posteriormente, se continuó con la perforación del segundo exploratorio (Copal) el cual fue cerrado debido al bajo aporte de producción.

Con fecha abril de 2015 la Empresa firmó un contrato con Gobierno del Ecuador, que corresponde a una extensión de la vigencia del Bloque Paraíso Biguno Huachito e Intracampos (PBHI) hasta el año 2034. Durante el 2015, se perforaron 2 pozos de desarrollo (Inchi A-4 e Inchi A-5) con buenos resultados y durante el 2016 se perforaron 4 pozos exitosos de desarrollo y avanzada (Inchi B-2, Inchi B-6, Inchi B-7 e Inchi A-8).

A fines de 2016 dado un buen escenario económico se logró adelantar la perforación de los pozos productores Inchi B-6 e Inchi B-7 que se encontraban comprometidos en el programa de 2017. Actualmente se continúa con las actividades de perforación en el bloque.

Durante julio de 2017 se perforó el pozo Inchi C-3, el que se encuentra en pruebas de producción con resultados positivos.

Egipto

En 2017 se postergó la campaña de perforación a la espera de los permisos militares, los que ya se encuentran aprobados. Para 2018, se prevé la perforación dos pozos exploratorios.

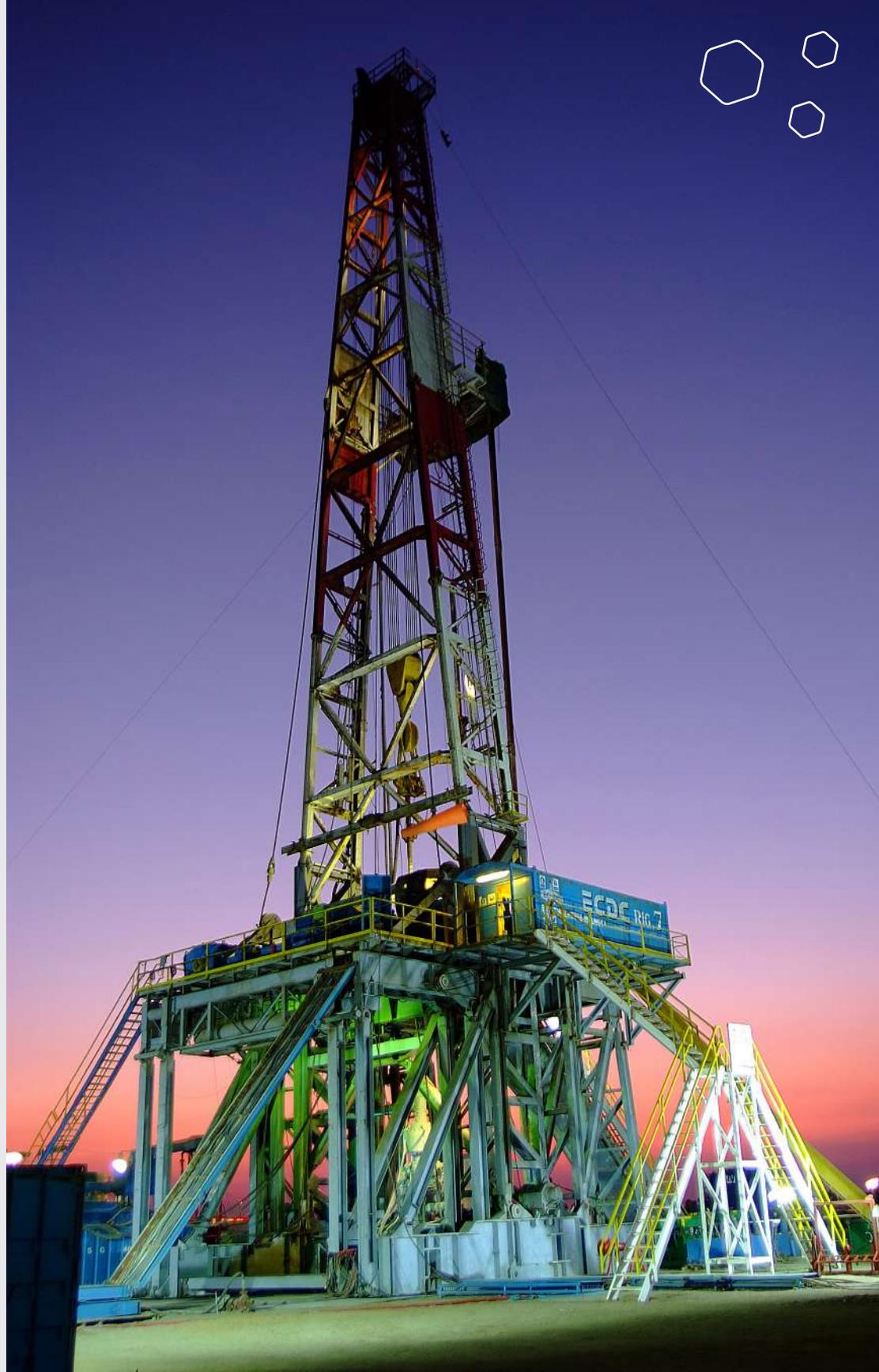


SÍNTESIS DE RESULTADOS

Enap Sipetrol S.A., tuvo en 2017 una utilidad de US\$ 12,4 millones, que se compara con los US\$ 25,5 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2016. Por otra parte, el EBITDA alcanzó a US\$ 148,5 millones, superando los US\$ 135,6 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2016.

El patrimonio de Enap Sipetrol S.A. llega a US\$ 621,8 millones superando los US\$ 609,6 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2016.

El Margen Bruto de Enap Sipetrol S.A. tuvo una variación negativa de US\$ 1,1 millones respecto al ejercicio anterior, explicado por menores ingresos de crudo por menores volúmenes a venta y mayores costos de lifting en Argentina. Lo anterior fue compensado positivamente en parte con aumento de ingresos y márgenes de Ecuador por mayor producción de nuevos pozos y un mayor margen en Egipto debido a menores costos de lifting y menores costos de transporte asociados al funcionamiento del *pipeline*.



ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US\$ 379,5 millones al 31 de diciembre de 2017, los cuales se comparan con US\$ 386,5 millones en el ejercicio 2016.

Los ingresos de actividades ordinarias disminuyeron en US\$ 7,0 millones, originado principalmente en Argentina, que presenta una disminución de US\$ 30,9 millones, debido principalmente a menores ingresos de crudo por menor volumen (-23% vs 2016), e incentivos a la exportación que no aplicaron para el 2017. Asimismo, Egipto presenta una disminución de US\$ 2,2 millones debido a menor volumen (-19% vs 2016).

Lo anterior, se ve contrarrestado con Ecuador, que tiene un aumento de US\$ 26,2 millones asociados a PBH-I y MDC, por mayor producción versus el año anterior (+23% y +20%, respectivamente).

COSTOS DE VENTAS

Los costos de ventas de Enap Sipetrol S.A., al 31 de diciembre de 2017, disminuyeron en US\$ 5,9 millones, manteniéndose el margen de beneficio bruto en 30%, al igual que en el ejercicio anterior.

MARGEN BRUTO

Al 31 de diciembre de 2017 hubo una disminución en el margen bruto respecto del ejercicio 2016, de US\$ 1,1 millones (1,0%), principalmente, por menores ingresos de 1,8%. En tanto, los menores costos de venta disminuyeron en un 2,2%.

La variación del Margen Bruto de US\$ -1,1 millones respecto al ejercicio anterior es producto de una disminución en el margen en Argentina, donde hubo menores ingresos de crudo por menores volúmenes a venta. Lo anterior fue compensado por aumentos en ingresos y margen de Ecuador de US\$ 22,2 millones, por mayor producción (+21% vs 2016) y un mayor margen en Egipto, de US\$ 4 millones, debido a menor lifting cost y menores costos de transporte asociados al funcionamiento del pipeline.

VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Otros gastos por función aumentaron US\$ 40,6 millones, al pasar de US\$22,7 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 63,3 millones, al 31 de diciembre de 2017, principalmente, debido al impairment realizado en Argentina por Pampa del Castillo-La Guitarra de US\$ 34,4, y deterioro por US\$ 21,8 millones en Campamento Central Cañadón Perdido (CCCP). Esto fue compensado parcialmente por la provisión incobrables realizada en el año 2016, por US\$ 13,8 millones, en ENAP Sipetrol Argentina S.A.

Los costos financieros presentaron una disminución de US\$ 9,4 millones respecto al ejercicio 2016, al pasar de US\$ 17,6 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 8,2 millones al 31 de diciembre de 2017, debido principalmente a la obtención de menores tasas en los créditos pactados en el ejercicio 2017, por US\$ 4,7 millones, respecto de 2016 (por la utilización de sobregiros bancarios); y al aumento de la capitalización de intereses por US\$ 6,2 millones, asociado al proyecto PIAM.

ACTIVOS

Al 31 de diciembre de 2017 el total de activos presenta un aumento de US\$ 215,3 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2016. Este aumento se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- Propiedades, planta y equipo, neto; aumentó en US\$ 70,0 millones, al pasar de US\$ 552,2 millones al 31 de diciembre de 2016, a US\$ 622,2 millones al 31 de diciembre de 2017 (12,7%), principalmente, debido a un incremento de US\$ 244,2 millones en adiciones (proyecto PIAM en Argentina), neto de depreciaciones del ejercicio por US\$ 61,9 millones, y neto de la reclasificación a activos para la venta de la inversión de campos petrolíferos Pampa del Castillo-La Guitarra en Argentina, por US\$45,7 y ajuste por deterioro y otros abonos por US\$ 66,6 millones.
- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, que

aumentan en US\$ 40,4 millones, al pasar de US\$ 180,6 millones al 31 de diciembre de 2016, a US\$ 221,0 millones, al 31 de diciembre de 2017, con la matriz ENAP.

- Otros activos corrientes aumenta en US\$ 31,2 millones, al pasar de US\$ 12,5 millones al 31 de diciembre de 2016, a US\$ 43,7 millones, al 31 de diciembre de 2017, principalmente, por US\$ 41,0 millones de aumento en activos clasificados para la venta correspondiente a Pampa del Castillo-La Guitarra. Esto fue compensado en parte por la disminución de Otros activos financieros corrientes, que disminuye en US\$ 10,9 millones, relacionado con "Bonos de la Nación Argentina", BONAR 2024.
- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corriente aumentan en US\$ 25,6 millones, al pasar de US\$ 149,9 millones, al 31 de diciembre de 2016, a US\$ 175,5 millones, al 31 de diciembre



de 2017, principalmente, por un aumento de US\$21 millones en la filial de Ecuador, por una extensión en el plazo promedio de cobro a la Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador, en menor medida por una mayor facturación asociada al aumento de producción.

- Activos por impuestos corrientes aumentan en US\$ 22,5 millones, al pasar de US\$ 19,4 millones al 31 de diciembre de 2016, a US\$ 41,9 millones, al 31 de diciembre de 2017, principalmente, en las cuentas IVA crédito fiscal-Argentina, e impuestos por recuperar en Ecuador y Argentina.

Compensado en parte principalmente por:

- Otros activos no corriente, que disminuyen en US\$ 9,7 millones (96,0%) y corresponde a impuesto por recuperar de largo plazo en filial de Argentina, los cuales al cierre de 2017 fueron reclasificados al corto plazo (rubro impuesto por recuperar).

PASIVOS

Al 31 de diciembre de 2017 los pasivos en su conjunto aumentaron US\$ 203,1 millones con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2016 (55,3%). Las principales variaciones corresponden a:

- Aumento en Otros pasivos financieros corrientes de US\$ 115,8 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2016 de US\$ 64,6 millones a US\$ 180,4 millones, al 31 de diciembre de 2017 (179,3%). Ello estuvo asociado al crédito recibido de 'The Bank of Nova Scotia', The Bank of New York Mellon, Citibank N.A., Banco Itaú Argentina S.A., Banco Santander y BBVA, Banco Francés S.A., compensado en parte por la disminución de sobregiros bancarios por MMUS\$ 16,4.
- Aumento en Otros pasivos financieros no corrientes, de US\$ 49,7 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2016 de US\$ 128,8 millones, a US\$ 178,5 millones al 31 de diciembre de 2017 (38,6%), de-

bido principalmente a aumento en préstamos en filial Enap Sipetrol Argentina S.A., quienes firmaron un contrato de crédito con The Bank of Nova Scotia, como segundo financiamiento del Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) por US\$80 millones.

- Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de US\$ 43,7 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2016 de US\$ 55,9 millones, a US\$ 99,6 millones al 31 de diciembre de 2017 (78,2%). Esto se debió al reconocimiento de deterioros financiero de los Bloques PDC y CCCP y pérdida tributaria en Argentina, de US\$ 14,8 millones.

Compensado en parte principalmente por:

- Disminución en Pasivos por impuestos diferidos de US\$ 28,7 millones, por utilización de la diferencia temporal correspondiente a los activos de Propiedad, planta y equipos.

PATRIMONIO NETO

El patrimonio aumentó desde los US\$ 609,6 millones, del 31 de diciembre de 2016, a US\$ 621,8 millones, al 31 de diciembre de 2017, producto de la utilidad del ejercicio de US\$ 12,4 millones.

An aerial photograph of an oil and gas production facility. The central feature is a tall, white lattice derrick structure. Surrounding it are various pieces of equipment, including a yellow crane, several white storage tanks, and a blue container. The facility is situated in a clearing surrounded by a dense forest of palm trees. The sky is blue with scattered white clouds. A blue hexagonal graphic is overlaid on the left side of the image, containing white text.

**PRODUCCIÓN
DE PETRÓLEO
Y GAS**

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

El volumen de petróleo producido en 2017 fue de 11,2 millones de barriles, cifra que representa una disminución de un 1,7% respecto del año anterior. Esta disminución se explica por una menor producción en Egipto, de un 18,8%, versus el 2016, debido a la declinación natural de los pozos Shahd y a la postergación de la campaña de perforación.

En Argentina, se obtuvo una menor producción, de un 17,7%, respecto de 2016, debido a una mayor declinación en la zona de Bellavista Sur (CCCP) y la postergación de la campaña de perforación. En PDC hubo menor pro-

ducción por declinación y problemas de entrega en El Trébol, junto con los incidentes climáticos de abril y junio que afectaron a ambos bloques.

Sin embargo, esta disminución se ve contrarrestada por Ecuador, ya que existe una mayor producción de un 21,3% en 2017, versus 2016, dados los buenos resultados de los pozos MDC, y en Inchi, por la mayor producción de los pozos pertenecientes al bloque PBH-I.

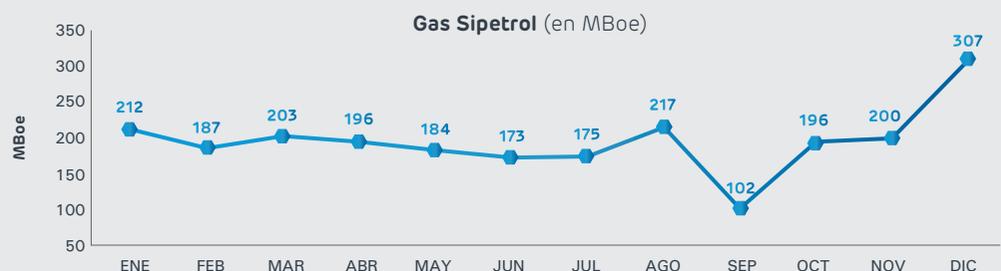
Producción mensual de Petróleo de ENAP Sipetrol (en miles de barriles)
Petróleo Sipetrol (en Mbbls)



PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

La producción 2017 de gas natural alcanzó 400 millones de metros cúbicos (2.351.511 barriles equivalentes), con un incremento de un 1,1% respecto de 2016. Este aumento se explica por la puesta en marcha de la corriente incremental del proyecto PIAM a fin de año.

Producción mensual de Gas de ENAP Sipetrol (en miles de barriles)





Producción de Petróleo y Gas de ENAP 2016 y 2017

PAÍS	2016			2017			VARIACIÓN 2017/2016		
	Petróleo (MBBLS)	Gas (MBOE)	Total (MBOE)	Petróleo (MBBLS)	Gas (MBOE)	Total (MBOE)	Petróleo (MBBLS)	Gas (MBOE)	Total (MBOE)
Argentina	3.038,8	2.325,8	5.364,6	2.500,6	2.351,5	4.852,2	-17,7%	1,1%	-9,6%
Ecuador	4.770,6	0,0	4.770,6	5.787,1	0,0	5.787,1	21,3%	-	21,3%
Egipto	3.590,6	0,0	3.590,6	2.915,2	0,0	2.915,2	-18,8%	-	-18,8%
E&P Internacional	11.400,0	2.325,8	13.725,8	11.202,9	2.351,5	13.554,5	-1,7%	1,1%	-1,2%

SÍNTESIS POR PAÍSES

ARGENTINA

Emplazadas en la Cuenca Austral Marina, ENAP Sipetrol Argentina actúa como operador de las concesiones de explotación en el yacimiento Área Magallanes y en CAM 2/A Sur (Lote Poseidón), con el 50% de participación, y también como operador, con el 33,33%, en el permiso de exploración E2 (ex CAM-1 y CAM-3).

En la Cuenca del Golfo San Jorge, es titular y operador del 100% de la concesión de explotación Pampa del Castillo-La Guitarra. Además, participa como socio, con el 50%, en la concesión de explotación de Campamento Central-Cañadón Perdido, donde el operador es YPF.

En el marco de la Política de Integración Energética acordada entre Argentina y Chile, el Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) -desarrollado por la UTE conformada entre ENAP Sipetrol Argentina e YPF- ha sido relevante. Con una inversión de MM US\$277, ya se cumplieron etapas clave, como el tendido de un nuevo

ducto submarino, desde la costa a la plataforma AM2; el montaje de compresores en la nueva planta que se terminó de construir en la zona de Faro Vírgenes, y se están concluyendo una serie de adecuaciones sobre las plataformas *off shore*.

Este proyecto permite incrementar en más de 60% la producción de gas natural -pasando de 1,2 a 2 millones de m³/día-; y en 25% la producción de petróleo crudo asociado -de 2500 a 3150 bbl/día - en esa área de explotación. En tan sólo 18 meses, se logró llevar a cabo la ingeniería, la movilización del soporte marino para modificar el *top side* de la AM2, el tendido y conexión del nuevo ducto submarino, y la ejecución de las obras civiles para el montaje de la nueva Planta de compresión, entre otros.

Adicionalmente, y como parte del plan de crecimiento iniciado por la filial para proyectar una nueva compañía y posicionarla sustentablemente en un lugar de liderazgo, se licitó y obtuvo

la adjudicación de una nueva área on shore en la zona sur de la Provincia de Santa Cruz. Se trata de El Turbio Este, de 3.195 km², que tiene asociado un plan de exploración con una inversión de más de MM US\$47 en los próximos tres años. Esta nueva área en la Cuenca Austral es lindera con El Coirón, bloque en territorio chileno en el que ENAP viene desarrollando con éxito tight gas y le permite a la filial tener un enfoque binacional en la exploración y producción de hidrocarburos.

Finalmente, y dada la gran experiencia que la filial posee en el *off shore* de la Cuenca Austral, se están evaluando nuevas adquisiciones de áreas costa afuera que permitan crecer aun más en oferta de hidrocarburos para el país y la región.

En Pampa del Castillo-La Guitarra, el desarrollo estuvo focalizado en la recuperación secundaria y se realizaron intervenciones con equipos de *workover* (reparaciones de pozos), y también se continuaron con las actividades de

reparación de pozos en el Campamento Central-Cañadón Perdido.

En el ámbito comercial, el "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural" finalizó el 31 de diciembre de 2017, tal como se encontraba previsto, y el Gobierno Nacional decidió no extenderlo, dejando que los precios se regulen a través del mercado.

Con respecto a la extensión de concesiones, el status actual por bloque es el siguiente:

Área Magallanes (AM):

El día 3 de octubre de 2017, Enap Sipetrol Argentina S.A acordó con CAPEX S.A. los términos y condiciones para la cesión del 88% de la Concesión de Explotación "Pampa del Castillo - La Guitarra", ubicada en la Provincia de Chubut, por un precio de MM US\$33.

La efectiva venta de la Concesión y de todos los derechos y obligaciones derivados de la misma, se encuentra sujeta a la ocurrencia de ciertas condiciones precedentes que deberán

cumplirse en un plazo máximo de tres meses, el cual podrá ser eventualmente extendido por acuerdo entre las partes. La Sociedad oportunamente informará si la concreción de la compraventa se hace efectiva o si la transacción queda sin efecto por no ocurrir las condiciones pactadas.

Área Campamento Central-Cañadón Perdido (CCCP): En esta área, que se comparte en porcentajes iguales con YPF S.A., sigue vigente la prórroga de concesión con la Provincia de Chubut, firmada en 2013.

Producción del Área Magallanes Argentina

La producción de ENAP Sipetrol Argentina, en el yacimiento Área Magallanes, totalizó 678.722 barriles de petróleo y 400 millones de metros cúbicos de gas natural (2.351.511 barriles equivalentes), en 2017, lo cual arroja una producción total agregada de tres millones de barriles equivalentes (BOE).

Estos resultados presentan una leve disminución respecto de 2016 en lo

que se refiere a crudo, debido principalmente a la declinación natural de la producción de petróleo.

CAM 2/A Sur

La plataforma Poseidón, con la que cuenta el Área CAM 2/A Sur, se encuentra sin producir desde diciembre de 2010. Por esta razón, luego de realizar los estudios del caso, junto con el socio YPF se decidió la reversión del Área CAM 2/A Sur a la Provincia de Tierra del Fuego, para lo cual se iniciaron las gestiones con YPF y la propia provincia.

Área E2 (EX CAM-1/CAM-3)

Durante 2014 habían finalizado algunos estudios para el Área E2 (EX CAM-1/CAM-3). Cabe precisar que ENAP Sipetrol Argentina es operadora del Área E2, en la Cuenca Austral Marina (CAM), en virtud del convenio de asociación (firmado en septiembre de 2006) con la compañía estatal argentina Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) y con YPF, ratificando el acuerdo previamente suscripto en febrero de 2006.



Posteriormente, suscribió el Contrato de Unión Transitoria de Empresas E2, que regula la relación de las empresas que participan en esta alianza y ratifica a ENAP Sipetrol Argentina como operadora del Área E2.

Pampa del Castillo-La Guitarra

La producción de ENAP Sipetrol Argentina en el yacimiento Pampa del Castillo-La Guitarra, alcanzó en 2017 los 1,1 millones de barriles, un 17% menor a la obtenida en 2016, debido principalmente a incidentes climáticos extraordinarios y en menor medida a la declinación natural de la curva básica de producción.

En 2017 se tenía programada la campaña de perforación, pero no se realizó, ejecutándose solamente 22 reparaciones de pozos (*workover*).

Campamento Central-Cañadón Perdido

La producción de ENAP Sipetrol Argentina en el yacimiento Campamento Central-Cañadón Perdido, totalizó 0,7 millones de barriles de petróleo crudo en 2017, lo que representa una disminución de un 22% respecto de lo producido en 2016, a raíz fundamentalmente a incidentes climáticos extraordinarios y en menor medida a la declinación natural del yacimiento.

Durante 2017, la campaña de perforación programada no se realizó, debido a la demora en la construcción de la multi-locación por conflictos con la comunidad. Se ejecutaron cinco reparaciones de pozos y una conversión (*workover*).



ECUADOR

Los 14 años de presencia de ENAP SIPEC en Ecuador le ha permitido consolidar su posicionamiento en ese país, a través de la actividad exploratoria, de desarrollo y de explotación en los Bloques Mauro Dávalos Cordeiro (MDC) y Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos (PBH-I).

Por otro lado, continúa la participación en actividades de exploración en el Consorcio Bloque 28, a través de la empresa de ENAP, EOP Operaciones Petroleras S.A.

Actividad exploratoria

En el Área Intracampos del Bloque PBH-I, incorporada al portafolio de Ecuador en el año 2011, se han impulsado actividades de exploración (2011 - 2014) que incluyeron la adquisición e interpretación sísmica y la posterior perforación de dos pozos exploratorios Copal 1 e Inchi 1, siendo este último el primer descubrimiento en el Ecuador que incorporó nuevas reservas a raíz de la renegociación de contratos con la Secretaría de Hidrocarburos en el año 2010.

En función de los resultados del pozo exploratorio Inchi 1, entre los años 2015 y 2017 se han perforado un total de siete pozos de desarrollo y de avanzada en el campo Inchi del área Intracampos. Los resultados exitosos de dichas perforaciones permiten mantener el potencial exploratorio del área.

El Bloque 28 fue incorporado en el 2015, donde EOP Operaciones Petroleras S.A. participa con el 42%, como operador en el consorcio conformado

además por Petroamazonas EP (51%) y Belorusneft (7%). En este bloque se avanzó en actividades previas para la obtención de la Licencia Ambiental y se inició la perforación de un pozo stratigráfico para reducir el riesgo geológico del prospecto Mirador.

Actividad de desarrollo y explotación

En el Campo MDC, cabe recordar que durante el año 2016 se firmó el contrato modificadorio número 3 con la Secretaría de Hidrocarburos que amplió la vigencia de la operación en este Campo, del año 2025 al año 2034 y mejoró la tarifa incremental. Las inversiones de recuperación secundaria comprometidas incluyeron: la perforación de un Re-entry, dos pozos productores y un pozo inyector, actividades que fueron ejecutadas entre los años 2016 y 2017.

Como consecuencia de los resultados obtenidos en los nuevos pozos, se perforaron cuatro pozos adicionales en el año 2017. Estas inversiones junto con otras planificadas para el año

2018, permitieron iniciar en un nuevo proceso de negociación con la Secretaría de Hidrocarburos para mejorar nuevamente la tarifa incremental en el bloque.

En lo que respecta al Campo Inchi del Bloque PBHI, a finales del año 2015, concluyó la perforación de dos pozos de desarrollo. En 2016 se realizó la perforación de cuatro pozos de desarrollo y avanzada y durante el 2017 se realizó la perforación de un pozo de avanzada y la conversión a inyector de uno de los pozos perforados en 2016. Todos estos pozos han resultado exitosos.

Durante el año 2017 se produjeron en Ecuador 5,8 millones de barriles con una producción promedio del año de, aproximadamente, 16,5 mbpd, y una producción de salida de 17,1 mbpd.



NORTE DE ÁFRICA

EGIPTO

El volumen de crudo producido por ENAP Sipetrol Egipto fue de 2,9 millones de barriles, cifra inferior en un 18,8% respecto de 2016, debido a la declinación natural de los pozos del campo Shahd.

Bloque East Ras Qattara

En el Bloque East Ras Qattara se han realizado diversos descubrimientos desde 2007 a la fecha. El desarrollo comercial de dichos descubrimientos es llevado a cabo por el joint venture conformado entre el Consorcio Contratista y la Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC), cada parte con el 50% de las acciones respectivamente.

El año 2014 se perforaron tres pozos de desarrollo, Shahd-SE8, Al Zahraa-4 y Shahd-SE9, que tuvieron resultados positivos. Además, concluyó la perforación del pozo exploratorio Daa-2 y

se perforó un segundo pozo exploratorio, Shahd-4, todos exitosos.

Durante 2015 no se realizaron actividades de perforación, sin embargo, se avanzó en la construcción del Proyecto Pipeline. En 2016, la campaña de perforación tuvo que ser suspendida debido a las restricciones en los permisos militares. Sin embargo, finalizó con éxito la construcción del oleoducto.

En 2017 se postergó la campaña de perforación a la espera de los permisos militares, los que ya se encuentran aprobados.



PROVEEDORES Y CLIENTES

Los principales proveedores de ENAP Sipetrol S.A. corresponden al rubro de servicios petroleros y a compañías dedicadas a la venta de materiales para la exploración y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos.

En Argentina, los principales proveedores son: Pecom Servicios Energía S.A., SP Argentina S.A., San Antonio Int. S.A., Aramark S.A., Bahía Grande LN S.A. y Flight Express (Grupo Modena). Los principales clientes de ENAP Sipetrol S.A. en Argentina son: Oil Combustibles S.A., Axion Energy, AMG Energía S.A. y San Atanasio Energía S.A. El principal cliente en Egipto es: Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC).

Los principales proveedores en Ecuador son: Tuscanly Perforación Petrolera, Tuscanlyperf S.A. Cía. Ltda., Schlumberger del Ecuador S.A., Halliburton Latin America S.R.L., Tenaris Global Services Ecuador S.A., Seguridad Nacional y Profesional Senapro Cía. Ltda., Corporación para los

Recursos Naturales (CORENA S.A.), Transportes Noroccidental Cía. Ltda., Equitramcor Cía. Ltda., Asesoría y Representaciones Comerciales Arcolands C.I.

El principal cliente en Ecuador es la Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador, que paga una tarifa por cada barril de petróleo producido y entregado al Estado ecuatoriano.

SEGUROS

En 2017, Enap Sipetrol S.A., a través de los programas de seguros corporativos contratados por ENAP, que incluyen Responsabilidad Civil, mantuvo cubierto los riesgos derivados de su operación. La respectiva póliza de Responsabilidad Civil estuvo contratada con la Compañía de Seguros Generales Penta Security S.A. y Orion Seguros Generales S.A.

NEGOCIOS EN ALIANZA CON OTRAS EMPRESAS

Área Magallanes, Argentina

Con fecha 4 de enero de 1991, la Sociedad Internacional Petrolera S.A. (hoy ENAP Sipetrol Argentina S.A.) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Sociedad del Estado (hoy YPF S.A.) celebraron un contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de ejecutar trabajos de desarrollo y explotación de hidrocarburos en Área Magallanes, bloque ubicado en la boca oriental del Estrecho de Magallanes, Argentina.

ENAP Sipetrol Argentina S.A. como operador de esta concesión, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área. En el año 2014 se firmó Acuerdo Vinculante para extensión del contrato de asociación con YPF.

Mediante la Decisión Administrativa 1/2016, el Poder Ejecutivo Nacional prorrogó por 10 años el vencimiento de la concesión. En la actualidad, la UTE se encuentra ejecutando en el área el Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM).

Campamento Central-Cañadón Perdido, Argentina

En diciembre de 2000, ENAP Sipetrol Argentina S.A. suscribió con YPF S.A. un acuerdo a través del cual ésta última cedió y transfirió a ENAP Sipetrol Argentina S.A. el 50% de la concesión en la que YPF S.A. era titular para la explotación de hidrocarburos sobre las áreas denominadas Campamento Central-Cañadón Perdido, Provincia de Chubut-República de Argentina, regidas por la Ley N°24.145 y sus normas complementarias. YPF S.A. es la sociedad que realiza las labores de operador en esta concesión.

Durante 2013 YPF S.A. y ENAP Sipetrol Argentina S.A. obtuvieron de parte de la Provincia del Chubut la extensión de esta concesión de explotación hasta el 14 de noviembre del año 2047.

Cam 2 A Sur, Argentina

Mediante decisión administrativa N°14 del 29 de enero de 1999, se adjudicó en favor de YPF S.A. y ENAP Sipetrol Argentina S.A. el Permiso de Exploración sobre el Área "Cuenca Austral Marina 2/A SUR" (CAM 2/A Sur). Con fecha 7 de octubre de 2002, ENAP Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. celebraron el respectivo Acuerdo de Unión Transitoria de Empresas (UTE), designándose a la Sociedad como operadora del área CAM 2/A Sur, ubicada en las provincias de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur y Santa Cruz.

En 2014, impulsado por la mejora en los precios del gas y la vigencia del programa estímulo a la inyección de excedente, se avanzó con estudios de evaluación de factibilidad de perforación al casquete de gas, con el fin de poner en valor los recursos gasíferos remanentes en el área. A fines de 2015 se comenzaron a evaluar diversas alternativas de negocio relacionados con la puesta en valor del área.



East Ras Qattara, Egipto

En el marco del proceso de licitación de concesiones de exploración y explotación de hidrocarburos del año 2002, abierto por la Compañía General Petrolera Egipcia (EGPC) a objeto de adjudicar diversos bloques en el Western Desert, la filial Sipetrol International S.A., en conjunto con la empresa australiana Oil Search Ltd., se adjudicó con fecha 16 de abril de 2003, el bloque East Ras Qattara.

El contrato se firmó el 30 de marzo de 2004 ante el Ministerio del Petróleo egipcio, con una participación del 50,5% (Operador) de Sipetrol International S.A., sucursal Egipto, y del 49,5% restante de Oil Search Ltd.

En el bloque East Ras Qattara se han realizado diversos descubrimientos desde 2007 a la fecha, en conjunto con Petrosahhd, la compañía operadora asociada en la modalidad joint venture con ENAP Sipetrol.

Durante 2015 no se realizaron actividades de perforación, sin embargo, se avanzó en la construcción del Proyecto Pipeline, que finalizó en 2016.

PROPIEDADES, INSTALACIONES Y EQUIPOS

La filial de ENAP, ENAP Sipetrol S.A., titular de la operación de exploración y explotación de hidrocarburos en el extranjero, cuenta con los siguientes activos:

Argentina

Participación en los bloques del Área Magallanes (50%), CAM 2 A Sur (50%); Pampa del Castillo-La Guitarra (100%); y Campamento Central-Cañadón Perdido (50%). Además, participa en estudios de exploración en territorio argentino, en el bloque E2 (33,3%), ex CAM 1 y CAM 3.

Ecuador

ENAP SIPEC, tiene contratos de servicios específicos para la exploración y producción de crudo en los campos Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos (PBHI), de la región amazónica ecuatoriana, cuya operación está a cargo de ENAP SIPEC.

Además, desde comienzos de 2015, EOP Operaciones Petroleras S.A. es la operadora y titular del 42% del Bloque 28 en la zona sur-oriente de Ecuador.

Egipto

ENAP Sipetrol S.A. participa en Egipto con actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el bloque East Ras Qattara, donde posee el 50,5% de participación del Consorcio Contratista. Este Consorcio desarrolla comercialmente dicho bloque a través de un joint venture con Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC), en el que cada uno participa con un 50%.

MARCAS Y PATENTES

La marca ENAP Sipetrol S.A. está debidamente registrada y vigente en Chile, Argentina, Colombia, Perú, Panamá, Egipto y Uruguay. En los países de Brasil y Venezuela están registradas, pero en proceso de renovación o aceptación. No existen patentes registradas.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS Y DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La política de reparto de dividendos de las sociedades filiales de Empresa Nacional del Petróleo, se basa en las instrucciones impartidas en el Oficio N° 526 de fecha 3 de julio de 2006, del Ministerio de Hacienda, el cual establece el traspaso del 100% de las utilidades anuales de éstas.

Adicionalmente, mediante Oficio N°1292 de fecha 15 de julio de 2012 y Oficio N°1125 de fecha 20 de mayo de 2013, ambos del Ministerio de Hacienda, se resolvió mantener una revisión anual de la situación financiera de la Empresa Nacional del Petróleo, para decidir si corresponde autorizar la capitalización de las utilidades de las filiales y de la Empresa Nacional del Petróleo, en tanto se mantenga la situación de pérdida tributaria.

Por los años 2017 y 2016, el Ministerio de Hacienda de acuerdo a los Oficios N° 804/2017 y N°1497/ 2016 y, resolvió suspender para los años 2017 y 2016 la política de distribución del

100% de las utilidades de las filiales de ENAP.

Enap Sipetrol S.A. en su 27° Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 27 de abril de 2017, en virtud de Oficio Ord. N°804 del Ministerio de Hacienda de fecha 18 de abril de 2017, que autorizó a la filial Enap Sipetrol S.A. a capitalizar las utilidades correspondientes al ejercicio 2016, por un monto de MUS\$ 25.543,54. acordó por la unanimidad de los accionistas no repartir como dividendos el resultado del ejercicio económico 2016.

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES DE SOCIEDADES FILIALES:

Durante el año 2017 Enap Sipetrol S.A. percibió dividendos de:

Enap Sipetrol S.A. (Ecuador)
US\$ 45.025.271,81

Enap Sipetrol International S.A.
US\$ 59.905.309,47

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES A ENAP:

Enap Sipetrol S.A. en su 27° Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 27 de abril de 2017, acordó por la unanimidad de los accionistas no repartir las utilidades generadas por el ejercicio económico 2016 y mantenerlas como ganancias acumuladas.




ENAP

**DESARROLLO
SOSTENIBLE**

SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL

ESTRATEGIA CORPORATIVA DE SEGURIDAD

El año 2017 continuó el despliegue de la estrategia de seguridad establecida en el marco del Plan Estratégico de ENAP 2014-2025, el que establece como uno de sus objetivos centrales ser una empresa pública modelo en Seguridad y Salud Ocupacional.

En particular, se avanzó con la implementación del nuevo Modelo Corporativo de Gestión de Riesgos en Seguridad y Salud, fundado en las mejores prácticas de la industria y que se centra en la prevención de incidentes con potencial de causar fatalidades o incapacidad severa de los involucrados, así como en la prevención de enfermedades profesionales.

Fruto principal de este esfuerzo mancomunado, en el año 2017 se cumplió uno de objetivos principales trazados: que todos los trabajadores y colaboradores volvieran con sus familias luego de finalizar su jornada laboral, no teniendo que lamentar accidentes fatales a causa o con ocasión del trabajo.

Los ejes principales en que se sustenta la gestión corporativa en seguridad y salud son:

- Identificar, entender y gestionar los principales riesgos de fatalidad en cada una de las operaciones.
- Implementar y verificar controles críticos para cada uno de estos riesgos de fatalidad.
- Capturar los aprendizajes derivados de accidentes, incluyendo los cuasi-accidentes, mediante el reporte, la investigación y generación de acciones de control para evitar recurrencia.
- Instaurar una cultura de seguridad en la que las prácticas de liderazgo en terreno sean asumidas como propias por los ejecutivos, supervisores, contratistas y operadores.
- Identificar y gestionar los factores de riesgos con potencial de causar enfermedades profesionales en caso de exposición a agentes de distinta naturaleza presentes en las faenas.

Concordante con esta estrategia, en 2017 se impulsó a lo largo de todas las operaciones nacionales e internacionales, una serie de iniciativas y programas orientados a dar cumplimiento de los objetivos trazados.



GESTIÓN DE RIESGO DE FATALIDADES

En 2017 continuó ejecutándose la iniciativa denominada Programa Estructural de Seguridad (PES), proyecto iniciado en 2014, y cuyo objetivo es erradicar los accidentes con consecuencias fatales en ENAP.

Mediante un proceso de diagnóstico y revisión de las mejores prácticas de la industria realizado en 2015, se definieron los Estándares Operativos de las Reglas por la Vida, los que establecen los controles mínimos necesarios en los ámbitos de las instalaciones,

equipamiento y gestión para aquellas tareas identificadas como de alto riesgo con consecuencias fatales.

Todas las unidades de negocio y filiales internacionales, a través de monitores internos formados y acreditados en 2016, iniciaron el proceso de capacitación y entrenamiento a funcionarios propios y colaboradores en dichos estándares.

Asimismo, se realizaron talleres colaborativos con las Mesas Técnicas

del PES conformadas el 2016, con el fin de adecuar los procedimientos internos que norman la ejecución de dichas tareas, siendo uno de los objetivos principales, la homologación de las mejoras prácticas existentes, con el fin de incorporarlas en los procesos de revisión y mejora continua que están en permanente desarrollo en las operaciones de ENAP.



Implementación del Modelo de Verificación de Controles Críticos

Una línea de acción clave emprendida en el 2017, fue la incorporación del modelo de verificación de los controles críticos al PES, con el fin de promover la transformación cultural requerida para asegurar la efectividad y operatividad de esta iniciativa.

Mediante un proceso participativo se establecieron los controles definidos como críticos, esto por su nivel de relevancia e importancia relativa para prevenir la ocurrencia de accidentes con consecuencias fatales, ante su ausencia o falla. Entendiendo que una de las claves de este modelo es el nivel de involucramiento y movilización de toda la organización, se elab-

boraron las Guías de Verificación de Controles Críticos en tres roles principales del proceso: Ejecutor de la tarea, Supervisión de la tarea y Jefaturas o Gerentes de ENAP. Cada uno de ellos aporta una mirada particular y complementaria, para lograr una visión holística que permite verificar el cumplimiento, la efectividad y la mejora del proceso.

En la práctica, el modelo de verificación fue llevado a un formato de preguntas sencillas y precisas para cada uno de los roles: ejecutantes de las tareas, antes del inicio de las mismas; para supervisores, antes y durante su ejecución; y para las jefaturas y ge-

rentes en forma periódica y permanente, como parte de su liderazgo en seguridad.

La verificación con foco en los riesgos de fatalidad fue definida y establecida como una de las prácticas de liderazgo en seguridad requeridas para representantes de la alta administración (gerentes, directores y jefaturas), cómo parte del comportamiento esperado de su liderazgo, con el objetivo de modelar la conducta de las personas a través de dicha verificación. Esta práctica de liderazgo fue medida y evaluada a través de las metas establecidas para todos los ejecutivos de ENAP.

GESTIÓN DE SALUD OCUPACIONAL E HIGIENE INDUSTRIAL

En el ámbito de Salud Ocupacional, en 2017 se avanzó en las definiciones de gestión y de evaluación de los riesgos presentes en los lugares de trabajo, lo que ha permitido controlar posibles exposiciones de las personas a agentes nocivos y, consecuentemente, a evitar que agentes físicos, químicos, biológicos, ergonómicos o psicosociales sean causa de posibles enfermedades profesionales al interior de ENAP. En este contexto, se validó el Estándar Corporativo de Salud Ocupacional de ENAP.

Por otra parte, se realizó una profunda revisión de los procesos de higiene industrial, ergonomía y salud ocupacional en cada una de las operaciones, trabajo a partir del cual se obtuvo una línea base actualizada, identificando las brechas y oportunidades, las que se llevaron a un programa de salud ocupacional a concretar en 2018.

Vigilancia Epidemiológica del Trabajo

En el ámbito de la Vigilancia Epidemiológica del Trabajo, se generaron indicadores y metas con la finalidad

de evaluar el impacto de los agentes de riesgo sobre la salud de los trabajadores expuestos, con un enfoque preventivo. Cabe señalar que en 2017 se alcanzó un 96 % de cumplimiento del programa de exámenes, lo que equivale a la evaluación de 1.418 trabajadores a nivel nacional.

De igual forma, y no siendo exigible bajo el mismo denominador normativo, las filiales internacionales se sumaron a dicho programa, siendo actores de cambio en la aplicación de criterios y conceptos preventivos que trascienden las fronteras.

Vigilancia del Riesgo Psicosocial en el Trabajo

Otro frente de acción importante estuvo relacionado con la aplicación de los protocolos del Ministerio de Trabajo y Salud, incluyendo el protocolo de riesgo psicosocial denominado ISTAS21, en cumplimiento del cual se constituyeron, en cada unidad de negocios a nivel nacional, los Comités de Aplicación (CDA) integrados por representantes de los Sindicatos, Comités Paritarios de Higiene y Segu-

ridad, y de las Gerencias de Recursos Humanos y Salud y Seguridad.

Con el apoyo de la Mutual de Seguridad se dio pleno cumplimiento a la aplicación de la herramienta de análisis que el protocolo exige a las empresas en Chile, determinando los factores principales que puedan desencadenar una patología de orden mental. En base a los resultados preliminares, se establecieron focos de atención para las dimensiones doble presencia y apoyo social de la empresa y calidad de liderazgo.

Cabe destacar que, si bien el protocolo no es una exigencia normativa para las filiales internacionales, la aplicación de la herramienta abarcó también a SIPEC, cuyos resultados están siendo procesados a la fecha de cierre del presente documento.

MEJORAMIENTO DE LA REPORTABILIDAD

En el año 2017, los esfuerzos de los equipos de Reportabilidad y Mejoramiento se enfocaron en reforzar la disciplina operacional de accidentes e incidentes de alto potencial (reporte, investigación y cierre de acciones de control), logrando un 92% de cumplimiento y superando la meta establecida (90%).

Además, se dio especial énfasis al análisis del historial, tanto de las causas identificadas a partir de las investigaciones de accidentes como de los hallazgos derivados de las verificaciones en terreno. Lo anterior tuvo como propósito orientar a la organización respecto de los riesgos, las causas de accidentes, así como identificar los controles críticos ausentes o fallidos, para gestionarlos de manera proactiva, generando planes y acciones de control que permitan disminuir la probabilidad de su ocurrencia o mitigar sus efectos.

Durante 2018 se continuará con dicho esfuerzo mediante la actualización y difusión de un nuevo estándar de gestión de incidentes y material de

apoyo al proceso de investigaciones, que refuercen el aprendizaje organizacional y permitan evitar la repetición de incidentes, junto con la generación de indicadores para incentivar la práctica de los controles críticos asociados a los estándares de control de las Reglas por La Vida y reportar los hallazgos de manera preventiva, identificando y controlando los riesgos antes de que éstos se materialicen en accidentes.

Reforzamiento Capacidades de Investigación

En el marco de mejoramiento del proceso de investigaciones, esencial para capturar el aprendizaje organizacional, se continuó con el entrenamiento y capacitación en la aplicación de la Metodología de Investigación de Incidentes TapRoot®, reforzando tanto la capacidad como las competencias organizacionales en la materia. Así, por una parte, se formaron seis entrenadores en la metodología, cuya misión es la de capacitar, reforzar y asegurar el entendimiento, así como profundizar el conocimiento de los referentes

TapRoot con los que cuenta ENAP actualmente. Por otra, se formaron 14 nuevos líderes de investigación provenientes de las diferentes unidades de negocio y filiales de ENAP, con el fin de dotar de mayor capacidad a la organización en esta técnica de investigación. Así, hoy se cuenta con 84 líderes y especialistas en ENAP, los que velan por un adecuado cumplimiento de la metodología de investigación y facilitan el mejoramiento continuo de los procesos.

Mejoramiento de Herramientas de Gestión (SAP EHSM)

ENAP se encuentra en un proceso de transformación y mejoramiento de sus procesos de negocio, entre otros, mediante la puesta a disposición de herramientas informáticas colaborativas e integradas en la organización. En este contexto, la Gerencia Corporativa de Seguridad y Salud Ocupacional, en conjunto con las Gerencias de Medioambiente y de Tecnología, Información, Automatización y Comunicaciones (TICA), está liderando la implementación de un conjunto



de soluciones tecnológicas integradas, con el objetivo de fortalecer y centralizar la gestión en una misma plataforma y en forma transversal a la organización, potenciando así la confiabilidad, estandarización y simplificación de los procesos y prácticas.

La plataforma SAP EHS (Environment, Health and Safety Management) permitirá, además, integrar información administrada en otros módulos del ERP de ENAP, lo que mejorará significativamente la oportunidad de la información y toma de decisiones.

En el año 2017, el proyecto se focalizó en el diseño de los mapas de procesos y de especificaciones funcionales en los que la implementación de la herramienta se espera tenga mayor impacto, siendo éstos:

- Gestión de Incidentes
- Gestión de Salud Ocupacional e Higiene Industrial
- Gestión de Residuos
- Gestión de Cumplimiento Ambiental

La etapa de diseño significó un esfuerzo importante de un equipo multidisciplinario con representantes

de distintos procesos y operaciones, resultando en el diseño de 20 macroprocesos y más de 180 requerimientos funcionales asociados. La herramienta será instalada y desplegada en 2018, en todas las operaciones controladas por ENAP.

FORTALECIMIENTO DE LA CULTURA DE SEGURIDAD

La revisión de la estrategia de seguridad de ENAP, iniciada a fines del 2016, identificó la necesidad de relevar, por sobre cualquier otro eje de acción, el desarrollo de un Modelo de Liderazgo para la Seguridad orientado al fortalecimiento de la Cultura de Seguridad de toda la organización y de la efectividad de las iniciativas establecidas en esta materia.

Así, el año 2017 se definieron nuevas prácticas de liderazgo en seguridad para los gerentes, jefaturas y ejecutivos de ENAP, focalizándose en tres objetivos centrales de la estrategia:

- Gestionar los riesgos de fatalidad, con el objeto de desarrollar la capacidad de gestión de riesgos de fatalidad en las áreas respectivas.
- Verificar en terreno los controles críticos asociados a tareas de alto riesgo, con el objetivo de modelar la conducta de las personas a través de la verificación de la gestión de los riesgos de fatalidad en terreno.
- Instalar el aprendizaje de accidentes y cuasi accidentes, con el

objetivo de verificar que los aprendizajes obtenidos de la investigación de incidentes de alto potencial (IAP) se están capturando en el área.

Lo anterior ha permitido, por una parte, poner foco en aquellas tareas con mayor riesgo para mejorar y asegurar la implementación de controles y, en segundo lugar, identificar oportunidades de mejora en procesos de investigación.

Reforzamiento de Conductas de Autocuidado

SafeStart® es uno de los programas transversales y emblemáticos instaurado en la organización en materia de autocuidado y desarrollo de la Cultura de Seguridad. Actualmente, se cuenta con más de cinco mil trabajadores capacitados en los cinco módulos base del programa, los cuales poseen un respaldo de 214 monitores certificados activos, distribuidos en todas las filiales de ENAP.

Además, ENAP ha desarrollado módulos complementarios de capacitación,

destinados a llevar a la realidad el conocimiento adquirido con material didáctico desarrollado internamente. Así, en 2017 se entrenaron 857 trabajadores en la aplicación de las técnicas de identificación de los estados emocionales que pueden resultar en errores críticos y, consecuentemente, en accidentes. Por otra parte, se capacitó a más de 2.400 trabajadores de empresas colaboradoras en las prácticas de autocuidado.



IMPORTANTES LOGROS EN LOS ÍNDICES DE ACCIDENTABILIDAD Y SINIESTRALIDAD

El año 2017 se cumplió con el principal objetivo: tener cero fatalidades en ENAP. Otro resultado importante es que se ha dado cumplimiento a las metas de accidentabilidad propuestas, alcanzando un Índice de Frecuencia (IF) de 2,0 (23% menor al obtenido el año 2016 y 11% menor a la meta establecida este año).

Además, en 2017 se logró reducir en un 10% el número de accidentes incapacitantes (54 en 2017 versus 60 en 2016), considerando el aumento en las horas de exposición de 17% (equivalentes a 4.1 millones de horas adicionales comparado con el año anterior), asociadas principalmente a proyectos como PIAM y aquellos relevantes relacionado con las demás UN. Teniendo en consideración que las actividades mencionadas involucran tareas de alto riesgo, estos resultados representan un gran logro.

En las operaciones de Exploración y Producción, tanto Sipetrol Argentina como SIPEC, lograron una mejora de sus índices de accidentabilidad en un 43% y 30%, respectivamente, alcan-

zando ambas filiales valores menores a 1 ACTP por millón de horas hombres trabajadas.

Producto de la gestión de las iniciativas, el esfuerzo sostenido y el compromiso de toda la fuerza laboral, ha permitido disminuir la tasa de siniestralidad, lo que ha significado una reducción en las tasas de cotización adicional por parte del organismo administrador de ENAP, de 0,68% a 0,34%, con un ahorro directo estimado en US\$370.000. Asimismo, Sipetrol ha logrado mantener la tasa adicional en 0%, siendo evidencia concreta que la seguridad es parte integral de las operaciones de ENAP y la consecuencia de un trabajo bien hecho.

También se registró una reducción de 84% en el Índice de Gravedad, a nivel corporativo, medido en los días de licencias de los trabajadores, propios y colaboradores, y los días cargo por fatalidades. De esta manera, se pasó de un valor de 330 en 2016, a 52 días perdidos por millón de horas trabajadas.

RECONOCIMIENTOS Y ENCUENTROS ESPECIALIZADOS

Como se comentó previamente en este capítulo, este año, y por tercera vez consecutiva, el ámbito de seguridad laboral ha sido la dimensión mejor evaluada en la encuesta de clima laboral, lo cual refuerza el compromiso asumido como organización para hacer de ENAP una empresa pública modelo en Seguridad.

Por otra parte, en mayo de 2017, y como cierre de la celebración internacional del Día de la Seguridad y la Salud en el Trabajo, ENAP realizó su tercer Plenario de Seguridad. La jornada, a la que asistieron representantes de las UN en Chile y filiales en Ecuador y Argentina, fue liderada por Marcelo Tokman, gerente general de ENAP. Los ejes centrales del plenario fueron los conceptos "La seguridad y la salud en el trabajo son prioridad para nuestra empresa" y "El desafío de establecer y fortalecer una Cultura de Seguridad en ENAP".

Durante el plenario se distinguió el trabajo de los Comités Paritarios de Higiene y Seguridad de ENAP en ma-

teria de cumplimiento de la normativa vigente (Decretos Supremos N° 54/69 y N° 76/06) y la adopción de efectivos métodos de control de riesgos, destacando:

- **Nivel Oro:** Certificación Magallanes Central.
- **Nivel Plata:** 2 certificaciones (Magallanes Cerro Sombrero y Posesión)

También se reconoció a un grupo de trabajadores por su trayectoria y compromiso, y por dedicar su vida profesional a fomentar, colaborar y participar activamente en las diferentes instancias de gestión de la seguridad y la salud ocupacional que han desarrollado en sus filiales.

Curso de Experto en Prevención de Riesgos

En noviembre de 2017 se dio inicio a un curso inédito de Experto en Prevención de Riesgos, que fue realizado en Punta Arenas por el Servicio Nacional de Geología y Minería (Sernageomin). Dirigido exclusivamente a la industria del petróleo, el curso que tendrá una duración de 11 meses, está dirigido a 26 profesionales de Enap Magallanes, incluyendo trabajadores de empresas colaboradoras. Su propósito es formar a los profesionales en las normativas de seguridad minera y petrolera propias de la industria, aportando así no tan solo al crecimiento profesional de los participantes, sino también al desarrollo de la región en materia de seguridad.



GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL

Uno de los principales hitos de la Gerencia de Medioambiente fue la adecuación de su estructura organizacional para entregar un soporte a los objetivos y desafíos en este ámbito, acorde al Plan Estratégico de ENAP y en línea con la necesidad de implementar un modelo de gestión para las Líneas de Negocio y sus filiales, así como para los proyectos e iniciativas. De esta manera se focalizan los esfuerzos para mejorar el desempeño ambiental, considerando, entre otros, los compromisos ambientales, así como las decisiones estratégicas de la empresa.

Esta nueva estructura consideró la creación de dos nuevas Direcciones que complementan el área de Gestión Ambiental. Las direcciones creadas y sus funciones son:

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS AMBIENTALES:

- Implementar y ejecutar un proceso que asegure el control de calidad, alcances y tramitación de: Consultas de Pertinencia de Ingreso, Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA's) y Estudios de Impacto Ambiental (EIA's).
- Verificar que los proyectos y operaciones consideren el alcance, oportunidad y recursos adecuados para su desarrollo, así como los plazos de tramitación para obtener sus aprobaciones ambientales.
- Revisar y aprobar los documentos que se presenten ante el Servicio de Evaluación Ambiental.
- Mantener actualizada una programación que dé seguimiento a la elaboración y tramitación de Declaraciones y Estudios de Impacto Ambiental.
- Identificar e implementar, junto a las filiales en Chile, estudios ambientales clave/estratégicos para el desarrollo y continuidad de las operaciones.

DIRECCIÓN DE CUMPLIMIENTO:

- Identificar los permisos y normas de carácter operacional, que permitan mantener la continuidad de las filiales, así como los que requieran los futuros proyectos e iniciativas. También debe administrar el sistema de custodia de estos permisos.
- Diseñar procedimientos/procesos que aseguren una correcta interacción, acorde a la normativa vigente, con la autoridad fiscalizadora en materia de permisos sectoriales.
- Proveer a la organización de una definición clara de los roles y responsabilidad en la gestión y cumplimiento de permisos operacionales (ambientales y sectoriales) para todas las operaciones y filiales.
- Auditar las operaciones en materia de cumplimiento ambiental y de permisos, así como dar seguimiento a los hallazgos.
- Validar y aprobar los planes de acción en materia de obtención de permisos y cumplimiento de compromisos ambientales.



- Generar reportes del avance de los planes de acción de cumplimiento de compromisos ambientales y permisos de cada filial, para los gerentes de Líneas de Negocio y la Gerencia General.

GESTIÓN AMBIENTAL:

- Dar seguimiento a los indicadores de gestión ambiental de la empresa de manera integrada.
- Coordinar y dar seguimiento a la implementación y evaluación de los procedimientos ambientales.
- Verificar la correcta gestión de los riesgos con consecuencia ambiental en la empresa.
- Dar seguimiento y validar los verificadores de cumplimiento de las metas medioambientales.
- Diseñar, implementar y ejecutar el plan de capacitación técnica en materia ambiental y de permisos, dirigido a los integrantes de la organización según sus responsabilidades.

- Coordinar la interacción en procesos normativos ambientales al interior de la empresa.
- Participar de la clasificación de incidentes, investigación y cierre de los procesos de los incidentes con consecuencia ambiental, y mantener actualizada la estadística general de los incidentes.

Una estructura similar en roles, distribución de funciones y responsabilidades existe en cada operación local (Chile), respecto de las áreas de medioambiente. En el caso de las filiales internacionales se mantuvo la estructura original, pero velando que se cumplan las mismas funciones antes descritas.

HITOS 2017

Uno de los hitos del período que se informa fue la participación de los diversos equipos de medioambiente de las operaciones y del corporativo en el proceso asociado a la implementación de la metodología de Gestión de Riesgos de ENAP, específicamente, en el rol de primera y segunda línea de defensa, al evaluar, validar y desafiar la consecuencia ambiental de cada uno de los riesgos identificados.

Otro tema importante fue la capacitación del área ambiental de ENAP en la metodología TapRoot®, para poder participar en las investigaciones de los incidentes de alto potencial detectados en las operaciones.

También cabe destacar el proceso de análisis realizado por las diferentes áreas ambientales al Sistema de Gestión de Integridad Operacional (SGIO), con el objetivo de incorporar el ámbito ambiental al cumplimiento de los doce elementos, expectativas y requerimientos que contempla el SGIO.

En materia de Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA), cabe señalar

que en el período que se informa se obtuvieron 11 RCA para los proyectos presentados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), 10 de las cuales fueron obtenidas por ENAP Magallanes.

A continuación, se desglosan los hitos de 2017 en gestión ambiental de Sipetrol:

ENAP SIPETROL ARGENTINA

Cuenca Austral:

- Se realizó la convalidación anual del Plan de Emergencias para derrame en el mar (PLANACON). Esta labor incluyó la realización de simulacros de gabinete y ejercicios con participación simultánea de los comités de crisis de las unidades de negocio Cuenca Austral y Buenos Aires.

El proceso fue auditado por la Prefectura Naval Argentina, obteniendo como resultado su aprobación. Esta instancia fue aprovechada para mantener reuniones con los contratistas involucrados en la potencial respuesta a la emergencia, durante las cuales se evaluaron las capacidades de su personal y el estado de los elementos para el manejo de derrames.

- Se realizó la Auditoría de Evaluación Inicial Ambiental (AEIA) del Área Magallanes en cumplimiento de la ley de Evaluación de Impacto Ambiental de la Provincia de Santa Cruz.

- Se obtuvieron los certificados de inscripción como generador de residuos peligrosos y de residuos petroleros ante la Provincia de Santa Cruz.
- Se trabajó en el seguimiento del cumplimiento legal ambiental, a través de autoevaluaciones de cumplimiento de permisos, que culminaron en una auditoría externa.

PIAM:

- La gestión ambiental del Proyecto PIAM se centró en la implementación de las medidas preventivas y de monitoreo ambiental establecidas en el Plan de Protección Ambiental, que fue comprometido ante las autoridades en el Estudio de Impacto Ambiental, aprobado mediante Disp. N°478-SMA-15.
- Se continuó con la aplicación del acuerdo marco de asistencia y colaboración recíproca con el Consejo Agrario Provincial celebrado en 2016, para el manejo sustentable de fauna en la Reserva Faro Vírgenes. El mismo contempló la

participación de guardafaunas para la protección y atención de pingüinos que pudieran acceder circunstancialmente a las áreas de proyecto.

- Otra actividad desarrollada en conjunto con el Consejo Agrario Provincial fue el retiro de ejemplares “matas verdes” en las trazas de los ductos terrestres para su posterior replantación.
- Se realizaron actividades de resiembra con especies autóctonas en las áreas que fueron intervenidas durante el tendido de los ductos terrestres.
- Se pudo verificar que las obras en tierra del PIAM concluyeron sin incidentes ambientales y, especialmente, sin afectar a la colonia de pingüinos de la Reserva Faro Vírgenes, en el peak estacional de su población.
- El Consejo Agrario Provincial realizó la certificación y aceptación de las áreas que fueron liberadas luego de la desmovilización de los equipos e instalaciones de obra.

Octans-Pegaso:

- Se dio inicio al proceso de evaluación de impacto ambiental del proyecto “Registro sísmico offshore 3D Octans-Pegaso”. Esto incluyó el inicio del procedimiento administrativo, la realización de una reunión informativa para las autoridades de la Provincia de Santa Cruz, el desarrollo del estudio técnico de impacto ambiental y su ingreso formal ante la Secretaría de Estado de Ambiente de dicha provincia.
- En paralelo, se elaboró un plan de comunicación con otros *stakeholders* del proyecto y se mantuvieron reuniones con ONG’s ambientalistas para darlo a conocer y recibir comentarios.

El Turbio Este:

- En la Provincia de Santa Cruz, cerca de Cuenca Austral, se inició la gestión del proceso de Evaluación de Impacto Ambiental del proyecto de sísmica 3D El Turbio (nueva área adquirida por Enap Sipetrol

Argentina S.A.) Esto incluyó la elaboración de las especificaciones para el desarrollo del estudio técnico de impacto ambiental y la realización de relevamientos de campo para elaboración de la línea de base ambiental.

Pampa del Castillo:

- Se realizó un relevamiento de potenciales pasivos ambientales en el yacimiento.
- Se realizó la apertura y limpieza de tanques, previo a las auditorías ambientales requeridas por Resolución 785/05.
- Se realizaron actividades de mejora ambiental de instalaciones de campo, según Resolución 105/92.



SIPEC

Seguimiento a los Planes de Manejo Ambiental de los Bloques PBHI y MDC:

- Durante 2017 se ejecutaron los monitoreos ambientales en los Bloques PBHI y MDC, determinándose el cumplimiento al 100% de los límites máximos permisibles en los parámetros monitoreados para descargas líquidas de plataformas.
- De igual manera, respecto del monitoreo de emisiones a la atmósfera desde fuentes fijas de combustión, los reportes de monitoreo determinan el cumplimiento al 100% de los límites permisibles especificados en la legislación ambiental vigente. Dichos monitoreos fueron realizados con una periodicidad trimestral por un laboratorio ambiental acreditado ante el Servicio de Acreditación Ecuatoriana (SAE).
- Se realizaron procesos de reforestación en áreas de amortiguamiento de las distintas plataformas que conforman principalmente el Bloque PBHI, en un 67%, y en MDC, en

un 33%, obteniéndose un área reforestada total de 7,30 Ha con 3.381 especies sembradas entre árboles y frutales propios de la zona.

- En enero de 2018, SIPEC se convirtió en la primera operadora petrolera de Ecuador en obtener la Certificación de Carbono Neutral para todas sus operaciones. Este gran logro se obtuvo luego de cumplir con el proceso de estimación de la huella de carbono, proponer la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y compensarlas.

Gestión de Pasivos Ambientales:

- Durante el año 2017, SIPEC intervino el pasivo ubicado en PSO-08 (pasivos ambientales preexistentes de otras operaciones), conforme al Programa de Remediación Ambiental multianual. Por otro lado, se concluyeron los estudios técnicos para la caracterización de las fuentes de interés y, sobre la base de esta información, se emitió un informe que forma parte de

la Auditoría Ambiental 2013-2015 presentada a la autoridad ambiental de control para su aprobación.

Licencias Ambientales:

- En torno al Bloque 46 MDC, durante el año 2017 se desarrolló la Reevaluación Ambiental, para la perforación de tres pozos de desarrollo y un pozo inyector en las plataformas existentes del bloque, estudio que fue aprobado en febrero de 2017 por el Ministerio del Ambiente. Este permiso aprobó la perforación de los pozos MDC-28 y MDC-29, en la locación existente MDC-02; MDC-27 en la locación existente MDC-20, y el pozo MDC-30, en la locación existente MDC-12.



COMPROMISO CON LAS COMUNIDADES

SIPETROL ARGENTINA

Durante 2017, el monto de inversión social de Sipetrol Argentina ascendió a US\$150.200. Los siguientes son los hitos en el ámbito de Relacionamento con Comunidades durante este año:

Entrega de material para reutilización

Como cada año, Sipetrol Argentina colaboró entregando material de rezago a reutilizar a organizaciones de la provincia de Chubut, una de las áreas de influencia en la que la empresa desarrolla sus operaciones. Por este concepto se alcanzó a las Instituciones Boys Scouts de Rada Tilly y Policía de la Provincia de Chubut, destacamento Garayalde, con los siguientes materiales: 945 tubing, 685 varillas de bombeo y 30 postes de madera.

Prácticas profesionales

En materia de educación y capacitación, destaca la participación en el Programa Internacional de Prácticas Profesionales, conforme al cual ocho estudiantes de distintas universidades de Estados Unidos se integraron a Sipetrol, entre junio y agosto de 2017.

Al culminar sus pasantías, se realizó la presentación final de los proyectos de los jóvenes.

Cultura

En cuanto a las iniciativas culturales, Sipetrol auspició la muestra "Manifestaciones Arqueológicas y Antropológicas de la Provincia de Santa Cruz", exposición realizada en las salas del Complejo Cultural del Museo Regional Padre Jesús Molina, en Río Gallegos, con piezas que ilustraban el patrimonio cultural y natural de la región.

Encuentro sobre Eficiencia y Sustentabilidad

También se participó en las 20° Jornadas Técnicas para Incrementar la Eficiencia y la Sustentabilidad en Yacimientos Maduros, llevadas a cabo en Comodoro Rivadavia, acompañando al Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG), como sponsor. Las Jornadas, realizadas los días 16 y 17 de agosto, estuvieron orientadas a optimizar la producción mediante el desarrollo de ideas y tecnologías inno-

vadoras que puedan ser de aplicación en este tipo de yacimientos, dando a conocer los avances y nuevas experiencias en la industria del petróleo y del gas, así como su relación con los costos de producción.

Aporte a comunidades vulnerables

Ratificando su política de inclusión, Sipetrol nuevamente estuvo comprometida con la iniciativa de La Usina (asociación sin fines de lucro), que fomenta la autonomía social y económica de los trabajadores con discapacidad, entregando a sus colaboradores una caja con productos navideños preparada por los integrantes de RedActivos Asociación Civil. Incorporando a esta agrupación en la cadena de valor, la empresa busca fomentar la interacción social y la realización laboral de las personas con discapacidad, para lograr que ejerzan plenamente su condición de ciudadanos activos.

Para las fiestas de fin de año, la empresa se unió al IAPG para compartir y fomentar el espíritu solidario, median-

te la iniciativa "Navidad compartida 2017", con el fin de generar encuentros con familias de zonas vulnerables de la ciudad de Río Gallegos. Desde la operación en Área Magallanes, los integrantes de Sipetrol Argentina colaboraron con la venta de bonos solidarios, para luego convertirlos en aportes en alimentos, los que fueron entregados a los miembros de la comunidad.

Apoyo en catástrofes

Por otro lado, la ciudad de Comodoro Rivadavia, en la provincia de Chubut, sufrió la peor escalada de lluvias de los últimos años, con más de 220 milímetros de agua caída en 72 horas, razón por la cual se decretó "zona de catástrofe", debiendo ser evacuadas 7.600 personas. Para contribuir a mitigar los efectos de las inundaciones, Sipetrol colaboró con la gobernación enviando alimentos recolectados en una campaña solidaria y voluntaria llevada a cabo por los colaboradores de la empresa, tanto en Buenos Aires como en Cuenca Austral. Además, se realizó un aporte adicional de más de

5.000 artículos de limpieza, 6.000 productos de higiene personal, cerca de 13.000 alimentos no perecibles y cientos de kits escolares para todos los afectados.

La compañía estuvo en contacto permanente con su operación en el Golfo San Jorge y con las autoridades locales y puso a disposición de la provincia equipamiento y personal para colaborar con el reacondicionamiento de la ciudad: una moto-elevadora, una retroexcavadora 4 x 4 y un móvil de tendido de líneas fueron utilizados para realizar tareas de remediación en el lugar.

Asimismo, a raíz de la desaparición en noviembre del submarino de la Armada de la República Argentina, ARA San Juan, con 44 tripulantes a bordo, Sipetrol tomó contacto con esa institución y puso a su disposición el buque de la empresa "Sophie Siem", para ser utilizado en las operaciones de búsqueda y rescate. La nave prestó servicios desde el domingo 19 de noviembre, fecha en que llegó a Comodoro Rivadavia, hasta el jueves 28



de diciembre, fecha en que regresó al Área Magallanes, para seguir cumpliendo con sus tareas habituales.

Convenios de cooperación

Respecto del cuidado del entorno, Sipetrol firmó un convenio de cooperación con la Secretaría de Medio Ambiente de la Provincia de Santa Cruz, para la realización de un estudio integral de cambio climático en la zona. El convenio estipula que la empresa aportará equipamiento especializado y capacitación específica a becarios para que la citada repartición, en conjunto con otras instituciones, como el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria, profundicen en los efectos del calentamiento global en el régimen hídrico de la provincia. Los resultados de este análisis serán una valiosa fuente de información a la cual Sipetrol tendrá acceso para utilizar como recurso durante el desarrollo de sus nuevos proyectos en Santa Cruz.

Integridad operacional

Una importante iniciativa de 2017 fue el lanzamiento del Sistema de Gestión de Integridad Operacional (SGIO) de Sipetrol, como instrumento para alcanzar los objetivos estratégicos y demostrar un sólido desempeño en la confiabilidad de las operaciones, cuidado del medioambiente, seguridad y salud del personal, los contratistas y las comunidades vecinas. A través del SGIO, se diseñan, modelan, organizan, documentan y mejoran de forma continua los distintos procesos de la organización.

Estudio de Percepción

En otro ámbito, la empresa contrató a Isonomía Consultores para realizar un estudio cuantitativo y cualitativo de nivel de conocimiento, percepción y expectativas de la comunidad respecto de la industria y, en particular, de Enap Sipetrol. Esta iniciativa nace del cada vez mayor arraigo de la compañía en territorio argentino, proyectando mayores inversiones, lo que exige medir la percepción de los diferentes

grupos de interés con los que la empresa se vincula, como un actor relevante en el desarrollo de prácticas y acciones que significan beneficios concretos para las comunidades.

Los resultados de este estudio serán una herramienta de diagnóstico que permitirá a la empresa diseñar acciones respondiendo a las expectativas de los distintos *stakeholders*, creando valor y asegurando la sostenibilidad de sus actividades a lo largo del tiempo.

SIPEC

Durante 2017, el monto de inversión total en proyectos de salud, educación, fortalecimiento comunitario y compensaciones ascendió a US\$ 1.430.696. A continuación, un resumen de los principales avances del Plan de Gestión Comunitaria en el período informado.

Plan de Gestión Comunitaria 2017

A través de los tres ejes del Plan de Gestión Comunitaria, SIPEC busca mantener buenas relaciones con sus grupos de interés, apoyando a todas las comunidades del AID (Área de Influencia Directa). Sobre dicha base, se ejecutan actividades a diario, lo que contribuye de manera significativa al desarrollo de las personas de la comunidad y al normal desempeño de las operaciones en los Bloques MDC y PBHI.

Área Salud

La atención médica y odontológica fue desarrollada a través de la empresa "Misión Salud", incluyendo un enfoque dirigido a capacitaciones periódicas bajo el criterio de que es mejor "prevenir que curar". Esto ha motivado a que las personas de las comunidades busquen alternativas para prevenir enfermedades, promoviendo el autocuidado y rompiendo el paradigma de que la medicina es únicamente curativa. Esta actividad fue concebida como un complemen-





to a la atención médica y odontológica, que, con la debida coordinación y notificación, se ha brindado en cada una de las comunidades de las áreas de influencia directa de SIPEC.

Se capacitó a 35 voluntarios de salud en una actividad conjunta para representantes de las comunidades aledañas, tanto del Bloque MDC como del Bloque PBHI, y se alcanzó una cobertura en las atenciones que incluyó a 26 comunidades y 17 centros educativos (las atenciones médicas y odontológicas son registradas en reportes diarios).

También se llevó a cabo la campaña de salud oral, enfocada en los Centros Educativos del AID, buscando fortalecer la importancia de la higiene bucal y el adecuado cepillado. Asimismo, se entregó un kit que incluyó pasta dental, cepillo de dientes y vaso. Además, se impartieron charlas referentes al manejo adecuado de alimentos, prevención de enfermedades venéreas, uso responsable de medicinas y del agua.

Área Educación

Durante el año se benefició a un total de 42 estudiantes con el Programa de Becas Estudiantiles (de escolaridad), 23 del Bloque MDC y 19 del Bloque PBHI. El aporte consiste en un apoyo mensual para su colegiatura y movilización, y un aporte anual para la compra de uniformes, y útiles escolares. Los dos mejores estudiantes del programa (uno por cada bloque) recibieron un reconocimiento, haciéndose entrega de una computadora a cada uno.

El Programa de Becas Universitarias tiene cuatro beneficiarios: dos en el Bloque MDC y dos en el Bloque PBHI. El apoyo consiste en un aporte económico para que puedan cubrir sus gastos de pensión, matrícula, transporte, hospedaje (en el caso de que aplique) y útiles. A través del personal de Relaciones Comunitarias se realiza un seguimiento permanente a los estudiantes de ambos programas.

Con el proyecto Huerto Escolar se apoyó las actividades de las escuelas Luis Urdaneta de la Comunidad 10 de Agosto, Gabriel Tanguila, de la Comu-

na Corazón de Oriente, y Yaguachi, de la Comunidad Las Minas.

Por medio del proyecto Mochila Escolar se colabora con la entrega de un kit para el inicio del año en las comunidades del AID. En 2017, se entregaron 2.700 mochilas, cuya confección estuvo a cargo de una asociación comunitaria reconocida bajo la Superintendencia de Economía Popular y Solidaria – ASOTEXSHUAR-.

Durante todo el año igualmente se apoyó a los niños y niñas de la Comunidad Kichwa Corazón del Oriente, en el Bloque PBHI, con el pago de un bus para sus traslados escolares, siendo permanente el servicio de transporte en el Bloque MDC.

Además, se realizó un levantamiento de las necesidades en infraestructura escolar en las instituciones dentro de las áreas de influencia directa. En función de ello, se procedió a realizar distintos aportes: pintura, refacción en los centros educativos y materiales didácticos para el año escolar.

En materia de desarrollo y fortalecimiento comunitario, se realizó contra-

tación de mano de obra local. SIPEC mantiene contratos de servicios con algunas comunidades, asociaciones y compañías del AID, junto con contratos civiles con grupos de propietarios de fincas independiente, para limpieza del derecho de vía de las líneas de flujo y oleoducto.

Compensación Social

Las directrices de gestión comunitaria de SIPEC consideran, entre otros aspectos, firmar convenios de compensación social por eventuales impactos en las comunidades de las AID, conforme la regulación local.

En 2017 se dio cumplimiento a los convenios de Reevaluación del Bloque MDC, firmados con las comunidades Nueva Esmeralda, Virgen del Carmen, Santa Rosa, Huamayacu 2 y 10 de Agosto. Estos convenios comprenden la entrega de materiales de construcción para mejoras en viviendas, pozos de agua, entrega de plantas de cacao, ganado, herramientas agrícolas, entre otros.

También se cumplió con la entrega de materiales de construcción para

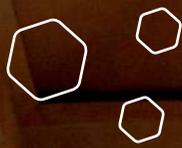


mejoras en viviendas y otros, según el convenio firmado con la comunidad Yanayacu, por la construcción de vías, líneas de flujo y plataforma Inchi B.

Asimismo, se cumplió con la entrega de materiales de construcción para el mejoramiento de viviendas a la comunidad La Magdalena, por la habilitación de la vía de acceso, líneas de flujo y plataforma Inchi C.

Socialización de Proyectos

Reevaluación del Bloque MDC: Se instalaron las mesas de información, y se llevaron a cabo las audiencias públicas dentro del proceso de participación social en las comunidades Nueva Esmeraldas, 10 de Agosto y Huamayacu 2.



SIPETROL EGIPTO

Visita de Marcelo Tokman a Egipto

El Gerente general de ENAP, Marcelo Tokman, viajó a Egipto entre los días 24 y 27 de febrero, oportunidad en la que se reunió con el Ministro de Petróleo del gobierno local para tener una visión comercial cercana y fortalecer la presencia de la empresa en dicho país. El ejecutivo también aprovechó de visitar el campo ERQ y asistió a la inauguración de las nuevas instalaciones de Sipetrol Egipto.

Actividades de RSE

Continuando con las iniciativas de Responsabilidad Social Empresarial de Sipetrol Egipto, se invitó a estudiantes de la Facultad de Ingeniería en Petróleo de la Universidad de Suez a participar en un taller dictado por especialistas de ENAP sobre tecnologías de producción.

Aniversario de Sipetrol Egipto

En 2017, Sipetrol Egipto celebró su décimo quinto aniversario. Los festejos incluyeron la invitación a trabajadores destacados a un cruce

de tres días por el Nilo junto a hijos y familiares, durante el cual se distribuyeron reconocimientos a empleados con quince, diez y cinco años de servicios en la empresa. De esta forma, se logró el objetivo de fomentar el turismo interno y reforzar el sentido de pertenencia en colaboradores que han crecido junto con la compañía.

Día de la familia

Durante dos noches, del 21 de septiembre al 23 de septiembre, y bajo el lema "Compromiso", Sipetrol Egipto celebró el Día de la Familia. La ocasión sirvió para organizar diversas actividades y juegos. Estas iniciativas de carácter lúdico permitiendo mejorar las relaciones entre los trabajadores, creando un clima de colaboración y de mayor compromiso.

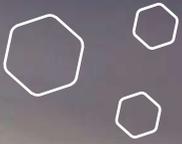
Sipetrol une a Egipto y Chile

Lo principales ejecutivos de Sipetrol Egipto fueron invitados por el embajador de Chile en ese país, Fernando Zalaquett, a participar en la colocación de una ofrenda floral en honor al Libertador General Bernardo O'Higgins,

en una ceremonia realizada el día 20 de agosto de 2017 y que también contó con la presencia del gobernador general de El Cairo, Mohamed Ayman. El 17 de septiembre, asimismo, la plana ejecutiva de la empresa asistió a la celebración de las Fiestas Patrias, en un trabajo conjunto con la Embajada de Chile en Egipto.

Adicionalmente, Sipetrol Egipto recibió un reconocimiento por parte del gobierno local por sus más de 15 años contribuyendo con la exploración y explotación de recursos energéticos en ese país.

Por otro lado, la empresa fue parte de un programa de conferencias sobre la experiencia chilena y egipcia en la defensa de los derechos de la mujer, y las mejoras y desafíos en esta materia, actividad que fue organizada por la Embajada de Chile y a la que asistieron autoridades diplomáticas chilenas, la ex Ministra de la Mujer y la Equidad de Género, Carmen Andrade, y la doctora Maya Morsy, Presidenta del Consejo Nacional de la Mujer en Egipto.



A group of five workers, three men and two women, are standing on a rope bridge. They are all wearing orange protective suits with reflective silver stripes on the sleeves and legs. They are also wearing white or black hard hats and safety glasses. The background shows a vast, open landscape under a sky with a gradient from blue to purple. The workers are smiling and looking towards the camera. A large, light blue, rounded hexagonal shape is overlaid on the right side of the image, containing the text "EMPRESAS RELACIONADAS" in white, bold, uppercase letters.

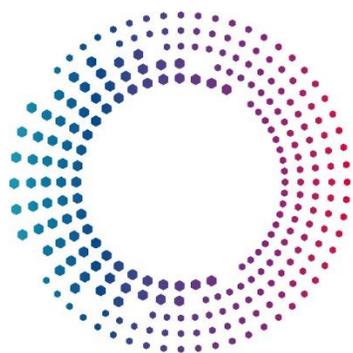
**EMPRESAS
RELACIONADAS**

SOCIEDAD	RUT	DOMICILIO ESTATUTARIO	FECHA DE CONSTITUCIÓN	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO	OBJETO SOCIAL	PRESIDENTE DIRECTORIO
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (E&P)						
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	0-E	Tucuman 1, Buenos Aires, Argentina	17.071.997	MARSS 15.029	La exploración y explotación de hidrocarburos, compraventa, importación, exportación, almacenamientos y transporte de hidrocarburos y sus subproductos; su refinación y comercialización; montaje, construcción, y operación de instalaciones y estructuras de perforación, elaboración y procesamiento mineras y petroleras; prestar servicios de asesoramientos relacionados a las actividades anteriores; operación de plantas petroquímicas.	Hesketh Streeter
PETROFARO S.A.	0-E		20.05.1992	MUSS 20.318	Estudio, exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos y demás minerales, su industrialización, transporte y comercialización y de sus derivados. Generación de energía eléctrica a partir de hidrocarburos; Realización de inversiones y aportes de capital con exclusión de las previstas en la ley de entidades financieras, y otras para las que se requiera el concurso público.	Daniel Abraham
PETRO SERVICIO CORP S.A.	0-E		25-04-03	MARSS2.000	Ejecución de labores destinadas a la exploración, explotación, estudio, investigación, arrendamiento de equipos, maquinarias y campamentos, prestación de servicios destinados a la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, y en general desarrollar cualquier actividad industrial, minera y comercial relacionada con yacimientos de hidrocarburos.	Ariel Azar Núñez
SIPETROL INTERNATIONAL S.A.	0-E	Montevideo, Uruguay	Adquirida en junio de 1998	MUSS66.747	En el exterior: Inversiones; Operaciones de Comercio Internacional; Operaciones financieras; Operación comerciales, industriales, en diversos ramos; Toda clase de operaciones con bienes inmuebles. En el país podrá efectuar actividades permitidas por la Ley 11.073.	Hesketh Streeter
EOP OPERACIONES PETROLERAS S.A.	0-E		5.01.2015	MUSS2.659	La actividad hidrocarburífera incluyendo a exploración, explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos.	Diego Díaz
TERMINALES MARÍTIMAS PATAGÓNICAS S.A.	0-E		6.01.1994	MUSS 15.939	Prestación de servicios de almacenaje y embarque de hidrocarburos.	Federico Caldora
COMPAÑÍA LATINOAMERICANA PETROLERA S.A.	96.668.110-1	Ciudad y comuna de Santiago	31.12.1992	M\$ 3.101.208	Exploración y producción de hidrocarburos en el extranjero.	Lorenzo Gazmuri

DIRECTORIO DE LA SOCIEDAD				DIRECTORES, GERENTE GENERAL O EJECUTIVOS PRINCIPALES DE ENAP EN DIRECTORIO		PROPORCIÓN DE LA INVERSIÓN SOBRE EL TOTAL DE ACTIVOS DE ENAP	
DIRECTORES TITULARES	DIRECTORES SUPLENTE	GERENTE GENERAL	PARTICIPACIÓN ENAP	DIRECTORES TITULARES	DIRECTORES SUPLENTE	RELACIONES COMERCIALES	ACTOS O CONTRATOS CELEBRADOS
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (E&P)							
Martín Cittadini Roberto Abraham, Hernán Flores, Miguel Pesque.	Lisandro Rojas	Martin Cittadini (Ejecutivo Principal Sipetrol)	ENAP SIPETROL S.A. 99,5 % ENAP 0,5%	Hesketh Streeter, Martin Cittadini.	Hesketh Streeter, Martin Cittadini.	No hay	No hay
Luis Díaz Alberto Rivero Francisco García	Walter Fernandez Marcos Cristobal Hirsch	No Aplica	ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. 50%	No hay	No hay	No hay	No hay
Diego Blanco, Andrea Sabignoso	No Aplica	No Aplica	ENAP SIPETROL S.A. 99,5% ENAP 0,5%	No hay	No hay	No hay	No hay
Hesketh Streeter, Lisandro Rojas Galliani	No Aplica	No Aplica	ENAP SIPETROL S.A. 100%	Hesketh Streeter, Lisandro Rojas	No hay	No hay	No hay
No Aplica	No Aplica	Eduardo Tapia (Ejecutivo Principal Sipetrol)	ENAP SIPETROL S.A. 99% ERSA 1%	No hay	No hay	No hay	No hay
CLASE A: Gustavo Carlos Monti Daniel Eduardo Valencio Rodolfo Eduardo Berisso Néstor Hugo Falivene Martín Cittadini. CLASE B: Andrés Marcelo Scarone, José Miguel Márquez	CLASE A: Luis F. De Ridder, Alberto D. Massacese, Esteban Rivarola, Walter S. Fernández, Daniel G. Ciaffone, Walter José Ramón Tomás. CLASE B: Raúl Ángel Rodríguez, Gustavo E. Di Luzio	Daniel Scalise	ENAP SIPETROL S.A. 13,79%	Martin Cittadini	No hay	Enap, a través de SIPETROL, recibió servicios de almacenaje y embarques de hidrocarburos.	No hay
Lorenzo Gazmuri S., Leonardo Ljubetic, Federic Chaveyriat, Heskeet Streeter, Alvaro Herculani.	Ramiro Méndez, Juan Carlos Carrasco, Ramon Concha, Lisandro Rojas Galliani, Denisse Abudinen.	Ramón Concha B.	ENAP 20% ENAP SIPETROL S.A. 20% *	Heskeet Streeter	Lisandro Rojas, Denisse Abudinen.	Socios comerciales en proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en el exterior	No hay



**ESTADOS
FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**



ENAP

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016

ENAP SIPETROL S.A.

2017

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Presidente y Directores de
Enap Sipetrol S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enap Sipetrol S.A. y filiales, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB"). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

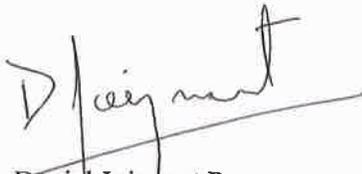
Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enap Sipetrol S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").



Santiago, Chile
Enero 29, 2018



Daniel Joignant P.
Rut: 10.732.096-2

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 y 2017
(En miles de dólares - MUS\$)

	Nota N°	<u>31.12.2017</u> MUS\$	<u>31.12.2016</u> MUS\$
ACTIVOS			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	39.701	32.552
Otros activos financieros, corrientes	8	807	11.678
Otros activos no financieros, corrientes		1.900	784
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	9	175.521	149.915
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	8.156	89
Inventarios, corrientes	11	19.810	7.633
Activos por impuestos, corrientes	12	41.867	19.404
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		<u>287.762</u>	<u>222.055</u>
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	33	<u>40.991</u>	<u>-</u>
Total activos corrientes		<u>328.753</u>	<u>222.055</u>
Activos no corrientes			
Otros activos financieros, no corrientes	8	7.664	7.783
Cuentas por cobrar, no corrientes	9	226	10.042
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	10	220.974	180.617
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	127	123
Propiedades, planta y equipo	14	622.225	552.226
Derechos de uso	18	7.612	-
Activos por impuestos diferidos	12	4.349	3.851
Total de activos no corrientes		<u>863.177</u>	<u>754.642</u>
TOTAL ACTIVOS		<u><u>1.191.930</u></u>	<u><u>976.697</u></u>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 y 2017
(En miles de dólares - MUS\$)

	Nota N°	31.12.2017 MUS\$	31.12.2016 MUS\$
PATRIMONIO Y PASIVOS			
PASIVOS			
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros, corrientes	19	180.424	64.573
Pasivos por arrendamientos, corrientes	18	2.197	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	20	99.608	55.922
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	15.628	13.409
Pasivos por impuestos, corrientes	12	22.350	7.997
Provisiones por beneficios a los empleados, corrientes	22	18.089	17.401
Otros pasivos no financieros, corrientes		53	2.167
Total pasivos corrientes		338.349	161.469
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros, no corrientes	19	178.474	128.848
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	18	5.559	-
Otras cuentas por pagar, no corrientes	20	756	1.751
Otras provisiones a largo plazo	21	34.288	36.086
Pasivo por impuestos diferidos	12	4.534	33.191
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	22	5.777	5.462
Otros pasivos no financieros, no corrientes		2.363	293
Total de pasivos no corrientes		231.751	205.631
Total pasivos		570.100	367.100
Patrimonio			
Capital emitido	23	674.063	639.222
Resultados acumulados		12.593	34.841
Primas de emisión		9.371	9.371
Otras reservas	23	(74.590)	(74.462)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		621.437	608.972
Participaciones no controladoras	24	393	625
Total patrimonio		621.830	609.597
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		1.191.930	976.697

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS POR FUNCIÓN
 POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
 (En miles de dólares - MUS\$)

	Nota N°	Acumulado	
		01.01.2017	01.01.2016
		31.12.2017	31.12.2016
		MUS\$	MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	26	379.487	386.457
Costo de ventas	26	(265.099)	(271.009)
Ganancia bruta		114.388	115.448
Otros Ingresos		2.443	2.218
Costos de distribución		(7.040)	(7.810)
Gastos de administración		(20.879)	(23.092)
Otros gastos, por función	28	(63.273)	(22.634)
Ganancia de actividades operacionales		25.639	64.130
Ingresos financieros		3.220	5.804
Costos financieros	29	(8.237)	(17.552)
Participación en pérdidas de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	(5)	(3)
Diferencias de cambio	31	(10.683)	(17.460)
Ganancia, antes de impuesto		9.934	34.919
Gasto por impuestos a las ganancias	12	2.417	(9.376)
Ganancia (pérdida)		12.351	25.543
Ganancia (pérdida), atribuible a:			
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		12.593	25.590
Pérdida, atribuible a participaciones no controladoras	24	(242)	(47)
Ganancia		12.351	25.543

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS
 POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
 (En miles de dólares - MUS\$)

	Acumulado	
	01.01.2017 31.12.2017	01.01.2016 31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Ganancia	12.351	25.543
Otro resultado integral		
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(239)	(1.002)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos	<u>(239)</u>	<u>(1.002)</u>
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		
Diferencias de cambio por conversión		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	11	8
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión	<u>11</u>	<u>8</u>
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos	11	8
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	<u>(228)</u>	<u>(994)</u>
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	100	105
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período	<u>100</u>	<u>105</u>
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		
Impuesto a las ganancias relacionado con diferencias de cambio de conversión de otro resultado integral	-	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	<u>-</u>	<u>-</u>
Otro resultado integral	<u>(128)</u>	<u>(889)</u>
Resultado integral	<u>12.223</u>	<u>24.654</u>
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	12.465	24.701
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	(242)	(47)
Resultado integral	<u>12.223</u>	<u>24.654</u>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADOS
 POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
 (En miles de dólares - MUS\$)

Nota N°	Cambios en Otras Reservas								
	Capital emitido MUS\$	Primas de emisión MUS\$	Reservas por Diferencias de cambio por conversión MUS\$	Reservas actuariales en planes de beneficios definidos MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados acumulados MUS\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora MUS\$	Participaciones no controladoras MUS\$	Patrimonio total MUS\$
Saldo inicial 01.01.2017	639.222	9.371	(72.819)	(1.643)	(74.462)	34.841	608.972	625	609.597
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	12.593	12.593	(242)	12.351
Otro resultado integral	-	-	11	(139)	(128)	-	(128)	-	(128)
Resultado integral	-	-	11	(139)	(128)	12.593	12.465	(242)	12.223
Incremento (disminución) por otros cambios, patrimonio	23.1	34.841	-	-	-	(34.841)	-	10	10
Total cambios en patrimonio		<u>34.841</u>	<u>-</u>	<u>11</u>	<u>(139)</u>	<u>(128)</u>	<u>12.465</u>	<u>(232)</u>	<u>12.233</u>
Saldo final 31.12.2017	23.2	<u>674.063</u>	<u>9.371</u>	<u>(72.808)</u>	<u>(1.782)</u>	<u>12.593</u>	<u>621.437</u>	<u>393</u>	<u>621.830</u>

	Cambios en Otras Reservas								
	Capital emitido MUS\$	Primas de emisión MUS\$	Reservas por Diferencias de cambio por MUS\$	Reservas actuariales en planes de beneficios definidos MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados acumulados MUS\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora MUS\$	Participaciones no controladoras MUS\$	Patrimonio total MUS\$
Saldo inicial 01.01.2016	639.222	9.371	(72.827)	(746)	(73.573)	9.251	584.271	658	584.929
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	25.590	25.590	(47)	25.543
Otro resultado integral	-	-	8	(897)	(889)	-	(889)	-	(889)
Resultado integral	-	-	8	(897)	(889)	25.590	24.701	(47)	24.654
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios								14	14
Total cambios en patrimonio		<u>-</u>	<u>8</u>	<u>(897)</u>	<u>(889)</u>	<u>25.590</u>	<u>24.701</u>	<u>(33)</u>	<u>24.668</u>
Saldo final 31.12.2016	23.2	<u>639.222</u>	<u>9.371</u>	<u>(72.819)</u>	<u>(1.643)</u>	<u>34.841</u>	<u>608.972</u>	<u>625</u>	<u>609.597</u>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS CONSOLIDADOS, MÉTODO DIRECTO
 POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
 (En miles de dólares - MUS\$)

	Nota N°	<u>31.12.2017</u> MUS\$	<u>31.12.2016</u> MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		339.975	340.989
Otros cobros por actividades de operación		5.110	6.599
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(154.609)	(234.236)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(48.234)	(42.285)
Otros pagos por actividades de operación		(1.262)	318
Intereses recibidos		-	1.406
Intereses pagados		(652)	-
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(3.136)	(4.257)
Otras entradas (salidas) de efectivo		1.050	1.956
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación		<u>138.242</u>	<u>70.490</u>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		-	(8.834)
Préstamos a entidades relacionadas		(40.357)	-
Compras de propiedades, planta y equipo		(244.950)	(121.358)
Cobros a entidades relacionadas		-	473
Intereses recibidos		1.577	2.446
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión		<u>(283.730)</u>	<u>(127.273)</u>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones		9	128.848
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		100.209	76.820
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		129.500	-
Pagos de préstamos		(63.158)	(123.990)
Pago de pasivos por arrendamientos financieros		(2.117)	(138)
Intereses pagados		(6.910)	(17.344)
Dividendos pagados		-	(23)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación		<u>157.533</u>	<u>64.173</u>
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		12.045	7.390
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(4.896)	(12.628)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período		<u>32.552</u>	<u>37.790</u>
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	7	<u>39.701</u>	<u>32.552</u>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

<u>Índice</u>	<u>Página</u>
1. Información general	1
2. Descripción del negocio	1
3. Resumen de principales políticas contables aplicadas	3
4. Gestión de riesgos financieros y definición de coberturas	19
5. Estimaciones y juicios contables críticos	20
6. Activos financieros	22
7. Efectivo y equivalentes al efectivo	23
8. Otros activos financieros corrientes y no corrientes	24
9. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	26
10. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	27
11. Inventarios	29
12. Activos y pasivos por impuesto corriente, diferidos y beneficios (gastos) por impuesto a las ganancias	29
13. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	34
14. Propiedades, planta y equipo	35
15. Pérdidas por deterioro y provisiones	39
16. Participaciones en operaciones conjuntas	40
17. Otros negocios	44
18. Derechos de uso y pasivos por arrendamiento	46
19. Otros pasivos financieros	48
20. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	50
21. Otras provisiones	50
22. Provisiones por beneficios a los empleados	51
23. Patrimonio	54
24. Participación no controladora	57
25. Segmentos de negocios	57
26. Ingresos de actividades ordinarias	60
27. Costos de ventas	60
28. Otros gastos por función	61
29. Costos financieros	61
30. Gastos del personal	62
31. Diferencia de cambio	63
32. Moneda extranjera	63
33. Activos no corrientes y grupos de desapropiación mantenidos para la venta	64
34. Información sobre medio ambiente	65
35. Juicios, restricciones, contingencias y compromisos comerciales	65
36. Garantías comprometidas con terceros	65
37. Ámbito de consolidación	66
38. Hechos posteriores	67

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

(En miles de dólares – MUS\$)

1. INFORMACION GENERAL

Enap Sipetrol S.A., es la matriz del grupo de empresas a que se refieren los presentes estados financieros consolidados.

Enap Sipetrol S.A., filial de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), fue constituida mediante escritura pública de fecha 24 de mayo de 1990, publicada en el Diario Oficial de fecha 26 de mayo del mismo año con el nombre de Sociedad Internacional Petrolera S.A. (Sipetrol S.A.), domiciliada en Avenida Apoquindo N°2929, piso 5, Las Condes, Santiago. Depende funcionalmente de la Línea de Negocios de Exploración y Producción de ENAP que es el área encargada de desarrollar las actividades relacionadas con la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburo.

El objetivo principal es realizar en forma directa o en asociación con terceros, fuera del territorio nacional, una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.

Mediante Junta Extraordinaria de Accionistas N° 10 celebrada el 24 de septiembre de 1999, se aprobó la ampliación del objeto social. Esto para permitir a la Sociedad realizar la comercialización en Chile o en el extranjero de hidrocarburos provenientes de sus propias actividades en el exterior o de actividades de sus filiales, como también brindar servicios de asesoría, en actividades de exploración, explotación y beneficio de yacimientos de hidrocarburos.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 2 de marzo de 2005, se aprobó cambiar el nombre de la Sociedad por Enap Sipetrol S.A.

La Sociedad está inscrita con el N° 187 de la Comisión para el Mercado Financiero (ex Superintendencia de Valores y Seguros).

Los estados financieros consolidados de la Sociedad correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, fueron aprobados por su Honorable Directorio en Sesión Ordinaria celebrada con fecha 29 de enero de 2018.

2. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

La Sociedad puede realizar fuera del territorio nacional, las actividades de exploración, producción y dentro del territorio nacional, la comercialización de hidrocarburos que provengan de sus propias actividades en el exterior o de la actividad de sus filiales, prestar servicios de asesoría, tanto en Chile como en el extranjero asociadas a las actividades de exploración, explotación y beneficio de yacimientos de hidrocarburos.

El grupo consolidado se compone de Enap Sipetrol S.A. (“la Sociedad”) e incluye la sucursales de Ecuador y las filiales en Argentina, Uruguay y las operaciones conjuntas descritas en Nota 15. Por medio de la filial en Uruguay participa en actividades de producción en Egipto.

La sucursal y filiales de la Sociedad con actividad y con participación en activos son:

Enap Sipetrol S.A., Sucursal Ecuador

Sucursal registrada en Ecuador el 28 de octubre de 1992. Es titular de Contratos de Servicios Específicos para el Desarrollo y Producción de Petróleo Crudo en los campos Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso, Biguno y Huachito (PBH), en la región amazónica ecuatoriana.

Con fecha 12 de noviembre de 2008, la Superintendencia de Compañías de Ecuador autorizó cambiar el nombre de Sociedad Internacional Petrolera S.A. a su actual denominación Enap Sipetrol S.A., la que fue inscrita en el Registro Mercantil del Cantón de Quito y en la Dirección Nacional de Hidrocarburos con fechas 26 de noviembre y 19 de diciembre de 2008, respectivamente.

Con fecha 15 de septiembre de 2008 se constituyó la compañía denominada Golfo de Guayaquil Petroenap, Compañía de Economía Mixta, en la ciudad de Quito, Ecuador. Enap Sipetrol S.A., sucursal Ecuador, suscribió 40 acciones Tipo “B” que representan el 40% del capital social.

Enap Sipetrol Argentina S.A.

Constituida el 17 de julio de 1997 bajo las leyes de la República Argentina. Tiene participación en los bloques: Área Magallanes (50%), CAM 2A Sur (50%), Pampa del Castillo – La Guitarra (100%), Campamento Central – Cañadón Perdido (50%) y Faro Vírgenes (50%). Además, participa en exploración en los bloques La Invernada (50%) y E2 (33%) ex CAM 1 y CAM 3.

Sipetrol International S.A.

Sociedad Anónima Financiera de Inversión, constituida bajo las leyes de la República Oriental del Uruguay, adquirida en junio de 1998. Participa en actividades de producción en Egipto en el bloque East Ras Qattara (50,5%), y actividades de exploración en Bloque 2 – Rommana (40%) y Bloque 8 – Sidi Abd El Rahman (30%). Además, tiene participación en el Bloque Mehr, en Irán, la que se encuentra en etapa de devolución del área, bajo los términos señalados en la Nota 15a(d).

EOP Operaciones Petroleras S.A.

Con fecha 5 de enero de 2015 se inscribió en el Registro de Escrituras Públicas de la ciudad de Quito, Ecuador, la filial EOP Operaciones Petroleras S.A. con una participación de un 99% (99.000 acciones) de ENAP Sipetrol S.A. y 1% (1.000 acciones) de ENAP Refinerías S.A. y un capital social de MUS\$ 100.

Con fecha 3 de septiembre de 2015 se realiza un aumento de capital social en la suma de MUS\$ 1.386, equivalentes a 1.386.000 acciones nuevas. De esta forma el capital social queda en MUS\$ 1.486 con un 99% de participación de Enap Sipetrol S.A. (1.471.140 acciones) y un 1% de Enap Refinerías S.A. (14.860 acciones).

EOP Operaciones Petroleras S.A. es miembro Operador en un contrato, con la Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador, de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque Veinte y ocho (28) de la región Amazónica Ecuatoriana, a través del Consorcio del Bloque 28 constituido el 7 de abril de 2015 por Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Petroamazonas EP (51%), EOP Operaciones Petroleras S.A.(42%) y Empresa Estatal Unitaria Unión de Empresas Productoras Bieloruseft (7%).

Las primeras actividades programadas tienen que ver con estudios geológicos de superficie, la tramitación de permisos sociales y ambientales, y la perforación de un pozo exploratorio.

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES

Petro Servicios Corp. S.A.

Con fecha 20 de mayo de 1992, de acuerdo con las Leyes de la República de Argentina, se constituye, en la ciudad de Buenos Aires, Petro Servicios Corp S.A. controlada en un 100% por el grupo ENAP. Con fecha 29 de octubre de 2015, Enap Sipetrol S.A. adquiere 199.000 acciones (99,5%), de un total de 200.000 acciones nominativas en MUS\$ 1.000.

Petrofaro S.A.

Con fecha 19 de mayo de 2016, Enap Sipetrol Argentina S.A. filial de Enap Sipetrol S.A. adquirió Arpetrol International Financial Company, controladora del 100% de las acciones de Arpetrol Argentina S.A., por un valor estimado de MUS\$ 11.084. de los cuales MUS\$ 2.250 quedaron en garantía, esta compra supuso un incremento en el estado de situación financiera consolidado de MUS\$ 4.818 en los activos corrientes, MUS\$ 8.896 en los activos no corrientes, MUS\$ 1.234 en los pasivos corrientes y de MUS\$ 1.395 en los pasivos no corrientes.

Arpetrol Argentina S.A. es titular de la concesión Faro Vírgenes otorgada por la provincia de Santa Cruz y de la planta de tratamiento de gas Faro Vírgenes ubicada en el área de dicha concesión.

Con fecha 19 de noviembre de 2016 Arpetrol Argentina S.A. cambia su razón social a Petrofaro S.A.

Con fecha 12 de enero de 2017, Enap Sipetrol Argentina S.A. cedió a YPF S.A. el 50% de la participación de Petrofaro S.A. por MUS\$ 5.355, de esta forma se tiene control conjunto de dicha Sociedad.

3. RESUMEN DE PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS

3.1. Principios contables

Los presentes estados financieros consolidados, se presentan en miles de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y se han preparado a partir de los registros de contabilidad mantenidos por Enap Sipetrol S.A. y Filiales (en adelante la Sociedad). Los Estados financieros consolidados de la Sociedad por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017 y 2016 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

La preparación de los presentes estados financieros consolidados requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración del Grupo ENAP. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la administración sobre los montos reportados, eventos o acciones. El detalle de las estimaciones y juicios contables críticos se detallan en la Nota 5.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros consolidados, estas políticas han sido definidas en función de las NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2017, y han sido aplicadas de manera uniforme a los ejercicios comparativos que se presentan en estos estados financieros consolidados, excepto por la aplicación anticipada de NIIF 15 y NIIF 16 a partir del 01 de enero de 2017 (ver Nota 17).

a. Bases de preparación y período - Los presentes estados financieros consolidados de Enap Sipetrol S.A. y Filiales comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2017 y 2016, los estados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujo de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enap Sipetrol S.A. y sus filiales al 31 de diciembre de 2017 y 2016, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

Estos estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base del costo histórico, excepto los instrumentos financieros que son medidos a valor razonable como se explica en las políticas contables descritas a continuación. El costo histórico, generalmente se basa en el valor razonable de la consideración entregada en un intercambio de activos.

b. Bases de consolidación - Los estados financieros consolidados de la Sociedad incluyen los activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de caja de la Matriz y de sus subsidiarias, después de eliminar las transacciones entre compañías relacionadas.

Los estados financieros de las entidades dependientes tienen moneda funcional y moneda de presentación dólares de los Estados Unidos de Norteamérica.

1) Filiales:

Las filiales, son aquellas sociedades controladas por Enap Sipetrol S.A., directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presente los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

La Sociedad reevaluará si tiene o no control en una sociedad filial si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los tres elementos de control mencionados anteriormente.

Las filiales se consolidan a partir de la fecha en que Enap Sipetrol S.A. obtiene control sobre la filial, y cesa cuando Enap Sipetrol S.A. pierde control en esa filial. Por lo tanto, los ingresos y gastos de una filial son incluidos en los estados de resultados consolidados desde la fecha que la compañía obtuvo control de la filial hasta la fecha en que cesa este control.

Para contabilizar la adquisición de las afiliadas se utiliza el método de adquisición, según este método el costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y contingencias identificables asumidos en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de Enap Sipetrol S.A. en los activos netos identificables adquiridos, se reconoce como "Plusvalía". Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la afiliada adquirida, la diferencia se reconoce directamente como utilidad en el estado de resultados.

Utilidades o pérdidas y cada componente de otro resultado integral son atribuidos a los propietarios de la Sociedad y a las participaciones no controladoras. El resultado integral total en filiales es atribuido a los propietarios de la Sociedad y a las participaciones no controladoras aún si estos resultados en las participaciones no controladoras presentan pérdidas.

Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas contables adoptadas, se modifican las políticas contables de las Filiales.

Los saldos de activos, pasivos, patrimonio, ingresos y gastos y flujos de efectivo relativas a transacciones entre las empresas consolidadas se han eliminado en su totalidad, en el proceso de consolidación.

En el siguiente cuadro, se detallan las sociedades filiales directas e indirectas, que han sido consolidadas por Enap Sipetrol S.A..

Sociedad	Domicilio	Relación con matriz	Porcentaje de participación accionaria	
			31.12.2017	31.12.2016
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Filial directa	99,50%	99,50%
Sipetrol International S.A.	Uruguay	Filial directa	100,00%	100,00%
EOP Operaciones Petroleras S.A.	Ecuador	Filial directa	99,00%	99,00%
Petro Servicios Corp.	Argentina	Filial directa	99,50%	99,50%

Cambios durante el año 2017:

Petrofaro S.A.

Con fecha 12 de enero de 2017, Enap Sipetrol Argentina S.A. cedió a YPF S.A. el 50% de la participación de Petrofaro S.A. por MUS\$ 5.355, de esta forma se tiene control conjunto de dicha Sociedad.

Cambios durante el año 2016:

ENAP Sipetrol (UK) Limited

Al 31 de marzo de 2016, Enap Sipetrol (UK) Limited, fue disuelta por resolución administrativa del Register of Companies Inglés por encontrarse sin operaciones. Enap Sipetrol S.A. mantenía un 100% de participación.

Petrofaro S.A.

Con fecha 19 de mayo de 2016, Enap Sipetrol Argentina S.A. filial de la Enap Sipetrol S.A. adquirió Arpetrol International Financial Company, controladora del 100% de las acciones de Arpetrol Argentina S.A. por un valor estimado de MUS\$11.084, de los cuales MUS\$2.250 quedaron en garantía, esta compra supuso un incremento en el estado de situación financiera consolidado de MUS\$ 2.409 en los activos corrientes, MUS\$ 4.448 en los activos no corrientes, MUS\$ 617 en los pasivos corrientes y de MUS\$ 698 en los pasivos no corrientes.

Arpetrol Argentina S.A. es titular de la concesión Faro Vírgenes otorgada por la provincia de Santa Cruz y de la planta de tratamiento de gas Faro Vírgenes ubicada en el área de dicha concesión.

Con fecha 19 de noviembre de 2016 Arpetrol Argentina S.A. cambia su razón social a Petrofaro S.A.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades filiales, se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1) En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. En el caso de que exista una diferencia positiva, entre el valor razonable de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora y el valor razonable de los activos y pasivos de la filial, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de que la diferencia sea negativa la ganancia resultante, se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir estos montos.

Para cada combinación de negocios, la Sociedad elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el grupo informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retroactivamente los importes provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.

2) Operación conjunta: es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derechos a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos, relacionados con el acuerdo. Esas partes se denominan Operadores Conjuntos.

Un operador conjunto reconocerá en relación con su participación en una operación conjunta:

- a) sus activos, incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente;
- b) sus pasivos, incluyendo su participación en los pasivos incurridos conjuntamente;
- c) sus ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta de su participación en el producto que surge de la operación conjunta;
- d) su participación en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta del producto que realiza la operación conjunta; y
- e) sus gastos, incluyendo su participación en los gastos incurridos conjuntamente.

3) Sucursal

Se consideran sucursales a aquellas extensiones de la misma compañía creadas con el propósito de abarcar mercados ubicados fuera de la localidad en la que se encuentra la casa matriz, Enap Sipetrol S.A. Desde el punto de vista jurídico, la principal característica de las sucursales es que son parte integrante de la casa matriz. El concepto de sucursal supone dependencia económica y jurídica de la principal y existe titularidad de una misma persona jurídica con tratamiento legal unitario. Ostenta el mismo nombre, mantiene la unidad de la empresa, no tiene capital propio ni responsabilidad separada, aunque dentro de las relaciones internas esté investida de una relativa autonomía administrativa.

Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a las sucursales se presentan en el estado de situación financiera consolidado y en el estado de resultados integrales consolidados de acuerdo con su naturaleza específica.

c. Moneda funcional - La moneda funcional de Enap Sipetrol S.A. y Filiales es el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica. La moneda funcional para cada entidad se ha determinado como la moneda del ambiente económico principal en el que operan. Las transacciones distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se han convertido a la tasa de cambio vigente a la fecha de la transacción. Los activos y pasivos monetarios expresados en monedas distintas a la funcional se han convertido a las tasas de cambio de cierre. El patrimonio neto se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación. Las ganancias y pérdidas por la conversión se han incluido en las utilidades o pérdidas netas del ejercicio dentro de otras partidas financieras.

d. Bases de conversión - Los activos y pasivos en pesos chilenos, en unidades de fomento y otras monedas, han sido traducidos a dólares a los tipos de cambio vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, de acuerdo al siguiente detalle:

	31.12.2017	31.12.2016
	US\$	US\$
Pesos Chilenos	614,75	669,47
Pesos Argentinos	18,57	15,84
Libra Egipcia	17,74	18,11
Libra Esterlina	0,74	0,81
Unidad de fomento	0,02	0,03

e. Compensación de saldos y transacciones - Como norma general en los estados financieros no se compensan los activos y pasivos, tampoco los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o permitida por alguna norma y esta presentación sea un reflejo del fondo de la transacción.

Los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y la Sociedad tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea, se presentan netos en la cuenta de resultados integrales y Estado Consolidado de Situación Financiera.

Los Estados Financieros, no presentan ingresos y gastos netos, en su estado consolidado de resultados integral.

A nivel de saldos en el Estado de Situación Financiera, se han realizado las siguientes compensaciones de partidas:

- Los activos y pasivos por impuestos corrientes se presentan netos a nivel de subsidiaria, cuando ésta tiene derecho legalmente aplicable para compensar activos corrientes tributarios con pasivos corrientes tributarios, cuando los mismos se relacionen con impuestos girados por la misma autoridad tributaria, y ésta permita a la entidad liquidar o recibir un solo pago neto.

Por lo mismo, se compensan los activos y pasivos por impuestos diferidos de la subsidiaria si, y solo si, se relacionan con impuesto a la renta correspondiente a la misma administración tributaria, siempre y cuando la entidad tenga el derecho legalmente aplicable de compensar los activos por impuestos corrientes, con los pasivos por impuestos corrientes.

f. Moneda extranjera - Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una Sociedad se consideran transacciones en “moneda extranjera” y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio, los saldos del estado de situación financiera de las partidas monetarias en moneda extranjera se valorizan al tipo de cambio vigente a dicha fecha, y las diferencias de cambio que surgen de tal valoración se registran en los estados de resultados del ejercicio, en el rubro “Diferencias de cambio”.

g. Asociadas - Se consideran entidades asociadas a aquellas sobre las cuales el Enap Sipetrol S.A. ejerce una influencia significativa, influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre dichas políticas.

Los resultados, activos y pasivos de una asociada son incorporados en estos estados financieros utilizando el método de la participación. Bajo el método de la participación, las inversiones en asociadas son registradas inicialmente al costo en los estados financieros consolidados, y son ajustadas posteriormente en función de los cambios que experimenta, tras la adquisición, la porción de los activos netos de la asociada que corresponde a la Compañía, menos cualquier deterioro en el valor de las inversiones individuales.

Cuando la participación de Enap Sipetrol S.A. en las pérdidas de una asociada o negocio conjunto excede su participación en éstos, la entidad dejará de reconocer su participación en las pérdidas adicionales. La participación en una asociada o negocio conjunto será el importe en libros de la inversión en la asociada o negocio conjunto determinado según el método de la participación, junto con cualquier participación a largo plazo que, en esencia, forme parte de la inversión neta de la entidad en la asociada o negocio conjunto.

Una inversión se contabilizará utilizando el método de la participación, desde la fecha en que pasa a ser una asociada. En el momento de la adquisición de la inversión cualquier diferencia entre el costo de la inversión y la parte de la entidad en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada, se contabilizará como plusvalía, y se incluirá en el importe en libros de la inversión. Cualquier exceso de la participación de la entidad en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada sobre el costo de la inversión, después de efectuar una reevaluación, será reconocida inmediatamente en los resultados integrales.

Cuando la Sociedad reduce su participación en una asociada, y continua usando el método de la participación, los efectos que habían sido previamente reconocidos en otros resultados integrales deberán ser reclasificados a ganancia o pérdida de acuerdo a la proporción de la disminución de participación en dicha asociada.

Cuando la participación del Grupo en las pérdidas de una asociada excede al monto de la inversión en dicha asociada, el Grupo discontinúa el reconocimiento de la participación en dichas pérdidas adicionales. El reconocimiento de la participación en dichas pérdidas adicionales se reconoce solo si el Grupo incurre en obligaciones legales o constructivas, o se han realizado pagos en el nombre de la asociada.

h. Propiedades, planta y equipo - Los bienes de propiedad, planta y equipo son registrados al costo, excluyendo los costos de mantenimiento periódica menos depreciación acumulada, menos pérdidas por deterioro de valor.

El costo de los elementos de propiedades, planta y equipo comprende su precio de adquisición más todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo, su puesta en condiciones de funcionamiento según lo previsto por la gerencia y la estimación inicial de cualquier costo de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta.

Adicionalmente, se considerará como costo de los elementos de propiedades, planta y equipo, los costos por intereses de la financiación directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso o venta.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Cabe señalar, que algunos elementos de propiedades, planta y equipo de la Sociedad requieren revisiones periódicas (mantenciones mayores). En este sentido, los elementos objeto de sustitución son reconocidos separadamente del resto del activo y con un nivel de desagregación que permita amortizarlos en el ejercicio que medie entre la actual y hasta la siguiente reparación.

Las operaciones de exploración se registran de acuerdo a las normas establecidas en la NIIF 6 “Exploración y Evaluación de Recursos Minerales”.

Estas operaciones de Exploración de Hidrocarburos se registran de acuerdo con el método de esfuerzos exitosos (successful-efforts) y el tratamiento contable de los diferentes costos incurridos bajo este método es el siguiente:

1) Los costos originados en la adquisición de nuevos derechos o participaciones en áreas con reservas probadas y no probadas, se capitalizan en el rubro Propiedades, planta y equipo.

- 2) Los costos originados en la adquisición de participaciones en áreas de exploración se capitalizan a su precio de compra y en caso que no se encuentren reservas, estos valores previamente capitalizados, son registrados como gasto en estados de resultados. Cuando el resultado en la exploración es positivo, es decir, existe un descubrimiento comercialmente explotable, los costos se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo.
- 3) Los costos de exploración, anterior a la perforación, como los gastos de geología y geofísica, costos asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y los otros costos relacionados con la exploración, se cargan a resultados en el momento en que se incurren.
- 4) Los costos de perforación incurridos en las campañas exploratorias, incluyendo los pozos exploratorios stratigráficos, se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, planta y equipo, pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, estos costos inicialmente capitalizados son cargados en resultados.
- 5) Los costos de perforación de pozos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades planta y equipo.
- 6) Los costos de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costos de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, planta y equipo.
- 7) Los costos por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos están calculados, campo por campo y se capitalizan por su valor descontado estimado. Esta capitalización se realiza con abono al rubro otras provisiones no corrientes.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

- a) Las inversiones correspondientes a adquisición de derechos y participaciones en áreas con reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas del campo al inicio del período de amortización.
- b) Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son analizadas, al menos anualmente, o antes si existiera un indicio de deterioro y de producirse un deterioro, éste se reconoce con cargo a resultados.
- c) Los costos originados en perforaciones y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan usando el método de unidades de producción.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

Siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos con su valor neto contable.

Cualquier registro o reverso de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registra con cargo o abono a resultados según corresponda.

i. Depreciación - Los elementos de propiedades, planta y equipo, con excepción de aquellos relacionados con las actividades de Exploración y Producción de hidrocarburos, se deprecian siguiendo el método lineal, mediante la distribución del costo de adquisición de los activos menos el valor residual estimado entre los años de vida útil

estimada de los elementos. A continuación se presentan los principales elementos de propiedad, planta y equipo y sus años de vida útil:

	Vida útil años
Edificios	Entre 30 y 50
Plantas y Equipos	
Plantas	Entre 10 y 15
Equipos	Entre 10 y 18
Equipos de tecnología de la información	Entre 4 y 6
Instalaciones fijas y accesorios	Entre 10 y 20
Vehículos de motor	7
Mejoras de bienes arrendados:	
Edificaciones	10
Inversiones en exploración y producción	Cuota de agotamiento
Otras propiedades de planta y equipo	Entre 3 y 20

Los elementos de propiedades, planta y equipo relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, se amortizan según el método de amortización de unidades de producción (cuota de agotamiento).

El valor residual y la vida útil de los elementos de activos fijos se revisan anualmente y su depreciación comienza cuando los activos están en condiciones de uso.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y por lo tanto, no son objetos de depreciación.

La Sociedad evalúa, cuando se presentan indicadores de deterioro en el valor de los activos, la existencia de un posible deterioro de valor de los activos de propiedades, planta y equipo. Mediante la metodología de descontar los flujos futuros a una tasa de descuento real antes de impuesto. El valor recuperable se determina considerando un horizonte de 5 años más la perpetuidad.

j. Deterioro de activos no financieros - En la fecha de cada ejercicio reportable, Enap Sipetrol S.A. evalúa el monto recuperable de sus activos no financieros, con el objeto de determinar si existe algún indicio de que estos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista indicio de deterioro, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Cuando no es posible estimar el monto recuperable de un activo individual, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo. Cuando sobre una base consistente y razonable de asignación puede ser identificada, los activos corporativos son alocados en una Unidad Generadora de Efectivo independiente, en caso contrario, estos son asignados al grupo más pequeño dentro de una Unidad Generadora de Efectivo para lo cual una base consistente y razonable de asignación debe ser identificada.

El monto recuperable es el más alto entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, para estimar el valor en uso, las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles, son descontadas a su valor presente, utilizando una tasa de descuento antes del impuesto que refleja las valoraciones actuales del mercado respecto al valor temporal del dinero y los riesgos específicos para el activo para los cuales no se han ajustados los estimados de flujo de efectivo futuros.

Si el monto recuperable de un activo (o UGE) es menor que el importe en libros, el importe en libros del activo (o UGE) es reducido hasta su monto recuperable. Las pérdidas por deterioro se reconocen inmediatamente en resultados.

Cuando en forma posterior se reversa una pérdida por deterioro, el importe en libros del activo (o UGE) es incrementado hasta una estimación revisada del monto recuperable, de tal manera que el incremento en el importe en libros no exceda el monto en libros que se hubiese determinado si nunca se hubiese reconocido una pérdida por deterioro para el activo o UGE en los años anteriores. El reverso de las pérdidas por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados.

El último análisis se realizó con fecha 31 de diciembre de 2017, dicho análisis concluyó que las inversiones de la filial en Argentina en campos petrolíferos de Pampa del Castillo- La Guitarra son ajustadas por deterioro de valor por MUS\$ 34.389 y Campamento Central Cañadón Perdido por MUS\$ 21.800.

k. Otros activos financieros – La Sociedad clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas a cobrar, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento y disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros y se determina al momento del reconocimiento inicial.

i) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados son activos financieros mantenidos para negociar. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo.

ii) Préstamos y cuentas por cobrar

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo, se clasifican en activos corrientes, excepto los vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

iii) Activos financieros mantenidos hasta su vencimiento

Los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y vencimiento fijo, que la administración de la Sociedad tiene la intención positiva y la capacidad de mantener hasta su vencimiento. Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 no hay activos significativos clasificados en esta categoría.

iv) Activos financieros disponibles para la venta

Los activos financieros disponibles para la venta son activos no derivados que se designan en esta categoría, o que no son clasificados en ninguna de las otras categorías. Se clasifican en otros activos financieros no corrientes, a menos que la administración pretenda enajenar la inversión en los 12 meses siguientes a la fecha del Estado de Situación Financiera.

Deterioro de activos financieros - Los activos financieros, distintos de aquellos valorizados a valor justo a través de resultados, son evaluados a la fecha de cada estado de situación para establecer la presencia de indicadores de deterioro. Los activos financieros se encuentran deteriorados cuando existe evidencia objetiva

de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, los flujos futuros de caja estimados de la inversión han sido impactados.

Las inversiones financieras de Enap Sipetrol S.A. son realizadas en instituciones de la más alta calidad crediticia y mantenidas en el corto plazo, por lo que no presentan a la fecha un indicio de deterioro respecto de su valor libro.

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor en libros del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimada, descontada a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

Para determinar si los títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, han sufrido pérdidas por deterioro, se considerará si ha habido un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo, para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados acumulados se reversan del patrimonio y se reconoce en el estado de resultados en el rubro “Otros gastos por función”. Estas pérdidas por deterioro del valor, reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio, no se revierten.

Valorizaciones en momento de reconocimiento inicial y enajenación: Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a adquirir o vender el activo. Las inversiones se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no clasificados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados. Las inversiones se dan de baja contablemente cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y la Sociedad ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y beneficios derivados de su titularidad.

Valoración posterior

Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable. Los préstamos y cuentas a cobrar y los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento se contabilizan por su costo amortizado de acuerdo con el método de tasa de interés efectiva.

Las pérdidas y ganancias que surgen de cambios en el valor razonable de la categoría de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados dentro de “Otras ganancias / (pérdidas) netas” en el ejercicio en que surgen. Los ingresos por dividendos derivados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen en el estado de resultados dentro de “Otras ganancias / (pérdidas) netas” cuando se establece el derecho del Grupo a recibir el pago.

Cuando el valor de un título clasificado como disponible para la venta se vende o su valor se deteriora, los ajustes acumulados por fluctuaciones en su valor razonable reconocidos en el patrimonio, se reconocen en el estado de resultados en el rubro “Otras ganancias (pérdidas)”.

Los intereses que, surgen de los valores disponibles para la venta calculados usando el método de interés efectivo, se reconocen en el estado de resultados en el rubro “Otros ingresos por función”. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados en el rubro “Otros ingresos por función” cuando se ha establecido el derecho del Grupo a percibir el pago de los dividendos.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan, se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (o el instrumento no cotiza en bolsa), la Sociedad establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen, el uso de valores observados en transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, referencias a otros instrumentos sustancialmente similares, el análisis de flujos de efectivo descontados y modelos de fijación de precios de opciones, haciendo uso máximo de información del mercado y usando lo menos posible información interna específica del Grupo ENAP. En caso que, ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su costo de adquisición neto de la pérdida por deterioro, si fuera el caso.

l. Derivados implícitos - La Sociedad evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos, para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté contabilizado a valor razonable. Los derivados implícitos son separados del contrato principal, que no es medido a valor justo a través de resultado, cuando el análisis muestra que las características económicas y los riesgos de los derivados implícitos no están estrechamente relacionados con el contrato principal.

m. Reconocimiento de ingresos - Los ingresos por ventas y servicios son reconocidos por la Sociedad considerando el precio establecido en la transacción para el cumplimiento de cada una de las obligaciones de desempeño. La Sociedad reconoce el ingreso cuando se ha dado cumplimiento a las obligaciones de desempeño para la transferencia al cliente de los bienes y servicios comprometidos.

Los ingresos son medidos al valor razonable de la consideración recibida o por recibir y representa los montos a recibir por los servicios provistos en el curso normal de los negocios, neto de los descuentos e impuestos relacionados.

La Sociedad reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos puede ser valorado de manera fiable, y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la Sociedad, según se describe a continuación:

i) Ventas de bienes: La generación de ingresos ordinarios proviene principalmente de la venta de petróleo crudo y gas natural. Esto ocurre cuando el cliente obtiene el control de los bienes vendidos o suministrados, y no hay obligaciones de desempeño no separables pendientes de cumplirse. Las ventas de petróleo y gas, se realizan generalmente al amparo de contratos anuales o contratos de venta “spot”, los cuales establecen acuerdos para ambas partes (por ejemplo, el cálculo del precio de venta usualmente se basa en bases de precios internacionales; descuentos asociados a la calidad del producto o “bonos”; programación de entrega; multas en caso de incumplimientos). El momento concreto en que un cliente obtiene el control, toma lugar cuando los productos han sido enviados al lugar indicado por el cliente, los riesgos de pérdida han sido transferidos al cliente y este ha aceptado los productos. No hay componentes financieros, debido a que la venta es realizada con un periodo promedio de cobro reducido. El cual está de acuerdo a prácticas normales de mercado.

ii) Venta de servicios: Los ingresos por ventas de servicios se reconocen cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función a los servicios efectivamente prestados a la fecha de cierre de los estados financieros.

iii) Ingresos por dividendos: Los dividendos son reconocidos por la sociedad cuando el derecho a recibir el pago queda establecido.

iv) Ingresos por intereses: Los intereses se reconocen usando el método de tasa de interés efectiva.

v) Ingresos diferidos: Los ingresos diferidos, corresponden a valores percibidos anticipadamente en virtud de un contrato de usufructo suscrito. Estos ingresos se amortizan linealmente con abono a resultados sobre base devengada.

n. Existencias – El petróleo crudo y gas natural están valorizados a su costo de producción, las materias primas, productos en proceso, productos terminados y materiales, están valorizados inicialmente al costo. Posteriormente al reconocimiento inicial, se valorizan al menor entre el valor neto realizable y el costo. La Sociedad utiliza el método FIFO como método de costeo para los productos en existencia y para los materiales utiliza el método del Precio Promedio Ponderado.

El valor neto realizable, representa la estimación del precio de venta al cierre del ejercicio menos todos los costos estimados de terminación y los costos que serán incurridos en los procesos de comercialización, ventas y distribución.

o. Provisión de beneficios a los empleados - Los costos asociados a los beneficios contractuales del personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el ejercicio, son cargados a resultados en el ejercicio en que se devengan. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen en el rubro Otro resultado integral dentro de reservas de patrimonio.

Las obligaciones por concepto de indemnizaciones por años de servicios surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo suscritos con los trabajadores de la Sociedad en los que se establece el compromiso por parte de la empresa. La Sociedad reconoce el costo de los beneficios del personal de acuerdo a cálculos actuariales, según lo requerido por la NIC 19 “Beneficios del personal” donde se consideran estimaciones como la expectativa de vida, permanencia futura e incrementos de salarios futuros. Para determinar dicho cálculo al 31 de diciembre de 2017 y 2016, se ha utilizado una tasa de descuento de 6,02% y 5,91% anual respectivamente.

La Sociedad reconoce un pasivo y un gasto asociado al Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a todos sus ejecutivos, en base a una fórmula que tiene en cuenta Resultados financieros anuales de la empresa, resultados de área y nivel de cumplimiento de metas alcanzado por cada gerencia. Se reconoce una provisión cuando la empresa, se encuentra obligada contractualmente, o cuando existe una práctica que en el pasado ha creado una obligación implícita.

p. Otras provisiones y pasivos contingentes – Corresponden a obligaciones presentes, legales o asumidas, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación se espera una salida de recursos, cuyo importe y oportunidad se pueden estimar fiablemente.

Los pasivos contingentes corresponden a obligaciones posibles, surgidas a raíz de sucesos pasados y cuya existencia ha de ser confirmada sólo por que ocurran o no ocurran uno o más hechos futuros inciertos que no están enteramente bajo el control de la Sociedad; o una obligación presente, surgida a raíz de sucesos pasados, que no se ha reconocido contablemente porque no es probable que para satisfacerla se vaya a requerir una salida de recursos que incorporen beneficios económicos; o porque el importe de la obligación no pueda ser medido con la suficiente fiabilidad.

La Sociedad no registra activos ni pasivos contingentes salvo aquellos que deriven de contratos de carácter onerosos, los cuales se registran como provisión y son revisados a la fecha de cada estado de situación financiera para reflejar la mejor estimación existente a ese momento.

q. Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos - La Sociedad determina la base imponible y calcula su impuesto a la renta de acuerdo con las disposiciones legales vigentes en cada ejercicio. En el caso de las filiales extranjeras, estas presentan individualmente sus declaraciones de impuestos de acuerdo a las normativas fiscales aplicables en los respectivos países.

Los impuestos diferidos originados por diferencias temporarias y otros eventos que crean diferencias entre la base contable y tributaria de activos y pasivos se registran de acuerdo con las normas establecidas en la NIC 12

“Impuesto a las ganancias”. El impuesto a la renta (corriente y diferido) es registrado en el estado de resultados salvo que se relacione con un ítem reconocido en Otros resultados integrales, directamente en patrimonio o proviene de una combinación de negocios. En ese caso, el impuesto también es contabilizado en Otros resultados integrales, directamente en resultados o con contrapartida en la plusvalía mercantil, respectivamente.

La Sociedad no registra impuestos diferidos sobre las diferencias temporales que surgen en inversiones en filiales y asociadas, siempre y cuando la oportunidad en que se reversionen las diferencias temporales es controlada por la Empresa y la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

El impuesto a las ganancias se registra en el estado de resultados o en las cuentas de patrimonio neto del estado de situación financiera consolidado en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo originaron. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base fiscal generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén vigentes cuando los activos y pasivos se realicen.

Las variaciones producidas durante el ejercicio en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en la cuenta de resultados consolidada o directamente en las cuentas del estado de cambios en el patrimonio y estado de situación financiera, según corresponda.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen únicamente cuando se espera disponer de utilidades tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias.

r. Otros pasivos financieros - Los préstamos que devengan intereses y las obligaciones con el público y pasivos financieros de naturaleza similar se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos en que se haya incurrido en la transacción. Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva. Las obligaciones financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que la Sociedad tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha del balance.

s. Arrendamientos – L Sociedad ha aplicado la adopción anticipada de la NIIF 16 Arrendamientos, para lo cual midió los pasivos por arrendamiento y los activos de derecho de uso sobre activos derivados de los arrendamientos previamente clasificados como arrendamientos operativos por referencia a los pagos del arrendamiento por el resto del plazo del arrendamiento usando la opción de registrar el activo en un monto igual al pasivo según lo permitido por NIIF16: C8 (b); y también determinó la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la aplicación inicial (1 de enero de 2017) de acuerdo con el plazo del arrendamiento y la naturaleza del activo de derecho de uso; los activos de derecho de uso registrados a la fecha de aplicación inicial van a incurrir gastos de depreciación a través del ejercicio del contrato o la vida útil del activo, cualquier sea menor.

t. Capital Emitido - Las acciones ordinarias se clasifican como patrimonio neto.

Los aumentos y disminuciones de capital son aprobados en Juntas Extraordinarias de Accionistas, para cuyo caso el accionista mayoritario ENAP debe estar autorizado a través de Oficios y/o Decretos Ley emanados por el Ministerio de Hacienda, los cuales constituyen la obligación legal que da origen a su registro.

u. Distribución de dividendos – La política de distribución de utilidades utilizada por la Sociedad es la política corporativa de la Matriz ENAP, establecida a través de los oficios y/o Decretos Ley emanados por el Ministerio de Hacienda, los cuales constituyen la obligación legal que da origen a su registro.

Información sobre inversiones en el exterior:

En Asamblea General Ordinaria de Accionistas de Sipetrol Internacional S.A., de fecha 29 de diciembre de 2017, se acuerda distribuir dividendos por MUS\$ 59.905.

En Asamblea General Ordinaria de Accionistas de Sipetrol Internacional S.A., de fecha 23 de diciembre de 2016, se acuerda distribuir dividendos por MUS\$ 5.005.

v. Medio ambiente - La política contable del Grupo ENAP relacionada con el reconocimiento de los gastos medioambientales establece la activación cuando dichos desembolsos estén asociados a proyectos y reconocer con cargo a resultado el resto de los desembolsos..

w. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar – Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se valoran por su costo amortizado.

x. Estado de flujos de efectivo - El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el ejercicio, determinados por el método directo. En este estado de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

i) **Efectivo y equivalentes al efectivo:** La Sociedad considera equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que tienen una duración original de tres meses o menos y cuyo riesgo de cambio en su valor es poco significativo.

ii) **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiación.

iii) **Actividades de inversión:** son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

iv) **Actividades de financiación:** son las actividades que producen variaciones en la composición del patrimonio neto, y de los pasivos de carácter financiero.

Los cambios en los pasivos que surgen de actividades de financiación se muestran en el siguiente cuadro de conciliación:

Conciliación de pasivos que surgen de actividades de financiación

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento

	Saldo al 01.01.2017 (1) MUS\$	Flujos de efectivo de financiamiento		Cambios que no representan flujo de efectivo				Saldo al 31.12.2017 (1) MUS\$
		Provenientes MUS\$	Utilizados MUS\$	Cambios en valor razonable MUS\$	Diferencias de cambio MUS\$	Nuevos Instrumentos financieros MUS\$	Otros cambios (2) MUS\$	
Préstamos bancarios (Nota 18)	193.421	229.709	(63.158)	-	-	-	(1.074)	358.898
Pasivos por arrendamientos (Nota 17)	-	-	(2.117)	-	-	10.139	(266)	7.756
Total	193.421	229.709	(65.275)	-	-	10.139	(1.340)	366.654

(1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente

(2) Incluye el devengamiento de intereses

3.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Las siguientes nuevas Normas e Interpretaciones han sido adoptadas en estos estados financieros:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas (enmiendas a NIC 12)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 7)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Mejoras anuales ciclo 2014-2016 NIIF 12	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017

La aplicación de estas enmiendas no ha tenido un efecto significativo en los montos reportados en estos estados financieros consolidados, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Las siguientes NIIF han sido adoptadas en forma anticipada en estos estados financieros:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 16, Arrendamientos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019

La aplicación de NIIF 15 en forma anticipada no ha tenido efecto en los montos reportados en estos estados financieros consolidados, sin embargo, la aplicación de NIIF 16 en forma anticipada si ha tenido efecto en los montos reportados en estos estados financieros consolidados, tal como se indica en Nota 17.

c) Normas e Interpretaciones que han sido emitidas pero su fecha de aplicación aún no está vigente:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, <i>Instrumentos Financieros</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 17, Contratos de Seguros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2021
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Venta o Aportación de activos entre un Inversionista y su Asociada o Negocio Conjunto (enmiendas a NIIF 10 y NIC 28)	Fecha de vigencia aplazada indefinidamente
Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones (enmiendas a NIIF 2)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Aplicación NIIF 9 “Instrumentos Financieros” con NIIF 4 “Contratos de Seguro” (enmiendas a NIIF 4)	Enfoque de superposición efectivo cuando se aplica por primera vez la NIIF 9. Enfoque de aplazamiento efectivo para períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018, y sólo están disponibles durante tres años después de esa fecha.
Transferencias de propiedades de Inversión (enmiendas a NIC 40)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Mejoras anuales ciclo 2014-2016 (enmiendas a NIIF 1 y NIC 28)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.

Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 22 Operaciones en moneda extranjera y consideración anticipada	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamiento de impuesto a las ganancias	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019

La administración está evaluando el impacto de la aplicación de NIIF 9, CINIIF 22 y CINIIF 23, sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de los efectos que estas normas tendrán hasta que la administración realice una revisión detallada.

3.3 Adopción de la Norma Internacional de Información Financiera 16 “Arrendamientos”

En enero de 2016 el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés), emitió la Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) 16 “Arrendamientos”. La NIIF 16 reemplaza a la Norma Internacional de Contabilidad 17 “Arrendamientos”, la Interpretación del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) 4 “Determinación de si un Acuerdo contiene un Arrendamiento”, la Interpretación del Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Contabilidad (SIC) 15 “Arrendamientos Operativos-Incentivos” y la SIC 27 “Evaluación de la Esencia de las Transacciones que Adoptan la Forma Legal de un Arrendamiento”. La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación e información a revelar de los arrendamientos.

La NIIF 16 se aplica a períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. Se permite la aplicación anticipada para entidades que apliquen la NIIF 15 “Ingresos de Actividades Ordinarias procedentes de Contratos con Clientes” antes de la fecha de aplicación inicial de la NIIF 16.

La Sociedad ha adoptado anticipadamente a partir del 1 de enero de 2017, NIIF 16, Arrendamientos, en conformidad con los requisitos de transición (como explicados a continuación). La fecha de aplicación inicial es 1 enero 2017. El cambio en la política contable se ha hecho de acuerdo con las directrices de transición, con la excepción del hecho de que la Sociedad no ha seguido tal orientación de transición ni incluyó la divulgación apropiada basada en dicha orientación transitoria en sus estados financieros consolidados y para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017. La Sociedad está en el proceso de determinar si la falta de aplicación de dicha orientación transitoria tendría un efecto significativo en sus estados financieros a partir del y para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

El cambio en la política contable de estos estados financieros consolidados para la adopción de la NIIF 16, Arrendamientos, la transición está efectuada de acuerdo con los requisitos de transición, los que consisten en las siguientes opciones: **1) Retrospectivo** - inicialmente aplicar retrospectivamente el estándar con el efecto acumulativo reconocido en resultados acumulados de apertura en la fecha de aplicación inicial; **2) Puesta al día acumulado** - reconocer un pasivo por arrendamiento en la fecha de aplicación inicial para arrendamientos clasificados previamente como arrendamientos operativos aplicando NIC 17. El arrendatario deberá medir el pasivo por arrendamiento al valor presente de los pagos restantes, descontados utilizando la tasa incremental del endeudamiento del arrendatario en la fecha inicial de aplicación; **2a) Medición de activo al comienzo del arrendamiento** - reconociendo un activo en derecho de uso en la fecha de aplicación inicial de arrendamientos clasificados previamente como un arrendamiento operativos aplicando la NIC 17; **2b) Medición de activo igual al pasivo por arrendamiento** - reconociendo el derecho de uso sobre activo en un importe igual al pasivo por arrendamiento del contrato de arrendamiento a la fecha de aplicación inicial ajustada por cualquier pago de arrendamiento devengados o prepago; y **3) aplicando la NIC 36, deterioro de los activos a activos en derecho de uso a la fecha de aplicación inicial.**

El Grupo ENAP tomó la opción 2b) y midió los pasivos por arrendamiento y los activos de derecho de uso sobre activos derivados de los arrendamientos previamente clasificados como arrendamientos operativos por referencia a los pagos del arrendamiento por el resto del plazo del arrendamiento usando la opción de registrar el activo en un monto igual al pasivo según lo permitido por NIIF16: C8 (b) (ii); y también determinó la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la aplicación inicial (1 de enero 2017) de acuerdo con el plazo del arrendamiento y la naturaleza del activo de derecho de uso; Adicionalmente, los activos de derecho de uso registrados a la fecha de aplicación inicial van a incurrir gastos de depreciación a través del período del contrato o la vida útil del activo, cualquier sea menor.

Las tasas de interés incremental promedio ponderado aplicadas a los pasivos de arrendamiento reconocidos el 1 de enero de 2017 son:

	Plazo			
	3 a 5 años	8 a 10 años	20 años	30 años
UF	1,82%	2,05%	2,44%	
US\$	3,53%	3,97%		4,50%

4. GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEFINICIÓN DE COBERTURAS

En el curso normal de sus negocios y actividades de financiamiento, la Sociedad, está expuesta a distintos riesgos de naturaleza financiera que pueden afectar de manera más o menos significativa el valor económico de sus flujos y activos y, en consecuencia, sus resultados.

La Sociedad dispone de una organización y de sistemas de información, administrados por la Gerencia de Finanzas Corporativa, que permiten identificar riesgos, determinar su magnitud, proponer al Directorio medidas de mitigación, ejecutar dichas medidas y controlar su efectividad.

A continuación se presenta una definición de los riesgos que enfrenta la Sociedad, una caracterización y cuantificación de éstos y una descripción de las medidas de mitigación actualmente en uso por parte de la Sociedad.

a.- Riesgo de mercado

Es la posibilidad de que la fluctuación de variables de mercado tales como tasas de interés, tipo de cambio, precios o índices de crudo y productos, etc., produzcan pérdidas económicas debido a la desvalorización de flujos o activos o a la valorización de pasivos, debido a la nominación o indexación de éstos a dichas variables.

Riesgo de tasa de interés – El financiamiento de la Sociedad considera fuentes de fondos afectas a tasa fija y tasa variable (préstamos, líneas de crédito). La porción de financiamiento afecta a tasa de interés variable, usualmente consistente en la tasa flotante LIBOR de 3 ó 6 meses más un margen y expone a la Sociedad a cambios en sus gastos financieros en el escenario de fluctuaciones de la tasa LIBOR.

b.- Riesgo de liquidez

Este riesgo está asociado a la capacidad de la Sociedad para amortizar o refinanciar a precios de mercado razonables los compromisos financieros adquiridos, y a su capacidad para ejecutar sus planes de negocios con fuentes de financiamiento estables.

Con el fin de minimizar este riesgo de liquidez, la Sociedad, mantiene dentro de su estructura de financiamiento una mezcla de deuda de corto y largo plazo, diversificada por tipo de acreedor y mercado, gestionando con anticipación el refinanciamiento de las obligaciones de corto plazo.

Esta gestión es realizada por la empresa Matriz, la cual mantiene una política financiera corporativa que establece los lineamientos para hacer frente a este riesgo, consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las Dirección de manejo de riesgo de mercado y operaciones financieras y la Dirección de Finanzas Corporativas dependientes de la Gerencia de Administración y Finanzas monitorean continuamente las necesidades de fondo que requiere el Grupo ENAP.

La Filial en Argentina tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles líneas de crédito bancario no comprometidas por aproximadamente US\$ 240 millones con diversos Bancos.

c.- Riesgo de crédito

Este riesgo está referido a la capacidad de terceros de cumplir con sus obligaciones financieras con la Sociedad. Dentro de las partidas expuestas a este riesgo se distingue la siguiente categoría:

Activos financieros - Corresponde a los saldos de efectivo y equivalentes al efectivo, tales como depósitos a plazo y valores negociables. La capacidad de la Sociedad de recuperar estos fondos a su vencimiento depende de la solvencia de la Institución Financiera en el que se encuentren depositados.

Para mitigar este riesgo, la Matriz ENAP, ha establecido como política financiera parámetros de calidad crediticia que deben cumplir las instituciones financieras para poder ser consideradas elegibles como depositarias de los productos señalados arriba, así como límites máximos de concentración por institución.

Deudores por ventas - El riesgo de incobrabilidad de los deudores por venta del grupo es significativamente bajo, toda vez que casi la totalidad de las ventas locales (>95%) corresponden a facturación a las principales empresas distribuidoras de combustibles o a empresas distribuidoras de gas licuado.

Por su parte, la incorporación de nuevos clientes está sujeta al análisis de su solvencia financiera y a su aprobación por el Comité de Crédito del Grupo ENAP. Dicho comité coordina las acciones de cobranza requeridas en caso de atraso en los pagos.

No hay garantías por montos significativos para cubrir dicha exposición, pues, como se ha señalado, casi la totalidad de las ventas corresponden a empresas distribuidoras de combustible o de gas licuado, con las cuales el Grupo ENAP opera en base a ventas a crédito sin garantía. La estimación de deudores incobrables al 31 de diciembre de 2017 asciende a MUS\$ 13.863.

5. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS

Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados es de responsabilidad de la Alta Administración de la Sociedad.

En los presentes estados financieros consolidados se han utilizado estimaciones realizadas por la Administración de la Sociedad y de las entidades consolidadas para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, sin embargo, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja), lo que se haría conforme a lo establecido en la NIC 8, de forma prospectiva, reconociendo en el ejercicio los efectos del cambio de la estimación, si la revisión afecta sólo el presente ejercicio, o en el ejercicio de revisión y ejercicios futuros si el cambio afecta a ambos.

En la aplicación de las políticas contables de la Sociedad, las cuales se describen en la Nota 3, la administración hace estimaciones y juicios en relación al futuro sobre los valores en libros de los activos y pasivos. Las estimaciones y los juicios asociados se basan en la experiencia histórica y en otros factores que son considerados relevantes. Los resultados actuales podrían diferir de estas estimaciones.

La administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto sobre las cifras presentadas en los estados financieros, por lo tanto cambios en estos supuestos y estimaciones podrían tener un efecto en los estados financieros consolidados.

A continuación se detallan las estimaciones o juicios críticos usados por la administración:

5.1. Deterioro de activos - Al cierre de cada año o a una fecha intermedia, en caso que sea considerado necesario, la administración analiza el valor de los activos para determinar si han sufrido alguna pérdida por deterioro. En el caso que esta evidencia exista, una estimación del valor recuperable de cada activo es realizada, para determinar en cada caso, el monto del ajuste. En caso de identificar activos que no generan flujos de caja en forma independiente, se estima la recuperabilidad de la unidad generadora de efectivo a la que dicho activo pertenece. Al 31 de diciembre de 2017, la filial en Argentina registró una de pérdida por deterioro por inversiones en campos petrolíferos Pampa del Castillo – La Guitarra por MUS\$ 34.389 y Campamento Central Cañadón Perdido por MUS\$ 21.800.

5.2. Vidas útiles de la Propiedades, planta y equipo - La administración de la Sociedad estima las vidas útiles y basado en ellas los correspondientes cargos por depreciación de sus propiedades, planta y equipo. Esta estimación está basada en estudios técnicos preparados por especialistas internos y externos. Cuando existan indicios que aconsejen cambios en las vidas útiles de estos bienes, ello debe hacerse utilizando estimaciones técnicas al efecto. La administración incrementará el cargo por depreciación cuando las vidas útiles sean inferiores a las vidas estimadas anteriormente o depreciará o eliminará activos obsoletos técnicamente o no estratégicos que se hayan abandonado o vendido. La Sociedad revisa las vidas útiles estimadas de los bienes de propiedad, planta y equipo, al cierre de cada ejercicio de reporte financiero anual

5.3. Provisión de obsolescencia de materiales y repuestos – Los materiales y repuestos presentados bajo los rubros Inventarios y Propiedad, planta y equipos pueden verse afectados por factores diversos tales como cambios tecnológicos, desuso, exposición ambiental, entre otros, para lo cual el Grupo ENAP realiza estimaciones y juicios a fin de determinar con la mayor información disponible provisiones de obsolescencia. Estas estimaciones son revisadas periódicamente en base a información adicional y mayor experiencia pudiendo afectar los valores determinados.

5.4. Reservas de crudo y gas - La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Sociedad. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción y para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción.

5.5. Provisiones por litigios y otras contingencias - El costo final de la liquidación de denuncias y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

La Sociedad realiza juicios y estimaciones al registrar costos y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costos y planes esperados de remediación momento del tiempo del desembolso efectivo, tasa de interés para descontar los flujos futuros, entre otros, con el fin de determinar su valor razonable. En el caso de las provisiones medioambientales, los costos pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas.

5.6. Cálculo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos - Los activos y pasivos por impuestos se revisan en forma periódica y los saldos se ajustan según corresponda. La Sociedad considera que se ha hecho una adecuada provisión de los efectos impositivos futuros, basada en hechos, circunstancias y leyes fiscales actuales.

6. ACTIVOS FINANCIEROS

El detalle de los activos y pasivos financieros mantenidos por la Sociedad es el siguiente:

Activos financieros	Préstamos y		Activos financieros	
	cuentas por cobrar		disponible para la venta	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Corriente				
Efectivo y equivalentes al efectivo	39.701	32.552	-	-
Otros activos financieros, corrientes	807	11.678	-	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	175.521	149.915	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	8.156	89	-	-
Total Activos financieros, corrientes	224.185	194.234	-	-
Activos financieros	Préstamos y		Activos financieros	
	cuentas por cobrar		disponible para la venta	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
No corriente				
Otros activos financieros, no corrientes	-	-	7.664	7.784
Cuentas por cobrar, no corrientes	226	10.042	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	220.974	180.617	-	-
Total activos financieros, no corrientes	221.200	190.659	7.664	7.784
Totales	445.385	384.893	7.664	7.784

Pasivos financieros	Préstamos y	
	cuentas por pagar	
	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Corriente		
Otros pasivos financieros, corrientes	180.424	64.573
Pasivos por arrendamiento, corrientes	2.197	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	99.608	55.922
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	15.628	13.409
Total pasivos financieros, corrientes	<u>297.857</u>	<u>133.904</u>
No corriente		
Otros pasivos financieros, no corrientes	178.474	128.848
Pasivos por arrendamiento, no corrientes	5.559	-
Pasivos, no corrientes	757	1.751
Total pasivos financieros, no corrientes	<u>184.790</u>	<u>130.599</u>
Totales	<u>482.648</u>	<u>264.503</u>

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

El detalle del efectivo y equivalentes al efectivo es el siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Caja	305	223
Bancos	19.991	22.177
Depósito a plazo	19.405	10.152
Totales	<u>39.701</u>	<u>32.552</u>

El detalle del efectivo y equivalentes al efectivo en moneda de origen es el siguiente:

	Moneda	31.12.2017	31.12.2016
		MUS\$	MUS\$
Caja	US\$	303	221
	AR\$	1	2
	EG £	1	-
Bancos	US\$	14.570	10.852
	CLP	-	1
	AR\$	1.856	2.375
	EG £	3.565	8.949
Depósito a plazo	US\$	8.407	4.704
	AR\$	8.495	3.074
	EG £	2.503	2.374
Totales		39.701	32.552

Los depósitos a plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones. No existen restricciones a la disposición de efectivo.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen sobregiros bancarios presentados como efectivo y efectivo equivalente.

8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de los Otros Activos Financieros es el siguiente:

	Total corriente		Total no corriente	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Bonos (a)	807	11.678	-	-
Inversión en Otras Sociedades (b)	-	-	7.664	7.664
Otros	-	-	-	119
Totales	807	11.678	7.664	7.783

a) Bonos

En enero 2012 la Filial Argentina de Enap Sipetrol S.A. realizó exportaciones de crudo en el marco del Programa de incentivos fiscales Petróleo Plus, creado a través del decreto 2014/08 para incentivar la producción y la incorporación de reservas de petróleo, que establecía un sistema de premios y compensaciones mediante la entrega de certificados de crédito fiscal que podían ser utilizados para cancelar derechos de exportación propios o de terceros. El 6 de febrero de 2012 se presentaron los legajos correspondientes a los créditos vinculados por las mencionadas operaciones por un monto de MUS\$ 18.425. El 8 de febrero de 2012 se notificó la suspensión temporal del Programa Petróleo Plus, con lo cual los certificados de US\$ 18.425 fueron considerados como un activo contingente, y en virtud de esto, no fueron reconocidos en los Estados Financieros.

Con fecha 6 de julio de 2015, el Gobierno Argentino, mediante Decreto 1330 dejó sin efecto el Programa denominado “Petróleo Plus”. Con fecha 29 de agosto de 2015, la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. da consentimiento y acepta los incentivos pendientes de liquidación pagados mediante la entrega de los instrumentos de deuda pública denominados “Bonos de la Nación Argentina”, el detalle de los instrumentos financieros es el siguiente:

Instrumento	País	Fecha		Tasa	Tasa	Total corriente		Total no corriente	
		Obtención	Vencimiento	nominal	de mercado	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
				%	%	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
BONAR 2024 (1)	Argentina	07.05.2014	07.05.2024	8,75	8,75	-	11.678	-	-
BONAR 2020 USD (2)	Argentina	01.10.2015	01.10.2020	8,00	8,00	765	-	-	-
Total bonos						765	11.678	-	-

- (1) BONAR 2024, Títulos de valor en dólares con valor nominal equivalentes a MUS\$14.269, estos títulos incluyen restricciones de venta, de modo tal que hasta el mes de diciembre de 2016 inclusive, Enap Sipetrol Argentina S.A., no puede vender más de un 2% mensual del total de BONAR 2024. De no ejercer su derecho a vender, dicho porcentaje de venta puede ser acumulado, pero en ningún caso, la venta en un mes podrá superar el 10% del total de BONAR 2024 recibidos. A partir del año 2017, no existirán restricciones para la venta de los BONAR 2024.
- (2) BONAR 2020 USD, Títulos de valor en dólares con valor nominal equivalentes a MUS\$ 593, con vencimiento en 2020, estos títulos incluyen restricciones de venta, de modo tal que hasta el mes de diciembre de 2017 inclusive. Enap Sipetrol Argentina S.A., no puede vender más de un 3% mensual del total de BONAR 2020 USD. De no ejercer su derecho a vender, dicho porcentaje de venta puede ser acumulado, pero en ningún caso, la venta en un mes podrá superar el 12% del total de BONAR 2020 USD recibidos. A partir del año 2018, no existirán restricciones para la venta de los BONAR 2020 USD.

b) Inversión en Otras Sociedades

El saldo de MUS\$ 7.664 corresponde a una inversión en Argentina con una participación de un 13,79% en Terminales Marítimos Patagónicos S.A. (TERMAP) equivalente a 198.025 acciones.

9. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR
a) Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

	Total Corriente		Total No Corriente	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Deudores por ventas (1)	162.836	134.051	-	-
Deudores varios	15.854	8.510	226	10.042
Otros deudores	10.694	21.249	-	-
Provisión deudores incobrables (b)	(13.863)	(13.895)	-	-
Totales	175.521	149.915	226	10.042

(1) La Sucursal Ecuador y la filial Sipetrol International S.A., mantienen un contrato con un cliente que corresponde al 63% del saldo del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 74% al 31 de diciembre de 2016.

La filial Argentina mantiene contratos con cuatro clientes que en su conjunto representan un 23% del saldo del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 26% al 31 de diciembre de 2016.

El período de crédito promedio de las ventas es de 60 días.

Los saldos incluidos en este rubro no devengan intereses. Los valores razonables de deudores comerciales, deudores varios y otras cuentas por cobrar corresponden a sus valores libros.

El detalle de las cuentas por cobrar vencidas y no deterioradas es el siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
De 1 día hasta 5 días	2.828	551
De 6 día hasta 30 días	3.438	8.404
De 31 días hasta 60 días	5.191	5.578
De 61 días hasta 90 días	10.070	6.500
De 91 días hasta 1 año	32.686	63.090
Más de 1 año	13.946	389
Totales	68.159	84.512

b) Provisiones de incobrables

El monto de la provisión de cuentas incobrables al 31 de diciembre de 2017 asciende a MUS\$ 13.863 y al 31 de diciembre de 2016 asciende a MUS\$ 13.895. Considerando la solvencia de los deudores y el comportamiento histórico de la cobranza, el Grupo ha estimado que la provisión de deudores incobrables al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es suficiente.

10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Los saldos por cobrar, por pagar y las transacciones con empresas relacionadas son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar

RUT	Sociedad	País	Descripción de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corriente		No Corriente	
						31.12.2017 MUS\$	31.12.2016 MUS\$	31.12.2017 MUS\$	31.12.2016 MUS\$
92604000-6	Empresa Nacional del Petróleo	Chile	Cta. Cte Mercantil	Matriz	USD	1.409	30	220.974	180.617
87756500-9	Enap Refinerías S.A.	Chile	Cta. Cte Mercantil	Accionista	USD	6.747	59	-	-
Totales						8.156	89	220.974	180.617

b) Cuentas por pagar

Cuentas por pagar

RUT	Sociedad	País	Descripción de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corriente		No Corriente	
						31.12.2017 MUS\$	31.12.2016 MUS\$	31.12.2017 MUS\$	31.12.2016 MUS\$
92604000-6	Empresa Nacional del Petróleo	Chile	Comercial	Matriz	USD	15.628	13.409	-	-
Totales						15.628	13.409	-	-

Los saldos y transacciones con entidades relacionadas se ajustan a lo establecido en el artículo N° 89 de la Ley N° 18.046, que establece que las operaciones entre sociedades coligadas, entre la matriz y sus filiales y las que efectúe una sociedad anónima abierta, deberán observar condiciones de equidad, similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado, es decir, hechas en condiciones de independencia mutua entre las partes. Los saldos por cobrar y pagar a empresas relacionadas corrientes al cierre de cada ejercicio, se originan principalmente en transacciones del giro consolidado, están pactados en pesos chilenos y dólares, sus plazos de cobros y/o pagos no exceden los 60 días, y en general no tienen cláusulas de reajustabilidad ni intereses.

c) Transacciones con partes relacionadas

RUT	Sociedad	País	Naturaleza de la relación	Moneda o unidad de reajuste	Descripción de la transacción	31.12.2017		31.12.2016	
						Monto MUS\$	Efecto en resultado MUS\$	Monto MUS\$	Efecto en resultado MUS\$
92604000-6	Empresa Nacional del Petróleo	Chile	Matriz	USD	Servicios recibidos	2.620	(2.309)	1.994	(1.687)
					Servicios prestados	1.168	995	1.253	1.253
					Reembolso de gastos recibidos	17	(17)	362	(362)
					Reembolso de gastos emitidos	220	220	819	-
					Venta de crudo	-	-	578	578
					Préstamos	77.017	983	31.715	919
					Pago de préstamos	37.642	-	33.106	-
					Dividendos por pagar	-	-	51	-
					Dividendos pagados	-	-	24	-
					Capitalización de utilidades	34.707	-	-	-
87756500-9	Enap Refinerías S.A.	Chile	Accionista	USD	Scrow Agreement	-	-	(3.284)	-
					Capitalización de utilidades	135	-	80	-
					Venta de crudo	6.687	-	8.836	8.836
					Servicios prestados	-	-	80	80
					Aumento de capital EOP	9	-	16	-

d) Retribuciones del Directorio

El artículo séptimo de los estatutos sociales, modificado en acta de la vigésimo sexta Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 27 de abril de 2017, establece que los Directores no serán remunerados por sus funciones.

El Directorio se conforma de la siguiente manera:

Nombre	Cargo
Eduardo Bitrán Colodro	Presidente
María Isabel González Rodríguez	Director
Carlos Carmona Acosta	Director
Jorge Fierro Andrade	Director
Bernardita Piedrabuena Keymer	Director
Paul Schiodtz Oblinovich	Director

En virtud de la entrada en vigencia el pasado 1 de diciembre de 2017 de la Ley N° 21.025, que establece un Nuevo Gobierno Corporativo para ENAP, el señor Marcelo Tokmna Ramos dejó su cargo de Vicepresidente del directorio de la Sociedad, con fecha 30 de noviembre de 2017.

La retribución a los miembros del Honorable Directorio no tiene relación con los resultados de la Empresa.

e) Personal clave de gerencia

Personal clave de la gerencia son aquellas personas que tienen autoridad y responsabilidad para planificar, dirigir y controlar las actividades de la entidad, directa o indirectamente, incluyendo cualquier director o administrador (sea o no ejecutivo) de esa entidad. En relación a Enap Sipetrol S.A., dichas funciones se realizan por personal gerencial de la entidad controladora (ENAP), la cual presenta en sus correspondientes estados financieros esta información.

f) Planes de incentivos al personal ejecutivo

Enap Sipetrol S.A. cuenta con un Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a todos sus ejecutivos, con excepción del Gerente General.

Su propósito es incentivar la agregación de valor a la Sociedad y al Grupo ENAP, mejorando el trabajo en equipo y el desempeño individual.

Los factores considerados para la determinación del incentivo son los siguientes:

- Resultados financieros anuales de la empresa;
- Resultados de área y nivel de cumplimiento de metas alcanzado por cada gerencia.
- Resultados individuales.

11. INVENTARIOS

La composición del saldo del rubro inventarios es el siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Crudo	19.810	7.633
Total	<u>19.810</u>	<u>7.633</u>

12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES, DIFERIDOS Y BENEFICIOS (GASTO) POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS

a) **Activos y pasivos por impuestos corrientes**

El detalle al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Activos por impuestos corrientes		
IVA crédito fiscal - Argentina	26.854	11.451
IVA crédito fiscal - Chile	847	651
IVA crédito fiscal - Ecuador	-	1.949
IVA crédito fiscal - EOP	252	132
Impuestos por recuperar - Argentina	11.370	4.757
Impuestos por recuperar crédito del exterior- Chile	908	653
Impuestos por recuperar - Ecuador	1.617	-
Pagos provisionales mensuales - Argentina	-	(189)
Pagos Provisionales Mensuales - Petro Servicios Corp.	19	-
Totales	<u>41.867</u>	<u>19.404</u>

	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Pasivos por impuestos corrientes		
Impuesto a la renta por pagar- Argentina	267	-
Impuesto a la renta por pagar- Chile	13.594	-
Impuesto a la renta por pagar- Ecuador	4.603	3.559
Impuesto a la renta por pagar- PetroServicios	-	26
Impuesto retención- Argentina	(238)	-
Impuesto retención- Chile	148	197
Impuesto retención- Ecuador	563	735
Impuesto retención- EOP	-	9
IVA débito fiscal-Chile	173	256
Otras retenciones - Argentina	1.118	1.023
Regalías-Argentina	2.032	1.871
Retención ingresos brutos IIBB - Argentina	90	321
Totales	<u><u>22.350</u></u>	<u><u>7.997</u></u>

b) Activos y pasivos por impuestos diferidos no corrientes

El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Activos netos por Impuestos Diferidos			
	31.12.2017		31.12.2016	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Diferencia temporal:				
Relativos a otras provisiones	4.349	-	3.851	-
Total Activos netos	<u><u>4.349</u></u>	<u><u>-</u></u>	<u><u>3.851</u></u>	<u><u>-</u></u>

Diferencia temporal:	Pasivos netos por Impuestos Diferidos			
	31.12.2017		31.12.2016	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Relativos a pérdidas fiscales	13.505	-	-	-
Relativos a otras provisiones	14.991	-	-	-
Relativos a depreciaciones	-	25.405	-	33.191
Relativos a gastos diferidos		7.354	-	-
Relativos a otros		271	-	-
Subtotal	28.496	33.030	-	33.191
Total Pasivos netos	-	4.534		33.191

Movimientos en importe reconocido en estado de situación financiera	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Importe reconocido en el resultado del ejercicio	29.155	987
Importe reconocido en otros resultados integrales	(100)	124
Importe en otros rubros	(1)	(371)
Cambios en activos y pasivos por impuestos diferidos,	29.054	740

Al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, los saldos en las cuentas de activos y pasivos por impuestos diferidos se presentan compensados.

c) Gastos por impuestos corrientes

El ingreso por impuesto a las ganancias al 31 de diciembre de 2017 y 2016, después de la aplicación de los impuestos correspondientes, es el siguiente:

	Acumulado	
	01.01.2017	01.01.2016
	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Gasto por impuestos corrientes	(26.637)	(10.363)
(Gasto) ingreso diferido por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	29.054	987
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	2.417	(9.376)

	01.01.2017	01.01.2016
	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, extranjero	(10.777)	(9.730)
Gasto por Impuestos corrientes, neto, nacional	<u>(15.860)</u>	<u>(633)</u>
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	<u><u>(26.637)</u></u>	<u><u>(10.363)</u></u>
	01.01.2017	01.01.2016
	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Gasto por impuestos diferidos, neto, extranjero	29.523	1.100
Beneficio por impuestos diferidos, neto, nacional	<u>(469)</u>	<u>(113)</u>
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	<u><u>29.054</u></u>	<u><u>987</u></u>

d) Conciliación de resultado contable con el resultado fiscal

De acuerdo a la normativa vigente, la Sociedad incluye en su balance consolidado a sus filiales Enap Sipetrol Argentina S.A., Sipetrol International S.A., EOP Operaciones Petroleras S.A. y Petro Servicios Corp. S.A.

Todas las sociedades del Grupo Sipetrol presentan individualmente sus declaraciones de impuestos, de acuerdo con la norma fiscal aplicable en cada país.

La conciliación de la tasa de impuestos legal vigente en Chile y la tasa efectiva de impuestos aplicables a la Sociedad, se presenta a continuación:

	Acumulado	
	01.01.2017	01.01.2016
	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	<u>(2.682)</u>	<u>(8.381)</u>
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	16.228	6.869
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	(20.878)	(1.480)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	-	-
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas	2.745	653
Tributación Calculada con la Tasa Aplicable	-	-
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	<u>7.004</u>	<u>(7.037)</u>
Ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal, total	<u><u>5.099</u></u>	<u><u>(995)</u></u>
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	<u><u>2.417</u></u>	<u><u>(9.376)</u></u>

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES

El impuesto sobre la sociedad chilena se calcula aplicando el 25,5% 3n 2017, 24% en 2016. Los impuestos para las sociedades extranjeras se calculan según las tasas impositivas en las respectivas jurisdicciones.

Las tasas de impuestos correspondientes a otras jurisdicciones son: Argentina un 35% en ambos años, en Ecuador es de un 22% para ambos años, en Uruguay, por no tener operaciones en el país, está sometida a un régimen especial sin impuesto, en Egipto, el contrato de operación conjunta con EGPC otorga un régimen especial sin impuesto para ENAP.

Reforma Tributaria en Chile

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°20.780 “Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario”.

Entre éstas se considera un aumento progresivo en la tasa de impuesto de primera categoría para los años comerciales 2014, 2015, 2016, incrementándola a un 21%, 22,5%, 24%, respectivamente. Desde el año comercial 2017, el incremento en esta tasa de impuesto dependerá del régimen de tributación del contribuyente, es decir, en el caso del régimen de renta atribuida la tasa será de 25% desde el año comercial 2017 y para el régimen parcialmente integrado las tasas serán 25,5% en el año comercial 2017 y 27% desde el año comercial 2018 en adelante.

Entre los principales cambios, dichas Leyes tipifican, en el artículo 14 de la Ley de Impuesto a la Renta (“LIR”), dos sistemas de tributación: régimen de renta atribuida y régimen parcialmente integrado. En el caso de contribuyentes que sean sociedades anónimas sólo podrán acogerse al sistema de renta parcialmente integrado señalado anteriormente.

De igual forma , a través de la Circular N° 66 publicada en el año 2015, el Servicio de Impuestos de Internos instruyó que en el caso de empresas del Estado, éstas quedan excluidas de la aplicación del artículo 14 por carecer de un vínculo directo o indirecto con personas que tengan la calidad de propietarios, comuneros, socios o accionistas, y que resulten gravados con los impuestos finales, por encontrarse la totalidad de sus rentas sujetas a la tributación establecida en el artículo 2° del D.L. N° 2.398. Si bien, por regla general, las empresas del Estado están obligadas a determinar su renta efectiva mediante contabilidad completa, tal obligación procede para el sólo efecto de determinar las rentas afectas al Impuesto de Primera Categoría, en virtud de las normas contenidas en el Título II de la LIR relativas al referido tributo, cuya tasa en estos casos será de 25%.

En relación a los otros incrementos (decrementos) efectuados a la tasa impositiva legal, éstos corresponden a las diferencias permanentes del ejercicio, principalmente originadas por las utilidades devengadas en empresas filiales y relacionadas y al impuesto único de ENAP mencionado en el punto precedente, de acuerdo a Ley 2.398.

Reforma Tributaria en Argentina

Con fecha 29 de diciembre de 2017 el Congreso de la República Argentina promulgó la Ley de Reforma Tributaria N° 27.430. Las principales modificaciones introducidas a los Impuesto a las Ganancias son:

- i) La tasa del impuesto para sociedades de capital será 30% para los ejercicios iniciados el 01/01/2018 hasta el 31/12/2019 y del 25% para aquellos que se inicien el 01/01/2020 en adelante. Asimismo, los dividendos que se distribuyan se gravarán a una alícuota del 7% y 13% para los períodos citados, respectivamente
- ii) Se elimina la aplicación del impuesto de igualación para los resultados generados por los ejercicios iniciados a partir del 01/01/2018, continuando vigente para los anteriores.

iii) Se establece un mecanismo de actualización del costo para bienes adquiridos o inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 01 de enero de 2018.

13. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

A continuación se presenta un detalle de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación y los movimientos de éstas al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

a) Detalle de las inversiones

Sociedad	Actividad principal	País de origen	Moneda funcional	Participaciones 2016 %	Participaciones 2015 %
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	Exploración y explotación de petróleo, gas y derivados.	Chile	CLP	20	20

b) Movimiento de inversiones

31 de diciembre de 2017

	Saldo al 01.01.2017 MUS\$	Adiciones MUS\$	Disminución MUS\$	Participación en resultado MUS\$	Diferencia de Conversión MUS\$	Otro Incremento (Decremento) MUS\$	Saldo al 31.12.2017 MUS\$
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	123	-	-	(5)	11	(2)	127
Totales	123	-	-	(5)	11	(2)	127

31 de diciembre de 2016

	Saldo al 01.01.2016 MUS\$	Adiciones MUS\$	Disminución MUS\$	Participación en resultado MUS\$	Diferencia de Conversión MUS\$	Otro Incremento (Decremento) MUS\$	Saldo al 31.12.2016 MUS\$
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	118	-	-	(3)	8	-	123
Totales	118	-	-	(3)	8	-	123

c) Información adicional de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación

Valor razonable

Ninguna de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación tiene precios de cotización públicos por que no se revela su valor razonable.

Detalle de información financiera:

A continuación se presenta la información financiera resumida de las empresas asociadas de Enap Sipetrol S.A. al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

Al 31 de diciembre de 2017

Sociedades	Participación %	Activos corrientes MUS\$	Activos no corrientes MUS\$	Pasivos corrientes MUS\$	Pasivos no corrientes MUS\$	Ingresos MUS\$	Utilidad (pérdida) MUS\$
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	20	638	-	1	-	13	(26)
Totales		638	-	1	-	13	(26)

Al 31 de diciembre de 2016

Sociedades	Participación %	Activos corrientes MUS\$	Activos no corrientes MUS\$	Pasivos corrientes MUS\$	Pasivos no corrientes MUS\$	Ingresos MUS\$	Utilidad (pérdida) MUS\$
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	20	609	-	1	-	15	(15)
Totales		609	-	1	-	15	(15)

14. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación se presentan los movimientos de los rubros de Propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Período actual	Vehículos de motor	Otros activos fijos	Inversión en exploración y producción	Totales
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo neto al 01.01.2017	96	4.367	547.763	552.226
Adiciones	71	615	244.173	244.859
Retiros y castigos	-	(1)	(8.592)	(8.593)
Deterioro de valor (1)	-	-	(56.189)	(56.189)
Abandono de pozos exploratorios (2)	-	-	(567)	(567)
Gasto por depreciación	(70)	(862)	(60.976)	(61.908)
Traspasos	-	(1.551)	1.551	-
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	(1.896)	(1.896)
Otros incrementos (decrementos) (3)	(4)	(367)	(45.336)	(45.707)
Saldo neto al 31.12.2017	93	2.201	619.931	622.225

Ejercicio anterior	Vehículos de motor	Otros activos fijos	Inversión en exploración y producción	Totales
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo neto al 01.01.2016	175	4.145	491.961	496.281
Adiciones	19	840	120.499	121.358
Retiros y castigos	-	(37)	(3.175)	(3.212)
Abandono de pozos exploratorios (4)	-	-	(2.972)	(2.972)
Gasto por depreciación	(103)	(1.181)	(64.013)	(65.297)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	(3.207)	(3.207)
Otros incrementos (decrementos) (5)	5	600	8.670	9.275
Saldo neto al 31.12.2016	96	4.367	547.763	552.226

(1) Al 31 de diciembre de 2017, la filial en Argentina presenta un deterioro de valor por MUS\$ 34.389 por inversiones en campos petrolíferos Pampa del Castillo-La Guitarra y MUS\$ 21.800 en Campamento Central Cañadón Perdido.

(2) Al 31 de diciembre de 2017 la Sucursal en Ecuador constituyó una provisión pozo seco por MUS\$ 567 correspondiente al Área Mirador del Bloque 28.

(3) Al 31 de diciembre de 2017, se presentan MUS\$ 40.991 correspondiente a la transferencia a activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta de las inversiones de la filial en Argentina en campos petrolíferos Pampa del Gastillo – La Guitarra y MUS\$ 4.345 por otros decrementos menores.

(4) Al 31 de diciembre de 2016 la Sucursal en Ecuador constituyó una provisión pozo seco por MUS\$ 1.050 correspondiente al Área Mirador del Bloque 28, la filial en Argentina MUS\$1.922 por el pozo Bellavista de Avanzada 571.

(5) Al 31 de diciembre de 2016 se incluye la adquisición de los activos en la filial Arpetrol Argentina S.A. (Petrofaro S.A. a partir del 19 de noviembre de 2016)

Las clases de Propiedades, planta y equipos se componen de lo siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto		
Vehículos de Motor	1.984	1.917
Otros activos fijos	13.695	14.999
Inv. en Exploración y Producción	1.950.284	1.817.140
Totales	<u>1.965.963</u>	<u>1.834.056</u>

	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Propiedades, Planta y Equipo, Depreciación Acumulada		
Vehículos de Motor	1.891	1.821
Otros activos fijos	11.494	10.632
Inv. en Exploración y Producción	1.330.353	1.269.377
Totales	<u>1.343.738</u>	<u>1.281.830</u>

	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto		
Vehículos de Motor	93	96
Otros activos fijos	2.201	4.367
Inv. en Exploración y Producción	619.931	547.763
Totales	<u>622.225</u>	<u>552.226</u>

Información adicional
a) Exploración y Producción.

En el rubro Exploración y Producción se incluyen las propiedades, plantas y equipos correspondientes a los Operaciones conjuntas y Otros Negocios, según el siguiente detalle:

Operaciones conjuntas	Porcentaje de participación		Inversión neta antes de deterioro		Menos: Pérdidas por deterioro		Inversión neta en negocio conjunto	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	%	%	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
a. Explotación								
Área Magallanes	50,00	50,00	365.835	214.397	-	-	365.835	214.397
Campamento Central Cañadón Perdido	50,00	50,00	87.374	85.908	42.700	20.900	44.674	65.008
Cam 2A Sur	50,00	50,00	119	118	-	-	119	118
East Ras Qattara	50,50	50,50	22.037	28.245	-	-	22.037	28.245
Petrofaro	50,00	-	2.567	-	-	-	2.567	-
b. Exploración								
E2 (ex CAM3 y CAM1)	33,33	33,33	-	-	-	-	-	-
Bloque 2 - Rommana	40,00	40,00	8.447	8.571	8.447	8.447	-	124
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	30,00	30,00	-	-	-	-	-	-
Bloque Mehr	33,00	33,00	27.262	27.262	27.262	27.262	-	-
Consortio Bloque 28	42,00	42,00	-	-	-	-	-	-
Totales			513.641	364.501	78.409	56.609	435.232	307.892

Otros Negocios	Inversión neta antes de deterioro		Menos: Pérdidas por deterioro		Inversión neta en otros negocios	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Pampa del Castillo	-	76.995	-	-	-	76.995
Paraíso, Biguno, Huachito	37.317	61.221	-	-	37.317	61.221
Mauro Dávalos Cordero	77.201	60.596	-	-	77.201	60.596
Intracampos	45.157	20.553	-	-	45.157	20.553
El Turbio Este	2.057	-	-	-	2.057	-
Petrofaro	-	8.647	-	-	-	8.647
Totales	161.732	228.012	-	-	161.732	228.012

b) Costo por depreciación

El cargo a resultados por concepto de depreciación de propiedades, planta y equipo, incluido en los costos de venta y gastos de administración, es el siguiente:

	Acumulado	
	01.01.2017	01.01.2016
	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
En costos de venta	61.247	64.445
En gastos de administración	661	852
Totales	61.908	65.297

c) Seguros

La Sociedad y filiales tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de propiedad, planta y equipo, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos. Adicionalmente, está cubierta la pérdida de beneficios que podría ocurrir como consecuencia de una paralización.

d) Costos por desmantelamiento, retiro o rehabilitación

La Sociedad como parte de sus costos de activo fijo mantiene activados gastos de desmantelamiento de plataformas y campos petroleros, por un monto neto al 31 de diciembre de 2017 es de MUS\$ 32.948 y MUS\$34.462 al 31 de diciembre de 2016.

e) Capitalización de intereses

La Sociedad durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017 ha activado intereses por un monto de MUS\$ 6.151 provenientes del financiamiento utilizado en el Proyecto PIAM, Argentina (MUS\$ 1.089 al 31 de diciembre de 2016).

f) Deterioro activos

Ver nota 14 Pérdidas por Deterioro y Provisiones

g) Otros incrementos (decrementos)

Al 31 de diciembre de 2017 se incluye la reclasificación a “Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta” de las inversiones de la Filial en Argentina en campos petrolíferos Pampa del Gastillo – La Guitarra por un monto de MUS\$ 40-991 y MUS\$ 4.345 por otros decrementos menores.

Al 31 de diciembre de 2016 se incluye la adquisición de los activos en la filial Petrofaro S.A..

h) Otros

La Sociedad no posee partidas de propiedades, planta y equipo entregados en garantía o temporalmente fuera de servicio, tampoco existen partidas de propiedades, planta y equipo que, estando totalmente depreciados, se encuentran todavía en uso. Del mismo modo no existen partidas de propiedades, planta y equipo retirados de su uso activo y no clasificados como mantenidos para la venta de acuerdo con la NIIF 5.

15. PÉRDIDAS POR DETERIORO Y PROVISIONES

a) Pérdidas por deterioro:

Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, la filial en Argentina, ha registrado pérdidas por deterioro de valor por MUS\$ 56.189 originado en la inversión en campos petrolíferos Pampa del Castillo-La Guitarra por MUS\$ 34.389 y Campamento Central Cañadón Perdido por MUS\$ 21.800. Al 31 de diciembre de 2016 no se han realizado ajustes asociados a test de deterioros.

	Acumulado	
	01.01.2017	01.01.2016
	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Pampa del Castillo-La Guitarra	34.389	-
Campamento Central Cañadón Perdido	21.800	-
Totales	56.189	-

b) Provisiones

El detalle al 31 de diciembre de 2017 y 2016 son las siguientes:

	Acumulado	
	01.01.2017	01.01.2016
	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Pozo PC2096 Pampa del Castillo -Argentina	-	580
Plataforma Poseidón - Argentina	-	1.342
Pozo Área Mirador - Bloque 28- Ecuador	567	1.050
Totales	567	2.972

Bloque Mehr - En el rubro Inversiones en Exploración y Producción se presenta un decremento relacionado con la inversión realizada en el bloque Mehr, Irán.

ENAP Sipetrol S.A. participó a través de su filial Sipetrol Internacional S.A., en un consorcio integrado por ésta, Repsol S.A. (España) y OMV (Austria), siendo esta última la empresa operadora. Entre los años 2001 y 2007 el consorcio realizó trabajos de exploración en el referido bloque de acuerdo a un contrato con la empresa estatal iraní National Iranian Oil Company (“NIOC”). Sin embargo, al final del período de exploración, no fue posible establecer un acuerdo con NIOC respecto de un plan de desarrollo para la explotación de las reservas descubiertas por el consorcio (yacimiento Band-e-Karkheh).

En consecuencia, el 24 de enero de 2009 OMV, en su calidad de operador del bloque, notificó al Director de Exploración de NIOC la decisión unánime del consorcio de no continuar con las negociaciones de un plan de desarrollo del yacimiento. Asimismo, se comunicó a NIOC el inicio de las gestiones para recuperar los gastos de

exploración y a la obtención de una tarifa de servicio (Remuneration Fee), conforme a los términos establecidos en el Contrato de Servicios de Exploración suscrito entre las partes.

Con fecha 21 de octubre de 2010, NIOC informó al operador del bloque (OMV) la aceptación de los gastos exploratorios incurridos por el Consorcio.

No obstante, lo señalado en el párrafo anterior, y tomando en cuenta el juicio y estimaciones de la administración, Sipetrol International S.A., constituyó en diciembre del año 2008 una provisión por el 100% del valor de la inversión neta realizada durante los trabajos de exploración, ascendente a MUS\$ 27.262.

El Consorcio luego de múltiples negociaciones para obtener la devolución de los gastos exploratorios invertidos ante NIOC, acordó suscribir un acuerdo para obtener el pago en especies (en crudo) por parte del gobierno Iraní. El pago en especies contempla un descuento en la factura de compra de crudo Iraní, sujeto a cumplimiento de ciertas variables de las que dependerá el valor de cada factura. Los pagos serán realizados a través de la compañía de trading de OMV (“OMV Trading”). Se trata de un contrato anual renovable hasta el pago total de la deuda, a razón de 2 cargamentos por trimestre por socio del Consorcio Bloque Mehr. Enap Sipetrol S.A. tomaría a firme cargamentos hasta el 30 de junio de 2018 y su número dependerá de la fecha de inicio del contrato. Cabe señalar que este acuerdo fue aprobado por el H. Directorio de ENAP.

16. PARTICIPACIONES EN OPERACIONES CONJUNTAS.

A continuación se incluye un detalle de la información al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de los Estados Financieros de los Operaciones conjuntas y que se han utilizado en el proceso de consolidación:

Operaciones conjuntas	Porcentaje de participación		Activos corrientes		Activos no corrientes		Pasivos corrientes		Pasivos no corrientes	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	%	%	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
a. Explotación										
Área Magallanes (a)	50,00	50,00	92.235	56.230	371.585	219.795	236.999	76.066	196.747	155.445
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	50,00	50,00	37.485	8.839	47.541	67.522	35.443	22.847	13.623	16.956
Cam 2A Sur (c)	50,00	50,00	44	143	134	304	5.556	12.759	11.527	11.173
East Ras Qattara (d)	50,50	50,50	41.519	81.146	22.066	28.266	2.291	4.119	-	-
Petrofaro (e)	50,00	-	10.480	-	2.858	-	6.135	-	1.664	-
b. Exploración										
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	33,33	33,33	19	61	(78)	6	(107)	543	(96)	14
Bloque 2 - Rommana (b)	40,00	40,00	-	177	-	124	4	34	15.838	-
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman (c)	30,00	30,00	-	-	-	-	229	229	26.229	-
Bloque Mehr (b)	33,00	33,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Consorcio Bloque 28	42,00	42,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales			181.782	146.596	444.106	316.017	286.550	116.597	265.532	183.588

Operaciones conjuntas	Porcentaje de participación		Ingresos Ordinarios		Gastos ordinarios		Resultado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	%	%	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
a. Explotación								
Área Magallanes (a)	50,00	50,00	90.622	105.694	82.716	91.878	605	6.116
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	50,00	50,00	48.715	41.931	68.551	44.739	(14.183)	(6.523)
Cam 2A Sur (c)	50,00	50,00	-	-	(64)	3.258	(632)	(5.619)
East Ras Qattara (d)	50,50	50,50	58.859	61.135	15.499	21.670	42.347	38.668
Petrofaro (e)	50,00	-	-	-	-	-	-	-
b. Exploración								
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	33,33	33,33	-	-	321	418	(196)	(362)
Bloque 2 - Rommana	40,00	40,00	-	-	-	-	(126)	62
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	30,00	30,00	-	-	-	-	-	6
Bloque Mehr (b)	33,00	33,00	-	-	-	-	-	-
Consortio Bloque 28	42,00	42,00	523	506	-	-	-	-
Totales			198.719	209.266	167.023	161.963	27.815	32.348

A continuación se detallan las operaciones fuera de Chile de explotación y exploración:

a) Explotación

(a) Área Magallanes - Argentina

Con fecha 4 de enero de 1991, Sociedad Internacional Petrolera S.A. (luego de varias transformaciones, hoy Enap Sipetrol Argentina S.A.) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (luego de varias transformaciones, hoy YPF S.A.) celebraron un contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de ejecutar trabajos de desarrollo y explotación de hidrocarburos en Área Magallanes, bloque ubicado en la boca oriental del Estrecho de Magallanes, Argentina.

Enap Sipetrol Argentina S.A. como operador de esta concesión, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área.

Con fecha 17 de noviembre de 2014, la Sociedad, representada por su Gerente General y el Presidente y CEO de YPF, firmaron un acuerdo para extender la Unión Transitoria de Empresas (UTE), que ambas compañías comparten en partes iguales en el Área Magallanes, en el sur de Argentina. Este acuerdo, permite extender el plazo de amortización de las reservas probadas.

(b) Campamento Central - Cañadón Perdido - Argentina

En diciembre de 2000, Enap Sipetrol S.A. (luego Enap Sipetrol Argentina S.A.) firmó con YPF S.A. un acuerdo a través del cual este último cede y transfiere a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 50% de la concesión que YPF S.A. es titular para la explotación de hidrocarburos sobre las áreas denominadas Campamento Central - Cañadón Perdido, en la provincia de Chubut - República de Argentina, que se rige por la Ley N° 24.145 y sus normas complementarias y reglamentarias, siendo YPF S.A. quien realiza las labores de operador de esta concesión.

Con fecha 26 de diciembre de 2013, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. obtuvieron de parte de la provincia del Chubut la extensión de esta concesión de explotación por un plazo adicional de 10 años hasta 2027, que puede ser extendido por un ejercicio adicional de 20 años, hasta el 14 de Noviembre del año 2047.

(c) Cam 2A Sur - Argentina

En decisión administrativa N° 14 del 29 de enero de 1999, se adjudicó en favor de YPF y Enap Sipetrol Argentina S.A. el Permiso de Exploración sobre el Área "Cuenca Austral Marina 2/A SUR" (CAM 2/A SUR). Con fecha 7

de octubre de 2002, Enap Sipetrol Argentina S.A. (Operador) e YPF S.A. celebraron un Acuerdo de Unión Transitoria de Empresas (UTE), ubicada en las Provincias de Tierra del Fuego.

La concesión de explotación tiene un plazo de 25 años (vencimiento 2028), el cual puede ser extendido por un plazo adicional de 10 años.

(d) East Rast Qattara - Egipto

En el marco del proceso de licitación para el año 2002, abierto por la Compañía General Petrolera Egipcia (EGPC) para presentar ofertas para diversos bloques en el Western Desert, la filial Sipetrol International S.A., en conjunto con la empresa australiana Oil Search Ltd., se adjudicó con fecha 16 de abril de 2003, el Bloque East Ras Qattara.

El contrato se firmó el 30 de marzo de 2004 ante el Ministerio de petróleo egipcio, con una participación de Sipetrol International S.A., sucursal Egipto, del 50,5% (Operador) y de Oil Search Ltd., 49,5%.

En Diciembre de 2007, se dio inicio a la etapa de explotación y en Agosto de 2008 la empresa Australiana Oil Search Limited materializó la venta de la totalidad de su participación a Kuwait Energy Company.

(e) Petrofaro - Área Faro Vírgenes

Con fecha 19 de mayo de 2016, la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. adquirió Arpetrol International Financial Company, controladora del 100% de las acciones de Petrofaro S.A. (Ex Arpetrol Argentina S.A.), la cual es titular de la concesión CA-11 Área Faro Vírgenes, en la Cuenca Austral, otorgada por la provincia de Santa Cruz hasta el año 2026. En dicha concesión se ubica la planta de tratamiento de gas Faro Vírgenes, formando parte del proyecto PIAM, ubicada junto al yacimiento Área Magallanes y el Gasoducto General San Martín.

Con fecha 12 de enero de 2017 Enap Sipetrol Argentina S.A. cedió a YPF S.A. el 50% del paquete accionario de dicha sociedad por US\$ 5,4 millones, pasando a tener control conjunto de la sociedad adquirida a partir de esta fecha.

b) Exploración

(a) E2 (Ex CAM 3 y CAM 1) - Argentina

El Área CAM-1 (Cuenca Austral Marina 1) fue adjudicada con fecha 4 de septiembre de 2003 a las empresas Enap Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF S.A., por la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quien aceptó la oferta realizada por las empresas durante el Concurso Público Internacional convocado para esta licitación.

El área se encuentra ubicada en el océano Atlántico en la zona austral de Argentina y es contigua a otras concesiones donde actualmente Enap Sipetrol Argentina S.A. explora y produce hidrocarburos.

Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF conformaron una Unión Transitoria de Empresas (UTE), destinada a realizar exploraciones de hidrocarburos en esta área y proceder a su explotación comercial en caso que las exploraciones fueran exitosas.

Durante el mes de octubre de 2005 la Sociedad recibió una comunicación de la Secretaría de Energía, mediante la cual informa a Enap Sipetrol Argentina S.A. que el área de explotación CAM-1 sería registrada a nombre de ENARSA (empresa propiedad del Estado Nacional). Esto último sustentado en el hecho que el área había sido

adjudicada a Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. durante el año 2003 por la Secretaría de Energía, pero que se encontraba pendiente la decisión administrativa del Poder Ejecutivo Nacional que la aprobará.

Con fecha 26 de septiembre de 2006, se suscribió un convenio de asociación entre ENARSA, Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. mediante el cual las partes acordaron suscribir un contrato de UTE, cuya participación de cada uno es de un 33,33%. ENARSA, como titular del área CAM 1 (en adelante E2), aporta este bloque y Enap Sipetrol Argentina S.A., en conjunto con YPF S.A., aportan el bloque CAM 3. Formalmente Enap Sipetrol y Repsol YPF revirtieron el bloque CAM 3 a la Secretaría de Energía para su posterior adjudicación por parte de ésta al nuevo consorcio.

En el marco del convenio celebrado entre ENARSA, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. para la exploración, desarrollo y eventual explotación conjunta de la nueva área E2, la Secretaría de Energía aceptó transferir a ENARSA el área CAM-3, la cual junto con la ex área CAM-1 integra la mencionada área E2, objeto del convenio. Asimismo, la Secretaría de Energía aceptó compensar las inversiones pendientes comprometidas en el área CAM-3 con el compromiso de perforar un segundo pozo de exploración dentro de la nueva área E2.

Las partes suscribieron con fecha 31 de marzo de 2008, el Contrato de Unión Transitoria de Empresas para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Área E2, a fin de regular los derechos y obligaciones entre Enap Sipetrol Argentina S.A., YPF S.A. y Energía Argentina S.A. (ENARSA) en su calidad de socios y coparticipes en la exploración y explotación del área E2.

El plazo de duración de esta UTE finaliza en el 2018, puede ser extendido por un plazo adicional de 5 años, hasta el 25 de septiembre de 2023

(b) Bloque Mehr – Irán

En el año 2001, Enap Sipetrol S.A., a través de su filial Sipetrol International S.A., adquirió el 33% de participación en el Contrato de Servicios de Exploración del Bloque Mehr ubicado en Irán, en sociedad con las empresas Repsol YPF y OMV, siendo esta última su operadora.

Con fecha 30 de junio de 2007, la National Iranian Oil Company (NIOC) declaró la comercialidad de un descubrimiento efectuado en el Bloque denominado Band-e-Karkheh, lo que dio inicio a la negociación del plan de desarrollo y contrato respectivo. En diciembre de 2008, al no ser económicamente viable para las empresas los términos y condiciones del plan de desarrollo negociadas con la NIOC, se decidió unánimemente no continuar con la etapa de desarrollo del descubrimiento pero reservándose el derecho a exigir reembolso de los gastos incurridos en la etapa de exploración más una tarifa por los servicios, conforme lo establece el contrato de servicios de exploración.

Tal como se señala en Nota 14 b), la devolución de los gastos exploratorios invertidos, así como el pago de una tarifa por los servicios de exploración asociados a Bloque Mehr aún no se ha materializado, por lo cual se encuentran provisionados en un 100%.

Fuera de las gestiones para la recuperación de la cuenta por cobrar a NIOC, desde el año 2008 el consorcio no realiza actividades operacionales o comerciales en el Bloque Mehr ni en Irán.

c) Consorcio Bloque 28

Con fecha 16 de abril de 2014, EOP Operaciones Petroleras S.A.(42%), Petroamazonas (51%) y Belorusneft (7%), en adelante el Consorcio Bloque 28, y la Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador, suscriben un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo-crudo) en el Bloque 28, ubicado en el centro oeste del oriente ecuatoriano, dentro del sector denominado Zona Subandina (pie de monte),

abarcando territorios de las provincias de Napo y Pastaza, con una extensión de 1.750 Km²., siendo EOP Operaciones Petroleras S.A. la Operadora del Consorcio.

Para la etapa exploratoria se acordó un compromiso mínimo de inversión en 2 fases (US\$17,35 y US\$8,15 millones), a riesgo completamente de los socios privados del Consorcio (Enap: 85,71% y Belorusneft: 14,29%), con opción de salida en función de los resultados de cada fase. En caso de éxito exploratorio, en los primeros años de la fase de desarrollo Petroamazonas deberá pagar a los socios la parte asumida por ellos en la etapa exploratoria mediante su porcentaje de derechos sobre la producción del Bloque. La tarifa negociada asciende a US\$52,9 por barril.

El compromiso mínimo de inversión incluye estudios de geociencias, estudios ambientales, permisos, licenciamiento, obras civiles y la perforación de un pozo exploratorio en el Prospecto Mirador. A la fecha se ha avanzado con estudios de geociencias, estudios ambientales previos a obtener la licencia ambiental.

17. OTROS NEGOCIOS

A continuación se incluye un detalle de la información al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de los Estados Financieros de los Otros Negocios y que se han utilizado en el proceso de consolidación:

Proyectos	Activo corriente		Activo no corriente		Pasivo corriente		Pasivo no corriente	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Pampa del Castillo (a)	39.460	13.775	-	81.530	21.052	27.623	-	13.303
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	10.404	5.652	34.775	61.221	34.522	29.058	812	698
Mauro Dávalos Cordero (b)	45.143	24.522	150.887	95.786	149.790	126.082	3.525	3.029
El Turbio Este	-	-	2.057	-	-	-	-	-
Petrofaro	-	9.733	-	9.040	-	7.655	-	1.106
Totales	95.007	53.682	187.719	247.577	205.364	190.418	4.337	18.136

Proyectos	Ingresos Ordinarios		Gastos Ordinarios		Resultado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Pampa del Castillo (a)	51.837	73.930	60.172	63.114	(31.803)	(1.098)
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	54.001	43.941	31.086	24.654	16.538	12.412
Mauro Dávalos Cordero (b)	69.428	53.303	29.888	32.337	29.355	9.379
Petrofaro	-	5.815	-	5.550	-	291
Totales	175.266	176.989	121.146	125.655	14.090	20.984

A continuación se detallan las operaciones de explotación donde el Grupo ENAP explota en un 100% concesiones otorgadas por autoridades regionales y estatales de los países donde se realizan (actualizados al 31 de diciembre de 2016):

A continuación se detallan las principales operaciones para las actividades de explotación:

a) Pampa del Castillo - La Guitarra

Con fecha 25 de septiembre de 2001, Pecom Energía S.A. cedió a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 100% de los derechos de la concesión de explotación del área hidrocarburífera denominada Pampa del Castillo - La Guitarra, localizada en la provincia de Chubut, Argentina. Con fecha 15 de Mayo de 2015 se firmó la extensión de la Concesión por otros 10 años, con vigencia hasta noviembre de 2026, y con una opción adicional de prórroga por 20 años más.

b) Paraíso, Biguno, Huachito y Mauro Dávalos Cordero e Intracampos

Con fecha 7 de octubre de 2002, se firmó un contrato de prestación de servicios con la Empresa de Petróleos del Ecuador - PETROECUADOR y su filial la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador - Petroproducción, para explotar y desarrollar los campos Paraíso, Biguno, Huachito (PBH) y Mauro Dávalos Cordero (MDC), ubicados en la cuenca oriente del Ecuador. Por medio de este contrato de Servicios Específicos, la Sociedad se comprometió a realizar las inversiones para el desarrollo de los campos por un valor estimado de MUS\$ 90.000, que consideraban la perforación de 16 pozos (9 en PBH y 7 en MDC), la construcción de una estación de producción en MDC, adecuación de facilidades y un campamento. A la vez, adquirió el derecho de explotación y operación, asumiendo el 100% de los costos de operación y administración de los campos.

Con fecha 8 de agosto de 2006, se suscribió un contrato modificatorio al contrato del campo MDC, celebrado con PETROECUADOR, mediante el cual SIPEC se comprometió a ampliar el programa de inversiones que contempla la perforación de 7 pozos y ampliar las instalaciones de producción. Con estos nuevos pozos se certificarán reservas adicionales que permitirán incrementar las reservas actuales de 31,6 a 57,0 millones de barriles de petróleo crudo.

Los referidos contratos establecieron que Enap Sipetrol S.A. podía explotar un máximo de 57 millones de barriles en MDC y 20.1 millones de barriles en PBH.

Con fecha 27 de julio de 2010 se promulgó en Ecuador, la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, en la que en su Disposición Transitoria Primera se establece que los contratos existentes, incluidos MDC y PBH deben modificarse y adoptar el modelo reformado de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, contemplado en el Art. 16 de la Ley de Hidrocarburos en un plazo de 180 días.

Siguiendo lo dispuesto en la Disposición Transitoria Primera, antes citada, Enap Sipetrol S.A. inició un proceso de renegociación de los contratos de MDC y PBH que culminó el 23 de Noviembre de 2010 con la suscripción de 2 Contratos Modificatorios a los Contratos de Prestación de Servicio para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en los Bloques Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos (PBHI) de la Región Amazónica Ecuatoriana.

De conformidad con las disposiciones legales vigentes, dichos Contratos Modificatorios fueron inscritos en la Secretaría de Hidrocarburos con fecha 15 de diciembre de 2010 y la fecha en que dicha modificación contractual entró en vigencia es el 1 de enero de 2011. Por consiguiente los términos contractuales de los contratos suscritos el 7 de octubre de 2002 tiene vigencia hasta el 2010 y los términos contractuales de los Contratos Modificatorios rigen a partir del 1 de enero de 2011. Con una vigencia de 15 años.

Con fecha abril de 2015 la Sociedad firmó dos contratos con Gobierno del Ecuador, el primer contrato corresponde a una extensión de la vigencia del Bloque Paraíso Biguno Huachito e Intracampos (PBHI) hasta el año 2034, otorgada por el gobierno ecuatoriano. Y el segundo contrato, suscrito en la forma de Consorcio, conformado por ENAP SIPEC, la petrolera estatal ecuatoriana Petroamazonas y Belorusneft, otorga el derecho a

ENAP SIPEC a realizar como operador, actividades exploratorias de manera secuencial, es decir, a ir comprometiendo más inversiones en función de los resultados que se vayan obteniendo.

c) El Turbio Este

Con fecha 1 de septiembre de 2017 mediante el Decreto 0774/2017, el Gobierno de la Provincia de Santa Cruz adjudicó el Permiso Exploración del área El turbio Este a Enap Sipetrol Argentina S.A..

Conforme se estableciera en el “Participation and Bid Group Agreement” celebrado con la firma Conoco-phillips South America Ventures Ltd, se encuentra en proceso de negociación la cesión del 50% de la participación en el permiso de exploración y en los compromisos de inversión y un Joint Operating Agreement para realizar las actividades exploratorias asociadas al Área.

18. DERECHOS DE USO Y PASIVOS POR ARRENDAMIENTO

La Sociedad ha adoptado anticipadamente, a partir del 1 de enero de 2017, la aplicación la Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) 16 “Arrendamientos” optando por la medición de activo igual al pasivo por arrendamiento, reconociendo el derecho de uso sobre activo, derivado de los arrendamientos previamente clasificados como arrendamientos operativos, en un importe igual al pasivo por arrendamiento del contrato de arrendamiento a la fecha de aplicación inicial ajustada por cualquier pago de arrendamiento devengados o prepago, vale decir, por el resto del plazo del arrendamiento según lo permitido por NIIF16: C8 (b) y se determinó la tasa de endeudamiento incremental al 1 de enero 2017, de acuerdo con el plazo del arrendamiento y la naturaleza del activo de derecho de uso. Los activos de derecho de uso registrados a la fecha de aplicación inicial consideran gastos de depreciación a través del período del contrato o la vida útil del activo, cualquier sea menor.

a) Derechos de uso: Al 31 de diciembre de 2017, el movimiento del rubro Derechos de uso asociado a activos sujetos a NIIF 16 por clase de activo subyacente, es la siguiente:

	Transporte Naviero MUS\$	Transporte aéreo MUS\$	Totales MUS\$
Saldo al 01.01.2017	2.308	7.565	9.873
Amortización ejercicio	(1.154)	(1.107)	(2.261)
Saldo al 30.09.2017	<u>1.154</u>	<u>6.458</u>	<u>7.612</u>

b) Pasivos por arrendamientos: El siguiente es un análisis de vencimiento de los pasivos de arrendamiento:

Al 31 de diciembre de 2017	Corriente	No Corriente			Total MUS\$
	Total MUS\$	+ 1 a 3 años MUS\$	+ 3 a 5 años MUS\$	+ de 5 años MUS\$	
Arrendamiento asociado a					
Contratos de operación naviera	1.174	-	-	-	-
Contratos de operación aérea	1.023	2.172	2.351	1.036	5.559
	<u>2.197</u>	<u>2.172</u>	<u>2.351</u>	<u>1.036</u>	<u>5.559</u>

Al 31 de diciembre de 2017, el riesgo de liquidez asociado a estos vencimientos está cubierto con los flujos operacionales de la Sociedad.

La Sociedad no tiene restricciones asociados a los arrendamientos.

La Sociedad tiene ciertos contratos, los cuales contienen opciones de renovación y para los cuales se tiene certidumbre razonable que se ejercerá dicha opción (indefinidamente o por un período indicado), el período de arrendamiento usado para efectuar la medición del pasivo y activo corresponde a dicho período salvo que sea la vida útil del bien involucrado menor, en cuyo caso la vida útil del bien está considerada como el plazo del contrato.

No existen convenios incorporados en los contratos de arrendamiento a ser cumplidos por la Sociedad a través de la vida de dichos contratos.

La Sociedad no tiene ningún otro flujo de efectivo al que está expuesto con respecto a los pasivos de arrendamiento anteriormente informados.

La siguiente tabla reporta el movimiento del ejercicio de nuestra obligación por pasivos de arrendamiento y los flujos del ejercicio:

	Flujo total de efectivo para el período finalizado el 31 de diciembre de 2017
Pasivo de arrendamiento	MUS\$
Saldos netos al 01.01.2017	9.873
Pasivos de arrendamiento generados	-
Gasto por intereses	345
Pagos de capital	(2.117)
Pagos de intereses	(345)
Saldo final al 30 de septiembre de 2017	<u>7.756</u>
Total Flujo de efectivo para el período terminado el 31 de diciembre de 2017 asociado con pasivos de arrendamiento	<u><u>(2.117)</u></u>

19. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El detalle de los préstamos que devengan intereses al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Total Corriente		Total No Corriente	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
No garantizadas				
Préstamos de entidades financieras (a)	180.424	20.493	178.474	-
Préstamos de otras entidades (a)	-	27.675	-	128.848
Sobregiros bancarios (c)	-	16.405	-	-
Totales	180.424	64.573	178.474	128.848
Garantizadas				
Préstamos de entidades financieras	-	-	-	-
Totales	-	-	-	-
Totales	180.424	64.573	178.474	128.848

a) **Detalle de los préstamos que devengan intereses** – El desglose por moneda y vencimiento de los préstamos de entidades financieras (garantizados) que devengan intereses al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

31 de diciembre de 2017

Nombre	Pago de intereses	Tasa nominal	Tasa efectiva	Valor nominal MUS\$	Corriente				No corriente				
					Hasta 1 mes MUS\$	+1 mes hasta 3 meses MUS\$	+3 meses hasta 12 meses MUS\$	Total MUS\$	+1 año hasta 3 años MUS\$	+3 años hasta 5 años MUS\$	+ de 5 años MUS\$	Total MUS\$	
The Bank of New York Mellon	Trimestral	Libor + 1,85%	3,54%	250.000	-	8.736	30.000	38.736	-	79.617	29.856	-	109.473
The Bank of Nova Scotia	Trimestral	Libor + 1,40%	3,09%	80.000	-	1.344	10.667	12.011	42.462	26.539	-	-	69.001
Citibank NA	Al vencimiento	3,25%	3,25%	32.000	-	32.034	-	32.034	-	-	-	-	-
Banco Itaú Argentina S.A.	Al vencimiento	3,50%	3,50%	63.500	-	63.581	-	63.581	-	-	-	-	-
Banco Santander	Al vencimiento	5,00%	5,00%	9.000	-	9.015	-	9.015	-	-	-	-	-
BBVA - Banco Francés S.A.	Al vencimiento	2,90%	2,90%	25.000	-	25.047	-	25.047	-	-	-	-	-
Totales					-	139.757	40.667	180.424	122.079	56.395	-	-	178.474

31 de diciembre de 2016

Nombre	Pago de intereses	Tasa nominal	Tasa efectiva	Valor nominal MUS\$	Corriente				No corriente				
					Hasta 1 mes MUS\$	+1 mes hasta 3 meses MUS\$	+3 meses hasta 12 meses MUS\$	Total MUS\$	+1 año hasta 3 años MUS\$	+3 años hasta 5 años MUS\$	+ de 5 años MUS\$	Total MUS\$	
YPF S.A. (b.1)	Trimestral	8,00%	8,00%	100.000	-	879	26.796	27.675	-	-	-	-	-
The Bank of New York Mellon	Trimestral	2,78%	2,78%	130.000	-	478	-	478	64.424	64.424	-	-	128.848
Argentina BBVA - Banco Francés S.A.	Al vencimiento	2,40%	2,40%	8.000	-	8.002	-	8.002	-	-	-	-	-
Banco ITAU Argentina S.A.	Al vencimiento	3,50%	3,50%	12.000	-	12.013	-	12.013	-	-	-	-	-
Totales					-	21.372	26.796	48.168	64.424	64.424	-	-	128.848

b) **Otros antecedentes-** Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

31 de diciembre de 2017

<u>Nombre</u>	<u>RUT</u>	<u>Moneda</u>	<u>País</u>	<u>Sociedad</u>	<u>País</u>	<u>Garantía</u>
The Bank of New York Mellon	E-0	Dólares	USA	Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Garantizada por Matriz
The Bank of Nova Scotia	E-0	Dólares	Canadá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Garantizada por Matriz
Citibank NA	E-0	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	No garantizada
Banco ITAU Argentina S.A.	E-0	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	No garantizada
Banco Santander	E-0	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	No garantizada

31 de diciembre de 2016

<u>Nombre</u>	<u>RUT</u>	<u>Moneda</u>	<u>País</u>	<u>Sociedad</u>	<u>País</u>	<u>Garantía</u>
YPF S.A. (b.1)	E-0	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	No garantizada
The Bank of New York Mellon	E-0	Dólares	USA	Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Garantizada por Matriz
Argentina BBVA - Banco Francés S.A.	E-0	Dólares	USA	Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	No garantizada
Banco ITAU Argentina S.A.	E-0	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	No garantizada

b.1) YPF S.A.

Con fecha 17 de noviembre de 2014 Enap Sipetrol Argentina S.A. extiende a YPF S.A. una Propuesta de Acuerdo de Prórroga de Contrato de UTE en el Área de Magallanes cuyo objeto es prorrogar los derechos y obligaciones de Enap Sipetrol Argentina S.A. con el contrato de UTE y su carácter de operadora, manteniendo su actual participación de un 50% hasta la finalización de las extensiones.

Como contraprestación por la prórroga, Enap Sipetrol Argentina S.A. abonará a YPF S.A. en calidad de aportes a la UTE, la suma de MUS\$ 100.000, dicho monto se cancelará de la siguiente forma: a) MUS\$ 8.000 a la fecha del contrato, b) MUS\$ 6.000 hasta la fecha de decisión final del proyecto incremental, correspondiente al 50% de bonos, aportes y/o dineros que YPF S.A. asuma con el Estado de Argentina, c) dentro de un año, que se inicia desde la fecha de decisión final del proyecto, el 50% del saldo y d) dentro del año siguiente al primer período pagará el restante 50%.

Enap Sipetrol Argentina S.A. pagará a YPF S.A. un 8% de tasa de interés fija anual, con períodos de pagos trimestrales.

b.2) The Bank of New York Mellon

Con fecha 6 de julio de 2016, Enap Sipetrol Argentina S.A. firmó un contrato de crédito para financiar el Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) con Citibank, N.A. ("Citi") y Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. ("BBVA"), con The Bank of New York Mellon como agente administrativo. El contrato cuenta con garantía de ENAP. El monto asciende a la suma de hasta 150 millones de dólares, los que podrán ser desembolsados escalonadamente a requerimiento de nuestra compañía durante un año. El plazo de pago es de 5 años (con un período de gracia de 18 meses) y la tasa pactada es LIBOR trimestral más 1,85% de margen aplicable.

b.3) The Bank of Nova Scotia

Con fecha 3 de marzo de 2017, la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. firmó un contrato de crédito con The Bank of Nova Scotia, como segundo financiamiento del Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) por MUS\$80.000. El contrato cuenta con garantía ENAP. El crédito tiene un período de disponibilidad de 6 meses para realizar los desembolsos, el primero se realizó con fecha 08 de marzo por MUS\$50. El plazo de pago es de 5 años, con amortizaciones trimestrales iguales a partir del mes 18, la tasa pactada es LIBOR trimestral más 1,4% de margen aplicable.

Al 31 de diciembre de 2017, la filial Enap Sipetrol Argentina S.A., ha recibido préstamos por 70 millones de dólares.

c) Sobregiros bancarios

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se presentan los siguientes sobregiros bancarios:

Institución financiera	País	31.12.2017	31.12.2016
		MUS\$	MUS\$
Argentina BBVA - Banco Francés	Argentina	-	10.095
Banco Río S.A.	Argentina	-	6.310
Totales		-	16.405

20. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

El detalle del rubro es el siguiente:

	Total Corriente		Total No Corriente	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Acreeedores comerciales	97.136	53.209	757	1.751
Acreeedores varios	2.473	2.713	-	-
Totales	99.609	55.922	757	1.751

Los acreedores comerciales son pactados con vencimiento a 90 días.

21. OTRAS PROVISIONES

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Concepto	Corriente		No corriente	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Provisiones varias	-	-	1.652	1.676
Desmantelamiento, costos restauración y rehabilitación (1)	-	-	32.636	34.410
Totales	-	-	34.288	36.086

(1) Corresponde a los costos estimados que Enap Sipetrol S.A. deberá de realizar a futuro por concepto de remediaciones medio ambientales, plataformas y pozos, y que permitirán, al término de las concesiones, dejar en

condiciones de reutilizar para otros fines las zonas de explotación. Esta provisión es calculada y contabilizada a valor presente a igual tasa de descuento del proyecto y su movimiento es el siguiente:

	Provisiones Varias	Desmantelamiento Costos reestructuración rehabilitación
	MUS\$	MUS\$
diciembre 2017 (no auditado)		
Movimientos en provisiones		
Provisión total, saldo inicial al 01.01.2017	1.676	34.410
Provisiones adicionales	57	3.967
Provisión utilizada	(81)	(5.741)
	<u>1.652</u>	<u>32.636</u>
Provisión total, saldo final al 31.12.2017	<u>1.652</u>	<u>32.636</u>
Año 2016		
	Provisiones Varias	Desmantelamiento Costos reestructuración rehabilitación
	MUS\$	MUS\$
Movimientos en provisiones		
Provisión total, saldo inicial al 01.01.2016	4.507	31.715
Provisiones adicionales	5.307	10.166
Provisión utilizada	(8.138)	(7.471)
	<u>1.676</u>	<u>34.410</u>
Provisión total, saldo final al 31.12.2016	<u>1.676</u>	<u>34.410</u>

22. PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de las provisiones por beneficios a los empleados es la siguiente:

Concepto	Corriente		No corriente	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Provisión indemnización años de servicios (1)	440	-	5.777	5.462
Participación en utilidades (2)	13.003	12.401	-	-
Vacaciones devengadas	3.459	4.462	-	-
Otros beneficios al personal (3)	1.187	538	-	-
Totales	<u>18.089</u>	<u>17.401</u>	<u>5.777</u>	<u>5.462</u>

(1) Corresponde a las indemnizaciones por años de servicios a todo evento que la Sociedad mantiene con los trabajadores, que se detallan en los contratos colectivos vigentes a la fecha. El pasivo reconocido en el balance correspondiente a los planes de beneficios definidos brindados a los trabajadores, es el valor presente de las obligaciones por dichos beneficios definidos (IAS) a la fecha de presentación de los estados financieros consolidados.

La obligación por IAS, es calculada anualmente basada en un modelo actuarial elaborado por un actuario independiente, empleando el método de la Unidad de Crédito Proyectada. El valor presente de las obligaciones por IAS, se determina descontando los flujos futuros estimados utilizando para ello la tasa de interés del bono corporativo serie E en UF nominado en la moneda en que se pagarán los beneficios y considerando los plazos de vencimiento de las obligaciones del grupo ENAP.

- (2) Corresponden a participación en utilidades en la sucursal Ecuador, establecidas por Ley; bono renta variable, participación en utilidades y otros beneficios establecidos en los convenios colectivos y contratos de trabajo según sea el caso.
- (3) Las imputaciones registradas en este rubro corresponden a otros beneficios al personal como, gratificaciones, aguinaldo, etc.

a) Movimiento de la indemnización por años de servicios

El movimiento de la provisión por indemnización por años de servicios es el siguiente:

Indeminación por años de servicios LP

	No Corriente	
	31.12.2017	31.12.2016
Movimiento:	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial	5.462	4.284
Costos por servicios	278	158
Costos por intereses	303	253
Ganancias (Pérdidas) actuariales	261	1.069
Beneficios pagados	(411)	(1.131)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	324	829
Traspaso al pasivo corriente	(440)	-
Totales	5.777	5.462

Hipótesis Actuariales

Anualmente, la Sociedad realiza una revisión de sus hipótesis actuariales de acuerdo a NIC 19 “Beneficios a los empleados”, la última modificación a la tasa de descuento aplicada por referencia a nuevas curvas de tasas de interés de mercado se realizó en el mes de diciembre de 2017. Las hipótesis actuariales aplicadas en la determinación de la indemnización por años de servicios son las siguientes:

Hipótesis:	31.12.2017	31.12.2016
Tasa de descuento nominal Chile	6,02%	5,91%
Tasa de descuento real Ecuador	4,02%	3,50%
Tasa esperada nominal de incremento inicial salarial Chile	5,30%	3,67%
Tasa esperada real de incremento inicial salarial Ecuador	2,00%	3,00%
Tasa de retiro voluntario Chile	2,29%	2,29%
Tasa de retiro voluntario Ecuador	2,00%	2,00%
Tasa de rotación por despido Chile	0,10%	0,10%
Tasa de rotación por despido Ecuador	8,92%	9,19%
Tabla de mortalidad Chile	RV-2014	RV-2004
Tabla de mortalidad Ecuador	IESS2002	IESS2002
Edad de jubilación de mujeres	60	60
Edad de jubilación de hombres	65	65

Análisis de sensibilidad

El siguiente cuadro muestra los efectos de la sensibilización en la tasa de descuento utilizada para determinar el valor actuarial de la provisión de IAS:

<u>Chile</u>	Valor	
	contable	Análisis de sensibilidad
Valor actuarial MUS\$	4.164	4.519 3.854
Tasa de descuento	6,02%	5,02% 7,02%
Sensibilidad porcentual	-	-17,00% 17,00%
Sensibilidad en MUS\$	-	355 (310)
<u>Ecuador</u>		
Valor actuarial MUS\$	2.053	2.194 1.924
Tasa de descuento	4,02%	3,52% 4,52%
Sensibilidad porcentual	-	-12,00% 12,00%
Sensibilidad en MUS\$	-	141 (129)

b) Movimiento de otras provisiones por beneficios a los empleados

	Corriente				Total MUS\$
	Provisión indemnización por años de servicio MUS\$	Participación en utilidades y bonos del personal MUS\$	Provisión vacaciones devengadas MUS\$	Otros beneficios al personal MUS\$	
Movimientos en Provisiones					
Provisión Total, Saldo Inicial al 01.01.2017	-	12.401	4.462	538	17.401
Provisiones Adicionales	-	20.245	10.706	3.100	34.051
Provisión Utilizada	-	(19.643)	(11.709)	(2.451)	(33.803)
Traspaso de provisión desde el largo plazo	440	-	-	-	440
Provisión Total, Saldo Final al 31.12.2017	440	13.003	3.459	1.187	18.089

	Corriente				Total MUS\$
	Provisión indemnización por años de servicio MUS\$	Participación en utilidades y bonos del personal MUS\$	Provisión Vacaciones Devengadas MUS\$	Otros beneficios al personal MUS\$	
Movimientos en Provisiones					
Provisión Total, Saldo Inicial al 01.01.2016	-	8.086	3.627	505	12.218
Provisiones Adicionales	-	13.458	2.775	3.027	19.260
Provisión Utilizada	-	(9.143)	(1.940)	(2.994)	(14.077)
Provisión Total, Saldo Final al 31.12.2016	-	12.401	4.462	538	17.401

Formando parte de la provisión utilizada de “Participación en utilidades y bonos” se incluye la participación obligatoria al Estado y contratistas de Ecuador.

23. PATRIMONIO

23.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

En trigésima segunda Junta Extraordinaria de Accionista de fecha 22 de mayo de 2017, se acordó, aumentar el capital de la sociedad de MUS\$ 648.474 a MUS\$ 674.064, es decir, aumentar el capital en MUS\$ 25.590, mediante la capitalización de las utilidades obtenidas en el ejercicio 2016, sin emisión de nuevas acciones. Dicha capitalización fue aprobada en la vigésimo séptima Junta Ordinaria de Accionista de fecha 27 de abril de 2017, y autorizada en virtud del Oficio Ordinario N° 1497 del Ministerio de Hacienda de fecha 21 de junio de 2016.

En Trigésimo primera Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de enero de 2017, se acordó, aumentar el capital de la sociedad, de MUS\$ 639.222 a MUS\$ 648.474, es decir, aumentar el capital en MUS\$ 9.252, mediante la capitalización de las utilidades obtenidas en el ejercicio 2015, sin emisión de nuevas acciones y manteniéndose las participación accionaria actual de ENAP y Enap Refinerías S.A.

23.1 Capital Emitido

	Capital accionario	
	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Acciones comunes totalmente pagadas	674.064	639.222
Totales	674.064	639.222

23.2 Acciones comunes totalmente pagadas

Acciones comunes totalmente pagadas

	Cantidad en acciones	
	31.12.2017	31.12.2016
Emisión de acciones comunes totalmente pagadas	83.699.954	83.699.954
Totales	83.699.954	83.699.954

23.3 Distribución y/o capitalización de resultados

La política corporativa de la Matriz ENAP, establece el traspaso del 100% de los dividendos anuales de sus filiales, conforme a Decreto N° 526 del Ministerio de Hacienda, de fecha 3 de julio de 2006.

Por Oficios Ord. N° 1497 del 21 de junio de 2016, el Ministerio de Hacienda, ha resuelto autorizar una política de distribución de utilidades con el objeto de contribuir con la estabilidad financiera y recompensación del patrimonio de la compañía en los siguientes términos:

- a) Autorizar a Enap Sipetrol S.A. a capitalizar el 100% de las utilidades obtenidas en el ejercicio 2015, de acuerdo a los estados financieros auditados.
- b) Autorizar a Enap Sipetrol S.A. a suspender la aplicación de la política de capitalización que determina la obligación de distribuir a la matriz el 100% de las utilidades generadas en el ejercicio 2016.

23.4 Información sobre inversiones en el exterior:

En Asamblea General Ordinaria de Accionistas de Sipetrol International S.A., de fecha 29 de diciembre de 2017, se acuerda distribuir dividendos por MUS\$ 59.905.

En Asamblea General Ordinaria de Accionistas de Sipetrol International S.A., de fecha 23 de diciembre de 2016, se acuerda distribuir dividendos por MUS\$ 5.005.

23.5 Gestión de Capital

La gestión de capital, referida a la administración del patrimonio de la Sociedad, tiene como objetivo principal, la administración de capital de la Sociedad, de acuerdo al siguiente detalle:

- Asegurar el normal funcionamiento de sus operaciones y la continuidad del negocio en el largo plazo.
- Asegurar el financiamiento de nuevas inversiones a fin de mantener un crecimiento sostenido en el tiempo.
- Mantener una estructura de capital adecuada acorde a los ciclos económicos que impactan al negocio y a la naturaleza propia de la industria.
- Maximizar el valor de la compañía en el mediano y largo plazo.

En línea con lo anterior, los requerimientos de capital son incorporados en base a las necesidades de financiamiento de la compañía, cuidando mantener un nivel de liquidez adecuado y cumpliendo con los resguardos financieros establecidos en los contratos de deuda vigentes y en los compromisos contraídos con el dueño. La compañía maneja su estructura de capital y realiza ajustes en base a las condiciones económicas predominantes, de manera de mitigar los riesgos asociados a condiciones de mercado adversas y recoger las oportunidades que se puedan generar para mejorar la posición de liquidez de la compañía.

23.6 Otras reservas

	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Conversión de moneda extranjera	(72.808)	(72.819)
Reservas actuariales en planes de beneficios definidos	<u>(1.782)</u>	<u>(1.643)</u>
Totales	<u><u>(74.590)</u></u>	<u><u>(74.462)</u></u>

El movimiento de este rubro es el siguiente:

a) Diferencia de cambio por conversión

	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Saldo al inicio del ejercicio	(1.643)	(747)
Ajuste al valor actuarial PIAS	(239)	(1.002)
Revalorización de activos	<u>100</u>	<u>106</u>
Totales	<u><u>(1.782)</u></u>	<u><u>(1.643)</u></u>

b) Reservas actuariales en planes de beneficios

	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Saldo al inicio del ejercicio	(72.819)	(72.827)
Resultado por cambios en coligadas con contabilidad en moneda nacional	11	8
Impuesto a las ganancias relacionado con diferencia de cambio	<u>-</u>	<u>-</u>
Totales	<u><u>(72.808)</u></u>	<u><u>(72.819)</u></u>

24. PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORA

El detalle por sociedades del saldo de interés no controlable del estado de situación consolidado al 31 de diciembre de 2017 y 2016, y el resultado correspondiente a los accionistas minoritarios al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se presenta a continuación:

Entidad	Interés no controlable Patrimonial		Interés no controlable en Resultado	
	31.12.2017 MUS\$	31.12.2016 MUS\$	31.12.2017 MUS\$	31.12.2016 MUS\$
Enap Sipetrol Argentina S.A.	376	607	(232)	(36)
EOP Operaciones Petroleras S.A.	15	16	(10)	(11)
Petro Servicios Corp.	2	2	-	-
Totales	393	625	(242)	(47)

El movimiento que ha tenido el Interés no controlable durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se resume a continuación:

	31.12.2017 MUS\$	31.12.2016 MUS\$
Saldo inicial del ejercicio	625	658
Participación de los resultados del ejercicio	(242)	(47)
Otros	10	14
Totales	393	625

25. SEGMENTOS DE NEGOCIOS
Criterios de segmentación

La información por segmento se estructura según la distribución geográfica de la Sociedad.

Segmentos principales de negocio de la Sociedad:

- América Latina, que incluye las operaciones exploratorias y de explotación de hidrocarburos (petróleo y gas natural) ubicados en América Latina (Argentina y Ecuador).
- MENA (Middle East and North Africa) que incluye las operaciones exploratorias y de explotación de hidrocarburos (petróleo y gas natural) ubicados en la zona geográfica de Medio Oriente y Norte de África (Egipto).

Los ingresos y gastos que no pueden ser atribuidos específicamente a ningún segmento, así como los ajustes de consolidación, se atribuyen a una unidad corporativa, asignando también las partidas de conciliación que surgen de comparar los estados financieros de los distintos segmentos con los estados financieros consolidados de la Sociedad.

Los costos incurridos por la unidad corporativa se prorratan, mediante un sistema de distribución interna de costos, entre los distintos segmentos para efectos de gestión.

Bases y metodología de la información por segmentos de negocio

La estructura de esta información está diseñada como si cada segmento de negocio se tratara de un negocio autónomo y dispusiera de recursos propios independientes, que se distribuyen en función del riesgo de los activos asignados a cada segmento de acuerdo a los presupuestos aprobados.

A continuación se presenta la información por área geográfica de estas actividades al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

	Al 31 de diciembre de 2017				Al 31 de diciembre de 2016			
	América Latina MUS\$	Medio Oriente Norte de Africa MUS\$	Corp y Ajustes MUS\$	Total MUS\$	América Latina MUS\$	Medio Oriente Norte de Africa MUS\$	Corp y Ajustes MUS\$	Total MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	320.553	58.859	75	379.487	325.121	61.135	201	386.457
Costo de Ventas	(247.367)	(15.500)	(2.232)	(265.099)	(246.685)	(21.671)	(2.653)	(271.009)
Margen Bruto	73.186	43.359	(2.157)	114.388	78.436	39.464	(2.452)	115.448
Otros ingresos, por función	1	-	2.442	2.443	370	-	1.848	2.218
Costos de distribución	(7.040)	-	-	(7.040)	(7.810)	-	-	(7.810)
Gastos de Administración	(13.249)	(949)	(6.681)	(20.879)	(14.595)	(167)	(8.330)	(23.092)
Costos de Reestructuración	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros gastos por función	(58.172)	(130)	(4.971)	(63.273)	(17.458)	(10)	(5.166)	(22.634)
Ganancia de actividades operacionales	(5.274)	42.280	(11.367)	25.639	38.943	39.287	(14.100)	64.130
Ingresos Financieros	1.522	703	995	3.220	3.553	1.323	928	5.804
Costos financieros	(7.983)	(3)	(251)	(8.237)	(20.350)	(2)	2.800	(17.552)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas contabilizadas por método de la participación	-	-	(5)	(5)	-	-	(3)	(3)
Diferencias de cambio	(8.313)	(1.210)	(1.160)	(10.683)	(35)	(14.383)	(3.042)	(17.460)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(20.048)	41.770	(11.788)	9.934	22.111	26.225	(13.417)	34.919
Gasto por impuestos a las ganancias	18.646	-	(16.229)	2.417	(8.630)	-	(746)	(9.376)
Ganancia (pérdida)	(1.402)	41.770	(28.017)	12.351	13.481	26.225	(14.163)	25.543
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	(1.160)	41.770	(28.017)	12.593	13.528	26.225	(14.163)	25.590
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	(242)	-	-	(242)	(47)	-	-	(47)
Ganancia (pérdida)	(1.402)	41.770	(28.017)	12.351	13.481	26.225	(14.163)	25.543

Los ingresos ordinarios por segmentos y productos al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Producto	Al 31 de diciembre de 2017						Al 31 de diciembre de 2016					
	América Latina		MENA		Corp y Ajustes		América Latina		MENA		Corp y Ajustes	
	Venta terceros	Ventas empresas grupo	Venta terceros	Ventas empresas grupo	Venta terceros	Ventas empresas grupo	Venta terceros	Ventas empresas grupo	Venta terceros	Ventas empresas grupo	Venta terceros	Ventas empresas grupo
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Ventas de crudo	123.629	6.687	58.616	-	-	-	135.889	10.910	60.630	-	-	-
Ventas de gas	52.504	-	-	-	-	-	51.391	-	-	-	-	-
Ventas de servicios petroleros	134.651	-	-	-	75	-	108.226	-	-	-	201	-
Otras ventas	3.082	-	243	-	-	-	18.705	-	505	-	-	-
Totales	313.866	6.687	58.859	-	75	-	314.211	10.910	61.135	-	201	-

Costo de ventas y gastos

El análisis del costo de ventas y gastos del Grupo por área geográfica se desglosa de la siguiente manera:

Detalle de gastos	Acumulado America Latina		Acumulado MENA		Acumulado Ajustes y Corp.		Acumulado Totales	
	01.01.2017	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2016
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Costos de ventas	247.367	246.685	15.500	21.671	2.232	2.653	265.099	271.009
Costos de distribución	7.040	7.810	-	-	-	-	7.040	7.810
Gastos de administración	13.249	14.595	949	167	6.681	8.330	20.879	23.092
Otros gastos, por función	58.172	17.458	130	10	4.971	5.166	63.273	22.634
Costos financieros	7.983	20.350	3	2	251	(2.800)	8.237	17.552
Totales	333.811	306.898	16.582	21.850	14.135	13.349	364.528	342.097

La descomposición de la depreciación de los segmentos es la siguiente:

Depreciación	Acumulado America Latina		Acumulado MENA		Acumulado Ajustes y Corp.		Acumulado Totales	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
En Costo de Ventas	54.601	56.853	6.646	7.592	-	-	61.247	64.445
En Gastos de Administración	657	847	-	-	4	5	661	852
Totales	55.258	57.700	6.646	7.592	4	5	61.908	65.297

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de los Segmentos:

Segmento	Activo corriente		Activo no corriente		Pasivo corriente		Pasivo no corriente		Patrimonio	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
América Latina	236.727	120.471	610.541	535.871	489.760	302.832	227.803	201.724	129.705	151.785
MENA	87.704	99.914	97.394	108.560	7.362	7.597	-	-	177.736	195.872
Ajustes y Corp.	4.322	1.670	155.242	110.211	(158.773)	(148.960)	3.948	3.907	314.389	261.940
Totales	328.753	222.055	863.177	754.642	338.349	161.469	231.751	205.631	621.830	609.597

26. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

El detalle de este rubro es el siguiente:

	Acumulado	
	01.01.2017	01.01.2016
	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Venta de crudo	188.933	207.429
Venta de gas	52.504	51.391
Ventas de servicios petroleros	134.726	108.427
Otros ingresos de explotación	3.324	19.210
Totales	379.487	386.457

27. COSTO DE VENTAS

El detalle de este rubro es el siguiente:

	Acumulado	
	01.01.2017	01.01.2016
	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Impuestos a la producción	26.083	30.311
Costos directos	134.882	137.570
Transporte y procesos	5.376	8.627
Otros costos	35.250	30.056
Amortización	985	-
Depreciación y agotamiento	62.523	64.445
Totales	265.099	271.009

28. OTROS GASTOS POR FUNCIÓN

La composición de este rubro es el siguiente:

	Acumulado	
	01.01.2017	01.01.2016
	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Pozos secos de exploración y abandonos	567	2.972
Provisión deudores incobrables	(2)	13.832
Cambio en valuación desbalance de gas	2	58
Deterioro de inversión (1)	56.189	-
Costos de exploración y otros	6.517	5.772
Totales	63.273	22.634

(1) Al 31 de diciembre de 2017, la filial en Argentina presenta un deterioro de valor por MUS\$ 34.389 por inversiones en campos petrolíferos Pampa del Castillo-La Guitarra y MUS\$ 21.800 en Campamento Central Cañadón Perdido.

29. COSTOS FINANCIEROS

El desglose de los gastos financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Acumulado	
	01.01.2017	01.01.2016
	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Intereses por préstamos bancarios	10.007	14.727
Intereses por línea de crédito con la Matriz	3	2
Comisiones	-	-
Intereses de otros pasivos financieros	4.378	2.823
Intereses capitalizados	(6.151)	-
Totales	8.237	17.552

30. GASTOS DEL PERSONAL

La composición del gasto del personal al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

	Acumulado	
	01.01.2017	01.01.2016
	31.12.2017	31.12.2016
Gastos del personal	MUS\$	MUS\$
Sueldos y salarios	33.360	33.594
Beneficios de corto plazo a empleados	15.930	14.219
Otros gastos del personal	2.083	2.042
Otros beneficios a largo plazo	1.281	670
Totales	52.654	50.525

El cargo a resultados por concepto de gastos del personal incluido en los costos de explotación, costos de distribución, gastos de administración y otros gastos por función es el siguiente:

	Acumulado	
	01.01.2017	01.01.2016
	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Costos de Ventas	36.074	32.698
Costo de distribución	768	533
Gastos de administración	12.781	12.519
Otros Gastos por función	3.031	4.775
Totales	52.654	50.525

31. DIFERENCIAS DE CAMBIO

El detalle de los rubros de activos y pasivos que dan origen a diferencias de cambio al 31 de diciembre de 2017 y 2016, son las siguientes:

Conceptos	Acumulado	
	01.01.2017	01.01.2016
	31.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	(3.750)	(12.488)
Otros activos no Financieros, Corriente	(6.380)	(1.495)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	307	(1.118)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	(1.706)	(2.117)
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	(646)	(750)
Derechos por cobrar no corrientes	(8)	(7)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	689	(1.366)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	(7)	(136)
Otras provisiones, corrientes	(168)	(83)
Pasivos por Impuestos, corrientes	(163)	(782)
Provisiones por beneficios a los empleados, corrientes	587	(780)
Otros pasivos financieros, no corrientes	2.989	4.415
Otros pasivos no financieros no corrientes	(2.162)	(684)
Otros	(265)	(69)
Totales	(10.683)	(17.460)

32. MONEDA EXTRANJERA

El detalle de la moneda extranjera es el siguiente:

Activos Corrientes y No Corrientes	Moneda	Moneda	Acumulado	
			01.01.2017	01.01.2016
			31.12.2017	31.12.2016
			MUS\$	MUS\$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	\$ No reajutable	Dólar	-	1
	\$ Argentinos	Dólar	10.352	5.451
	£ Libras Egipcias	Dólar	6.069	11.323
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	\$ No reajutable	Dólar	1.985	689
	\$ Argentinos	Dólar	7.541	23.901
Activos por impuestos corrientes	\$ No reajutable	Dólar	2.026	1.436
	\$ Argentinos	Dólar	38.224	16.019
Derechos por cobrar no corrientes	\$ Reajuste	Dólar	226	302
	\$ Argentinos	Dólar	-	9.741
Totales			66.423	68.863

		31.12.2017				
Pasivos Corrientes y no corrientes	Moneda extranjera	Moneda funcional	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	más de 1 año a 5 años	más de 5 años
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corriente	\$ No reajutable	Dólar	848	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	50.235	-	-	-
Pasivos por impuestos, corrientes	\$ Argentinos	Dólar	3.270	-	-	-
	\$ No reajutable	Dólar	13.915	-	-	-
Provisiones por beneficios a los empleados, corrientes	\$ Argentinos	Dólar	2.811	1.813	-	-
	\$ No reajutable	Dólar	1.614	-	-	-
Otros pasivos no financieros, corrientes	\$ Argentinos	Dólar	52	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	\$ Argentinos	Dólar	-	-	8.654	-
Pasivo por impuestos diferidos	\$ Argentinos	Dólar	-	-	4.534	-
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	\$ No reajutable	Dólar	-	-	-	3.724
Otros pasivo no financieros, no corrientes	\$ Argentinos	Dólar	-	-	2.363	-
Totales			72.745	1.813	15.551	3.724

		31.12.2016				
Pasivos Corrientes y no corrientes	Moneda extranjera	Moneda funcional	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	más de 1 año a 5 años	más de 5 años
Otros pasivos financieros corrientes	\$ Argentinos	Dólar	16.405	-	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corriente	\$ No reajutable	Dólar	1.138	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	19.775	-	-	-
Pasivos por impuestos, corrientes	\$ Argentinos	Dólar	3.214	-	-	-
	\$ No reajutable	Dólar	455	-	-	-
Provisiones por beneficios a los empleados, corrientes	\$ Argentinos	Dólar	2.679	2.678	-	-
	\$ No reajutable	Dólar	2.246	-	-	-
Otros pasivos no financieros, corrientes	\$ Argentinos	Dólar	2.167	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	\$ Argentinos	Dólar	-	-	1.452	-
Pasivo por impuestos diferidos	\$ Argentinos	Dólar	-	-	33.191	-
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	\$ No reajutable	Dólar	-	-	-	3.682
Otros pasivo no financieros, no corrientes	\$ Argentinos	Dólar	-	-	293	-
Totales			48.079	2.678	34.936	3.682

33. ACTIVOS NO CORRIENTES Y GRUPOS EN DESAPROPIACIÓN MANTENIDOS PARA LA VENTA

Con fecha 18 de abril de 2017, el Directorio de ENAP, autorizó a la Administración iniciar proceso de venta de la concesión de explotación Pampa del Castillo- La Guitarra en Argentina.

Con fecha 3 de octubre de 2017, la filial en Argentina, inició un proceso de venta de las inversiones, mediante la suscripción de un contrato de promesa para la venta con CAPEX S.A. para la cesión del 88% de la concesión de explotación Pampa del Castillo- La Guitarra, ubicada en la provincia de Chubut. El precio de la compraventa prometida asciende a MUS\$ 33.000 (neto de inventarios) y queda sujeta al cumplimiento de las condiciones suspensivas consistentes en que se perfeccione el acuerdo en un plazo máximo de 3 meses.

El saldo de activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2017, corresponde a la Inversión neta en Pampa del Castillo - la Guitarra, de acuerdo al siguiente detalle:

	1.12.2017	31.12.2016
	MUS\$	MUS\$
Inversiones antes de deterioro en Pampa del Castillo - La Guitarra	97.180	-
Menos: Pérdida por deterioro	(56.189)	-
Inversión neta en Pampa del Castillo - La Guitarra	<u>40.991</u>	<u>-</u>

34. INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

Los recursos destinados a proyectos e iniciativas ambientales en Enap Sipetrol, para sus filiales en Argentina y Ecuador, tienen relación con los sistemas permanentes de monitoreo de agua, suelo, calidad del aire, gestión de residuos y medio ambiente biótico. Además, otro aspecto relevante tiene relación con los procesos de Implementación y seguimiento al Sistema de Gestión Ambiental certificado en la norma ISO 14001 en los activos de Pampa del Castillo, así como el monitoreo y seguimiento al Plan de Manejo Ambiental, para los activos de Cuenca Austral en Argentina, como MDC y PBHI en Ecuador. También se destacan los procesos de tratamiento de fuentes de contaminación preexistentes en SIPEC. Por último, cabe mencionar los procesos de gestión relacionados a la perforación de pozos de desarrollo en el bloque MDC y el tratamiento de suelos empetroados en Pampa del Castillo. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales al 31 de diciembre del 2017 en Argentina ascendió a MMUSD 5,2. En el caso de Ecuador el monto utilizado para los proyectos, operación e iniciativas ambientales ascendió al 31 de diciembre del 2017 a MMUSD 2,1.

35. JUICIOS, RESTRICCIONES, CONTINGENCIAS Y COMPROMISOS COMERCIALES

a) Juicios

No existen juicios y acciones legales significativos en que ENAP Sipetrol S.A. y Filiales es la parte demandada, los cuales son derivados de sus operaciones.

b) Restricciones

Enap Sipetrol Argentina S.A. - La legislación aplicable a esta Sociedad exige que el 5% de las utilidades del ejercicio deban ser destinadas a la constitución de una reserva legal, cuenta integrante del patrimonio neto, hasta que dicha reserva alcance el 20% del capital social ajustado.

36. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS

El detalle de las garantías comprometidas con terceros por la Sociedad, al 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Garantías Directas

<u>Acreeedor de la garantía</u>	<u>Descripción</u>	<u>Tipo de Garantía</u>	<u>MUS\$</u>
Ministerio de medio ambiente (Ec)	Fiel cumplimiento de contrato (varias PBH, MDC, Jambelí, etc.)	Póliza de seguro	3.354
Varios (Egipto)	Garantía lease oficina y arriendos	Garantías de contratos	10

Garantías Indirectas

<u>Acreeedor de la garantía</u>	<u>Descripción</u>	<u>Tipo de Garantía</u>	<u>MUS\$</u>
Bank of Nova Scotia	Garantía préstamo financiero	Garantía personal a primera demanda	80.000
BBVA	Garantía préstamo financiero	Garantía personal a primera demanda	75.000
Citibank	Garantía préstamo financiero	Garantía personal a primera demanda	75.000

Garantías Indirectas Matriz

<u>Acreeedor de la garantía</u>	<u>Deudor</u>		<u>Descripción</u>	<u>Tipo de garantía</u>	<u>Moneda</u>	<u>2017 y</u>
	<u>Nombre</u>	<u>Relación</u>				<u>posteriores</u>
						<u>MUS\$</u>
Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Emisor: EOP operaciones petroleras S.A. Beneficiario: Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador. Garantiza 20% de las inversiones mínimas de la Fase I de Exploración del Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 28, Ecuador, válida hasta el 13 de mayo de 2018.	Carta de Crédito Standby como contargarantía para emisión de garantía en el exterior	Dólares	2.975

37. ÁMBITO DE CONSOLIDACIÓN

La sociedad consolida sus estados financieros con las siguientes sociedades:

<u>RUT</u>	<u>Nombre</u>	<u>País</u>	<u>Moneda funcional</u>	<u>Porcentaje de participación</u>			<u>Relación</u>	<u>Actividad</u>
				<u>Directa</u>	<u>Indirecta</u>	<u>Total</u>		
E-0	Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Dólar	99,5%	-	99,5%	Filial directa	Formación de Uniones Transitorias de Empresas (UTE), agrupaciones de colaboración, joint venture, consorcios u otra forma de asociación para exploración, explotación y transporte de hidrocarburos.
E-0	Sipetrol International S.A.	Uruguay	Dólar	100,0%	-	100,0%	Filial directa	Realizar y administrar inversiones . Una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.
E-0	EOP Operaciones Petroleras S.A.	Ecuador	Dólar	99,0%	-	99,0%	Filial directa	Exploración, explotación, transporte, comercialización y servicios para la exploración y explotación de Hidrocarburos.
E-0	Petro Servicios Corp. S.A.	Argentina	Dólar	99,5%	-	99,5%	Filial directa	Servicios Petroleros

La Actividad Hidrocarburífera en todas sus fases, incluyendo pero no limitando a la exploración, explotación, transporte y comercialización de todo tipo de Hidrocarburos a través de cualquier modalidad contractual u otra forma permitida por la legislación aplicable, incluyendo pero limitando a los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, por su propia cuenta o asociada con cualquier otra persona natural o jurídica, nacional o extranjera, estatal o privada

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES



A continuación se presenta, de manera resumida, información financiera de cada Sociedad:

Al 31 de diciembre de 2017 Sociedad	Activos		Pasivos		Patrimonio	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Resultado ejercicio
	Corrientes	No corrientes	Corrientes	No corrientes				
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$				
Enap Sipetrol Argentina S.A.	179.723	424.097	305.078	223.465	75.277	196.601	(186.391)	(46.204)
Sipetrol International S.A.	87.704	97.394	7.362	-	177.736	58.859	(15.501)	41.770
EOP Servicios Petroleros S.A.	1.119	782	370	-	1.530	-	(1)	(1.025)
Petro Servicios Corp. S.A.	339	-	-	-	339	-	-	(65)
Totales	268.885	522.273	312.810	223.465	254.882	255.460	(201.893)	(5.524)

Al 31 de diciembre de 2016 Sociedad	Activos		Pasivos		Patrimonio	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Resultado ejercicio
	Corrientes	No corrientes	Corrientes	No corrientes				
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$				
Enap Sipetrol Argentina S.A.	88.780	378.197	147.494	197.997	121.485	227.370	(189.692)	(7.197)
Sipetrol International S.A.	99.914	108.560	7.598	-	200.876	61.135	(21.671)	26.225
EOP Servicios Petroleros S.A.	1.079	667	172	-	1.573	-	(1)	(1.015)
Petro Servicios Corp. S.A.	437	1	26	-	412	-	-	(88)
Petrofaro	9.733	9.040	7.655	1.106	10.012	5.815	5.550	291
Totales	199.943	496.465	162.945	199.103	334.358	294.320	(205.814)	18.216

Petrofaro S.A.

Con fecha 12 de enero de 2017, Enap Sipetrol Argentina S.A. cedió a YPF S.A. el 50% de la participación de Petrofaro S.A. por MUS\$ 5.355, de esta forma se tiene control conjunto de dicha Sociedad.

Con fecha 19 de mayo de 2016, la Filial Enap Sipetrol Argentina S.A. adquirió Arpetrol International Financial Company, controladora del 100% de las acciones de Arpetrol Argentina S.A., esta compra supuso un incremento en el estado de situación financiera consolidado de MUS\$ 4.818 en los activos corrientes, MUS\$ 8.896 en los activos no corrientes, MUS\$1.234 en los pasivos corrientes y de MUS\$ 1.395 en los pasivos no corrientes.

Con fecha 19 de noviembre de 2016 Arpetrol Argentina S.A. cambia su razón social a Petrofaro S.A.

38. HECHOS POSTERIORES

Entre el 1 de enero de 2018 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no han ocurrido hechos posteriores que puedan afectar significativamente la razonabilidad de éstos.

* * * * *



ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES

**ANÁLISIS RAZONADO
DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS**

**CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO
TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017**

ENAP SIPETROL S.A.

2017

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Enap Sipetrol S.A., y Filiales, al 31 de diciembre de 2017 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, y los resultados consolidados de Enap Sipetrol S.A., y Filiales, para el ejercicio comprendido entre el 01 de enero y el 31 de diciembre de los años 2017 y 2016. Todas las cifras están expresadas en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS).

1.- RESUMEN EJECUTIVO

Enap Sipetrol S.A., tuvo una utilidad de US\$ 12,4 millones, que se compara con los US\$ 25,5 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2016, por otra parte, el EBITDA alcanzó a US\$ 148,5 millones, superando los US\$ 135,6 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2016.

El patrimonio de Enap Sipetrol S.A. llega a US\$ 621,8 millones superando los US\$ 609,6 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2016.

El Margen Bruto de Enap Sipetrol S.A. tuvo una variación negativa de US\$ 1,1 millones respecto al ejercicio anterior, explicado por menores ingresos de crudo por menores volúmenes a venta y mayores costos de lifting en Argentina. Lo anterior fue compensado positivamente en parte con aumento de ingresos y márgenes de Ecuador por mayor producción de nuevos pozos y un mayor margen en Egipto debido a menores costos de lifting y menores costos de transporte asociados al funcionamiento del pipeline.

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	dic-17	dic-16	Var. US\$	Var.%
Ingresos de actividades ordinarias	379,5	386,5	(7,0)	1,8%
Costos de ventas	(265,1)	(271,0)	5,9	2,2%
Margen bruto	114,4	115,5	(1,1)	1,0%
Otros ingresos, por función	2,4	2,2	0,2	9,1%
Costos de distribución	(7,0)	(7,8)	0,8	10,3%
Gasto de administración	(20,9)	(23,1)	2,2	9,5%
Otros gastos, por función	(63,3)	(22,7)	(40,6)	178,9%
Ganancia de actividades operacionales	25,6	64,1	(38,6)	60,1%
Ingresos financieros	3,2	5,8	(2,6)	44,8%
Costos financieros	(8,2)	(17,6)	9,4	53,4%
Diferencias de cambio	(10,7)	(17,4)	6,7	38,5%
Utilidad antes de impuestos	9,9	34,9	(25,0)	71,6%
Gasto por impuestos a las ganancias	2,4	(9,4)	11,8	125,5%
Utilidad (pérdida) del período	12,4	25,5	(13,2)	51,6%

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	dic-17	dic-16	Var. US\$	Var.%
ACTIVOS	1.192,0	976,7	215,3	22,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo	39,7	32,6	7,1	21,8%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	175,5	149,9	25,6	17,1%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	8,2	0,1	8,1	8100,0%
Inventarios	19,8	7,6	12,2	160,5%
Activos por impuestos corrientes	41,9	19,4	22,5	116,0%
Otros activos corrientes	43,7	12,5	31,2	249,6%
Otros activos financieros, no corrientes	7,7	7,8	(0,1)	1,3%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	221,0	180,6	40,4	22,4%
Propiedades, planta y equipo, neto	622,2	552,2	70,0	12,7%
Derechos de uso	7,6	0,0	7,6	indet.
Activos por impuestos diferidos	4,3	3,9	0,4	10,3%
Otros activos no corrientes	0,4	10,1	(9,7)	96,0%
PASIVOS	570,2	367,1	203,1	55,3%
Otros pasivos financieros corrientes	180,4	64,6	115,8	179,3%
Pasivos por arrendamientos, corrientes	2,2	0,0	2,2	indet.
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	99,6	55,9	43,7	78,2%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	15,6	13,4	2,2	16,4%
Otros pasivos corrientes	40,5	27,6	12,9	46,7%
Otros pasivos financieros no corrientes	178,5	128,8	49,7	38,6%
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	5,6	0,0	5,6	indet.
Otras provisiones no corrientes	34,3	36,1	(1,8)	5,0%
Pasivos por impuestos diferidos	4,5	33,2	(28,7)	86,4%
Otros pasivos no corrientes	9,0	7,5	1,5	20,0%
PATRIMONIO	621,8	609,6	12,2	2,0%

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US\$ 379,5 millones al 31 de diciembre de 2017, los cuales se comparan con US\$ 386,5 millones en el ejercicio 2016.

Los ingresos de actividades ordinarias disminuyeron en US\$ 7,0 millones originado principalmente en Argentina que presenta una disminución de US\$ 30,9 millones debido principalmente a menores ingresos de crudo por menor volumen (-23% vs 2016) e incentivos a la exportación que no aplicaron para el 2017. Asimismo, Egipto presenta una disminución de US\$ 2,2 millones debido a menor volumen (-19% vs 2016). Lo anterior, se ve contrarrestado con Ecuador que tiene un aumento de US\$ 26,2 millones asociados a PBH-I y MDC por mayor producción versus el año anterior (+23% y +20% respectivamente).

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

COSTOS DE VENTAS

Los costos de ventas de Enap Sipetrol S.A., al 31 de diciembre de 2017 disminuyeron en US\$ 5,9 millones, manteniéndose el margen de beneficio bruto en 30%, al igual que en el ejercicio anterior. El detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costos de ventas a Ingresos de actividades	dic-17	%	dic-16	%	Var. US\$
Ingresos de actividades ordinarias	379,5	100%	386,5	100%	(7,0)
Costos de ventas	(265,1)	-70%	(271,0)	-70%	5,9
Margen bruto	114,4	30%	115,5	30%	(1,1)

MARGEN BRUTO

Al 31 de diciembre de 2017 hubo una disminución en el margen bruto respecto al ejercicio 2016 de US\$ 1,1 millones (1,0%), principalmente por menores ingresos de 1,8% en tanto los menores costos de venta disminuyeron en un 2,2%.

La variación del Margen Bruto de US\$ -1,1 millones respecto al ejercicio anterior, es producto de una disminución en el margen en Argentina donde hubo menores ingresos de crudo por menores volúmenes a venta. Lo anterior, fue compensado por aumentos en ingresos y margen de Ecuador de US\$ 22,2 millones por mayor producción (+21% vs 2016) y un mayor margen en Egipto de US\$ 4 millones, debido a menor lifting cost y menores costos de transporte asociados al funcionamiento del pipeline.

VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Otros gastos por función aumentaron US\$ 40,6 millones al pasar de US\$22,7 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 63,3 millones al 31 de diciembre de 2017, principalmente debido al impairment realizado en Argentina por Pampa del Castillo-La guitarra de US\$ 34,4 y deterioro por US\$ 21,8 millones en Campamento Central Cañadón Perdido (CCCP); compensado parcialmente por la provisión incobrables realizada en el año 2016 por US\$ 13,8 millones en ENAP Sipetrol Argentina S.A.

Los costos financieros presentaron una disminución de US\$ 9,4 millones respecto al ejercicio 2016 al pasar de US\$ 17,6 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 8,2 millones al 31 de diciembre de 2017 debido principalmente a la obtención de menores tasas en los créditos pactados en el ejercicio 2017 por US\$ 4,7 millones que durante el año 2016 (por la utilización de sobregiros bancarios); y al aumento de la capitalización de intereses por US\$ 6,2 millones asociado al proyecto PIAM.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Al 31 de diciembre de 2017 el total de activos presenta un aumento de US\$ 215,3 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2016. Este aumento se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

- Propiedades, planta y equipo, neto; aumentó en US\$ 70,0 millones al pasar de US\$ 552,2 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 622,2 millones al 31 de diciembre de 2017 (12,7%) principalmente debido a un incremento de US\$ 244,2 millones en adiciones (proyecto PIAM en Argentina), neto de depreciaciones del ejercicio por US\$ 61,9 millones, y neto de la reclasificación a activos para la venta de la inversión campos petrolíferos Pampa del Castillo-La Guitarra en Argentina por US\$45,7 y ajuste por deterioro y otros abonos por US\$ 66,6 millones.
- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, aumentan en US\$ 40,4 millones al pasar de US\$ 180,6 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 221,0 millones al 31 de diciembre de 2017 con la matriz ENAP.
- Otros activos corrientes, aumenta en US\$ 31,2 millones al pasar de US\$ 12,5 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 43,7 millones al 31 de diciembre de 2017 principalmente por US\$ 41,0 millones de aumento en activos clasificados para la venta correspondiente a Pampa del Castillo-La Guitarra, compensado en parte por la disminución de Otros activos financieros corrientes que disminuye en US\$ 10,9 millones, relacionados a “Bonos de la Nación Argentina” BONAR 2024.
- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corriente aumentan en US\$ 25,6 millones al pasar de US\$ 149,9 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 175,5 millones al 31 de diciembre de 2017, principalmente por un aumento de US\$21 millones en la filial de Ecuador, por una extensión en el plazo promedio de cobro a la Secretaria de Hidrocarburos de Ecuador, en menor medida por una mayor facturación asociada al aumento de producción.
- Activos por impuestos corrientes aumentan en US\$ 22,5 millones al pasar de US\$ 19,4 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 41,9 millones al 31 de diciembre de 2017 principalmente en las cuentas IVA crédito fiscal-Argentina, e impuestos por recuperar en Ecuador y Argentina.

Compensado en parte principalmente por:

- Otros activos, no corriente que disminuyen en US\$ 9,7 millones (96,0%) y corresponde a impuesto por recuperar de largo plazo en filial de Argentina los cuales al cierre de 2017 fueron reclasificados al corto plazo (rubro impuesto por recuperar).

PASIVOS

Al 31 de diciembre de 2017 los pasivos en su conjunto aumentaron US\$ 203,1 millones con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2016, (55,3%). Las principales variaciones corresponden a:

- Aumento en Otros pasivos financieros corrientes de US\$ 115,8 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2016 de US\$ 64,6 millones a US\$ 180,4 millones al 31 de diciembre de 2017 (179,3%), asociado al crédito recibido de ‘The Bank of Nova Scotia’, The Bank of New York Mellon, Citibank N.A., Banco Itaú Argentina S.A., Banco Santander y BBVA, Banco francés S.A. compensado en parte por la disminución de sobregiros bancarios por MMUS\$ 16,4.

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

- Aumento en Otros pasivos financieros no corrientes de US\$ 49,7 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2016 de US\$ 128,8 millones a US\$ 178,5 millones al 31 de diciembre de 2017 (38,6%), debido principalmente a aumento en préstamos en filial Enap Sipetrol Argentina S.A. quienes firmaron un contrato de crédito con The Bank of Nova Scotia, como segundo financiamiento del Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) por US\$80 millones.
- Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de US\$ 43,7 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2016 de US\$ 55,9 millones a US\$ 99,6 millones al 31 de diciembre de 2017 (78,2%), debido al reconocimiento de deterioros financiero de los Bloques PDC y CCCP y por reconocimiento de pérdida tributaria en Argentina de US\$ 14,8 millones.

Compensado en parte principalmente por:

- Disminución en Pasivos por impuestos diferidos de US\$ 28,7 millones por utilización de la diferencia temporal correspondiente a los activos de Propiedad, planta y equipos.

PATRIMONIO NETO

El patrimonio aumentó desde los US\$ 609,6 millones del 31 de diciembre de 2016, a US\$ 621,8 millones al 31 de diciembre de 2017 producto de la utilidad del ejercicio de US\$ 12,4 millones.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

El flujo de efectivo consolidado al 31 de diciembre de 2017 alcanzó a US\$ 39,7 millones, que se compara con el alcanzado al 31 de diciembre de 2016 de US\$ 32,6 millones.

- Los flujos de efectivo procedentes/utilizados en actividades de operación presentaron un aumento de US\$ 67,8 millones (96,1%) principalmente por la disminución en pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.
- Los flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión aumentaron en US\$ 156,5 millones (122,9%) dado principalmente por aumento en compra de propiedades planta y equipo y préstamos a entidades relacionadas.
- Los flujos de efectivo procedentes de actividades de financiación pasaron de US\$ 93,4 millones al 31 de diciembre de 2016 a una obtención de financiamiento de US\$ 157,5 millones al 31 de diciembre de 2017 por aumento en los importes procedente de los préstamos tanto de largo como corto plazo.

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

El detalle de las principales partidas es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	dic-17	dic-16	Var. US\$	Var.%
Flujos de efectivo utilizados/procedentes de actividades de operación	138,2	70,5	67,8	96,1%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(283,7)	(127,3)	(156,5)	122,9%
Flujos de efectivo utilizados/procedentes en actividades de financiación	157,5	64,2	93,4	145,5%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	12,0	7,4	4,7	63,0%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(4,9)	(12,6)	7,7	61,2%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	7,1	(5,2)	12,4	236,5%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	32,6	37,8	(5,2)	13,9%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	39,7	32,6	7,1	22,0%

5.- EBITDA

El resultado de Enap Sipetrol S.A., se tradujo en un EBITDA al 31 de diciembre de 2017 que alcanzó a US\$ 148,5 millones, aumentando el generado en el ejercicio 2016, de US\$ 135,6 millones, lo que equivale a una variación de 9,5%. La conciliación del EBITDA a partir del margen bruto se presenta a continuación:

EBITDA	dic-17	dic-16	Var. US\$	Var.%
Margen Bruto	114,4	115,5	(1,1)	0,9%
Otros ingresos, por función	2,4	2,2	0,2	10,2%
Costos de distribución	(7,0)	(7,8)	0,8	9,9%
Gastos de administración	(20,9)	(23,1)	2,2	9,6%
Otros gastos, por función	(63,3)	(22,7)	(40,5)	178,3%
Resultado Operacional	25,6	64,1	(38,5)	60,0%
Depreciación y cuota de agotamiento	61,9	65,3	(3,4)	5,2%
Abandono pozos exploratorios	0,6	3,0	(2,4)	80,9%
Estudios geológicos y costos no absorbidos	1,9	3,2	(1,3)	40,9%
Amortización Derechos de Uso.	2,3	0,0	2,3	indet.
Otras provisiones no operacionales	56,2	0,0	56,2	indet.
EBITDA	148,5	135,6	12,9	9,5%

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

El presente desglose por segmentos de negocio muestra la contribución al margen bruto de las operaciones de las unidades de negocio de Enap Sipetrol S.A., para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	CHILE	CHILE	ARG.	ARG.	ECU.	ECU.	EGI	EGI	TOTAL	TOTAL
Información por segmentos de negocios	dic-17	dic-16	dic-17	dic-16	dic-17	dic-16	dic-17	dic-16	dic-17	dic-16
Ingresos actividades ordinarias	0,1	0,2	196,5	227,4	124,0	97,8	58,9	61,1	379,5	386,5
Costos de ventas	(3,1)	(2,7)	(186,1)	(189,6)	(61,0)	(57,0)	(15,5)	(21,7)	(265,7)	(271,0)
Margen bruto	(3,0)	(2,5)	10,4	37,8	63,0	40,8	43,4	39,4	113,8	115,5

7.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

Los principales indicadores financieros de liquidez, endeudamiento, actividad y rentabilidad de Enap Sipetrol S.A., se detallan a continuación:

LIQUIDEZ		dic-17	dic-16	Var.	Var. %
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	0,97	1,38	(0,40)	29,3%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,91	1,33	(0,41)	31,2%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

⁽²⁾ Razón ácida = (Activos corrientes - Inventarios) / Pasivos corrientes

ENDEUDAMIENTO		dic-17	dic-16	Var.	Var. %
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	0,92	0,60	0,31	52,2%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	0,50	0,23	0,27	115,4%
Razón de endeudamiento, financiero corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	50,27	33,38	16,89	50,6%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	49,73	66,62	(16,89)	25,3%
Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	18,02	7,73	10,30	1,33

⁽¹⁾ Razón de endeudamiento = (Total pasivos corrientes + Total pasivos no corrientes) / Patrimonio total

⁽²⁾ Razón de endeudamiento financiero neto = (Pasivos Financieros - Activos financieros-efect y eq al efect) / Patrimonio total

⁽³⁾ Razón de endeudamiento, corriente = Pasivo financiero corriente / Total pasivos financieros

⁽⁴⁾ Razón de endeudamiento, no corriente = Pasivo financiero no corriente / Total pasivos financieros

⁽⁵⁾ Cobertura gastos financieros = EBITDA / Costos financieros

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

ACTIVIDAD		dic-17	dic-16	Var.	Var. %
Activos					
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	1.191,9	976,7	215,2	22,0%
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	1.084,3	930,9	153,4	16,5%
Inventarios					
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	19,32	40,89	(21,57)	52,8%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	0,62	0,29	0,33	111,7%

⁽¹⁾ Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

⁽²⁾ Activos promedio = (Activos Totales del período actual + Activos totales año anterior) / 2

⁽³⁾ Rotación de inventarios = Costo de venta últimos doce meses / Inventario promedio últimos doce meses

⁽⁴⁾ Permanencia de inventarios = Inventario promedio últimos doce meses / Costo de venta últimos doce meses (promedio mensual)

RENTABILIDAD		dic-17	dic-16	Var.	Var. %
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	2,01	4,28	(2,27)	53,1%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	1,14	2,74	(1,60)	58,5%
Utilidad (pérdida) por acción ⁽³⁾	(US\$)	0,15	0,31	(0,16)	51,6%

⁽¹⁾ Rentabilidad de patrimonio promedio = Resultado últimos 12 meses / ((Patrimonio período actual + Patrimonio período anterior) / 2)

⁽²⁾ Rentabilidad de activos = Resultado últimos 12 meses / Activos Totales promedio últimos doce meses

⁽³⁾ Utilidad (pérdida) por acción = Resultado últimos 12 meses / Número de acciones

8.- DIFERENCIAS ENTRE VALORES ECONÓMICOS Y DE LIBROS DE LOS ACTIVOS.

Respecto a los principales activos de la Empresa, cabe mencionar lo siguiente:

La Empresa evalúa anualmente el deterioro del valor de los activos, conforme a la metodología establecida, de acuerdo con lo establecido en la NIC 36.

Deterioro de activos financieros - Los activos financieros, distintos de aquellos valorizados a valor justo a través de resultados, son evaluados a la fecha de cada estado de situación para establecer la presencia de indicadores de deterioro. Los activos financieros se encuentran deteriorados cuando existe evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, los flujos futuros de caja estimados de la inversión han sido impactados.

Las inversiones financieras de Enap Sipetrol S.A. son realizadas en instituciones de la más alta calidad crediticia y mantenidas en el corto plazo, por lo que no presentan a la fecha un indicio de deterioro respecto de su valor libro.

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor en libros del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimada, descontada a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. En función de lo indicado en NIC 39, las cuentas por cobrar y a pagar a corto plazo, sin tasa de interés establecido, se valorizan por el monto de la factura original ya que el efecto del descuento no es relativamente importante.

Para determinar si los títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, han sufrido pérdidas por deterioro, se considerará si ha habido un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo, para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados acumulados se reversan del patrimonio y se reconoce en el estado de resultados en el rubro “Otros gastos por función”. Estas pérdidas por deterioro del valor, reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio, no se revierten.

Al cierre de los presentes estados financieros, no se aprecian diferencias significativas entre los valores económicos y de libros de los principales activos de la Sociedad. Sin embargo, es importante destacar que, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, las inversiones en sociedades filiales y coligadas se valorizan según el método de valor proporcional del patrimonio de las respectivas empresas.

9.- SITUACIÓN DE MERCADO.

Precio del Petróleo Crudo

Durante el 2017, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent ICE registró un promedio de 54,8 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, un 22 % mayor respecto al promedio del año 2016 (45,1 US\$/bbl).

Esta importante recuperación del precio se explica principalmente como el resultado positivo de la estrategia tomada por la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y otros países productores como Rusia a fines del año 2016 con el fin de disminuir la sobreoferta mundial que imperaba y que había llevado el precio del Brent a niveles de 27,5 US\$/bbl por una situación de sobreoferta en el mercado mundial que comenzó el 2014 y se prolongó a lo largo de 2015 y primer semestre del 2016.

De acuerdo a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, enero 2018) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 98,4 millones de barriles por día (MM bpd) en 2017, mientras que la oferta mundial fue 97,9 MMbpd, generándose en consecuencia una disminución de inventarios, a nivel mundial, de 0,7 MMbpd con respecto al 2016.

MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2017 (Cifras en millones de barriles diarios)

	Ene-Dic 2017	Ene-Dic 2016	Variación
DEMANDA	98,39	96,95	1,44
OECD	47,11	46,75	0,36
NO-OECD	51,28	50,20	1,07
OFERTA	97,97	97,21	0,75
Norteamérica	22,69	21,94	0,75
Resto NO-OPEP	35,97	36,04	-0,07
LGN y Condensados OPEP	6,84	6,55	0,29
Crudo OPEP	32,47	32,68	-0,21
INVENTARIOS	-0,4	0,3	-0,7
<i>Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook January 2018"</i>			

A inicios del año 2017, el precio del crudo oscilaba en torno a los 55 US\$/bbl, luego de que la OPEP y Rusia dieran señales de cumplimiento a los recortes de producción acordados en noviembre del año anterior por todo el 2017. Durante el primer trimestre del año los precios se mantuvieron alrededor de este nivel. Ya en marzo el mercado empieza a manifestar pesimismo por el creciente número de rigs de shale oil en EE.UU., lo cual generaba una amenaza para la ansiada disminución de la sobreoferta mundial.

A inicios de abril, EE.UU. llevó a cabo un ataque con misiles en Siria a raíz del ataque con armas químicas perpetrado por el gobierno sirio contra sus propios civiles. Si bien la producción de crudo por parte de Siria es menor, su posición cercana a Irak y Turquía hizo que el mercado tomara atención a este suceso. Posteriormente, este impulso en los precios se empezó a revertir una vez que comenzaban a surgir preocupaciones en torno al equilibrio de mercado producto de un continuo crecimiento de la industria del shale oil en EE.UU. acompañado de un menor cumplimiento de los recortes comprometidos y una recuperación productiva que empezó a exhibir Libia, país perteneciente a la OPEP y eximido de los recortes.

A finales de mayo, la OPEP y Rusia trataron de detener esta presión sobre los precios a través de la extensión de recortes hasta marzo de 2018. Sin embargo, esto finalmente terminó por deprimir los precios al generar dudas sobre su cumplimiento y mantener en líneas generales las mismas condiciones del acuerdo suscrito para la primera mitad del presente año. A pesar de que Arabia Saudita comprometía su credibilidad al expresar que los nuevos recortes se verían reflejados en las exportaciones hacia EE.UU. la falta de señales, como aumentar las cuotas de recortes, no revirtió la tendencia.

Bajo este contexto, a inicios de julio la OPEP y Rusia dieron una importante señal en San Petersburgo. Acordaron recomendar una prórroga de la política de recortes en caso de que no se consiguiera estabilizar el mercado y Arabia Saudita se comprometió a continuar limitando sus exportaciones a 6,6 MMbd, su menor nivel desde octubre de 2014 y 1 MMbd menos que lo realizado hace un año.

A finales de agosto y hasta finales de año comenzaron a surgir importantes disrupciones en el mercado internacional. EE.UU. impuso importantes sanciones económicas a Venezuela las que entre otras cosas prohibía a empresas y personas estadounidenses transar bonos con el gobierno soberano y PDVSA. La llegada efectiva del Huracán Harvey a la Costa del Golfo tuvo efectos significativos en los precios del crudo y sus derivados. Las inundaciones y las fallas de energía ocasionadas por el huracán redujeron la capacidad de refinación de EE.UU. en alrededor de 4,25 MMbd, lo que equivalía a un 22% del total de su capacidad. A finales de septiembre, un referéndum independentista al norte de Irak generó disputas entre árabes y kurdos en zonas que concentran importantes reservas de petróleo.

A inicios de noviembre, aconteció una detención masiva en Arabia Saudita liderada por el príncipe heredero Mohammed Bin Salman contra altas autoridades saudíes. 11 príncipes y diversos funcionarios de gobierno fueron detenidos por Bin Salman, conocido apoyador de la extensión de los recortes de producción por el todo el año 2018. En diciembre, una fuga detuvo las operaciones en el oleoducto de Forties por el cual pasa cerca del 40% de la producción británica del Mar del Norte. Similarmente, una explosión en importante oleoducto de Libia redujo su producción en 100 Mbd.

Pese a que las disrupciones fueron un factor relevante en la evolución de los precios, la decisión de la OPEP y Rusia de extender los recortes por todo el 2018 fue el principal factor que explicó el alza sostenida que exhibió el crudo en el mes de diciembre y que le permitió superar los 65 US\$/bbbl. En reunión celebrada el 30 de noviembre no sólo acordaron extender, también se decidió limitar la producción combinada de Nigeria y Libia que habían estado exentos de recortes debido a disturbios que habían afectado su producción.

Precio de los Productos en la Costa del Golfo

En el mercado internacional de la Costa estadounidense del Golfo de México (Costa del Golfo, en adelante), los precios de los distintos combustibles aumentaron durante el año 2017 en relación al 2016, siguiendo a grandes rasgos la trayectoria del precio del crudo Brent ICE.

El precio de la gasolina promedió 67,7 US\$/bbl en el 2017, aumentando así en 19% con respecto al 2016. El precio de la gasolina aumentó en línea con el precio del crudo, durante este año los inventarios de gasolinas terminadas en EE.UU. disminuyeron en 2,3 MMbbls ubicándose en niveles promedio de los últimos 5 años. Por otra parte, la demanda en EE.UU. experimentó un aumento de 185 Mbd.

En el caso del precio del diésel, el promedio de 2017 fue 68,6 US\$/bbl, esto es, 23 % mayor al promedio de 2016. El precio del diésel aumentó en línea con el precio del crudo, y durante este año los inventarios de diésel en EE.UU. disminuyeron en 22,9 MMbbls ubicándose en niveles promedio de los últimos 5 años. Adicionalmente, la demanda en EE.UU. experimentó un aumento de 185 Mbd.

Al respecto, es importante destacar el efecto que tuvo el Huracán Harvey en los precios de estos productos. En particular, la producción de productos derivados se vio debilitada, así como también el suministro de éstos a través del oleoducto Colonial, el cual conecta Texas y Louisiana con la costa este de EE.UU. Bajo este contexto, caracterizado por el cierre de refinerías en todo Texas – incluyendo las de mayor capacidad – los productos se volvieron más escasos lo cual impulsó sus precios.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 46,1 US\$/bbl durante 2017, con un aumento de 44 % con respecto a 2016. El precio del fuel oil N° 6 aumentó en mayor proporción que el crudo debido a un repunte de la demanda en los mercados asiáticos para combustibles marinos, sumado a una menor producción en refinerías rusas por mantenciones no programadas, lo cual movilizó exportaciones desde el mercado norteamericano hacia Asia y Europa.

10.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.

Enap Sipetrol S.A. realiza directa, o en asociación con terceros, fuera del territorio nacional, actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.

Las actividades de Enap Sipetrol S.A. son realizadas en dos segmentos, a) América Latina, que incluye operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos, Argentina y Ecuador y b) Medio Oriente y Norte de África (MENA), que incluye operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos en Egipto.

En ambos segmentos se constituyen filiales y sucursales para realizar las operaciones necesarias del negocio de la Sociedad según se señala a continuación:

a) Explotación

(a) Área Magallanes – Argentina

Con fecha 4 de enero de 1991, Sociedad Internacional Petrolera S.A. (luego de varias transformaciones, hoy Enap Sipetrol Argentina S.A.) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (luego de varias transformaciones, hoy YPF S.A.) celebraron un contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de ejecutar trabajos de desarrollo y explotación de hidrocarburos en Área Magallanes, bloque ubicado en la boca oriental del Estrecho de Magallanes, Argentina.

Enap Sipetrol Argentina S.A. como operador de esta concesión, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área.

Con fecha 17 de noviembre de 2014, la Sociedad, representada por su Gerente General y el Presidente y CEO de YPF, firmaron un acuerdo para extender la Unión Transitoria de Empresas (UTE), que ambas compañías comparten en partes iguales en el Área Magallanes, en el sur de Argentina. Este acuerdo, permite extender el plazo de amortización de las reservas probadas.

El gobierno argentino dio a conocer en el mes de enero de 2016 la Decisión Administrativa N°1 por la cual el Estado Nacional extendió por 10 años la Concesión de Explotación de Hidrocarburos que YPF mantiene en la zona off shore (Costa Afuera) Área Magallanes.

A la fecha se continúa trabajando en PIAM (Proyecto Incremental Área Magallanes) cuyo objetivo es aumentar la producción de gas natural y crudo asociado. Su puesta en marcha se estima para el mes de Abril de 2018.

(b) Campamento Central - Cañadón Perdido - Argentina

En diciembre de 2000, Enap Sipetrol S.A. (luego Enap Sipetrol Argentina S.A.) firmó con YPF S.A. un acuerdo a través del cual este último cede y transfiere a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 50% de la concesión que YPF S.A. es titular para la explotación de hidrocarburos sobre las áreas denominadas Campamento Central - Cañadón Perdido, en la provincia de Chubut - República de Argentina, que se rige por la Ley N° 24.145 y sus normas complementarias y reglamentarias, siendo YPF S.A. quien realiza las labores de operador de esta concesión.

Con fecha 26 de diciembre de 2013, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. obtuvieron de parte de la provincia del Chubut la extensión de esta concesión de explotación por un plazo adicional de 10 años hasta 2027, que puede ser extendido por un ejercicio adicional de 20 años, hasta el 14 de Noviembre del año 2047.

(c) Pampa del Castillo – Argentina

Con fecha 25 de septiembre de 2001, Pecom Energía S.A. cedió a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 100% de los derechos de la concesión de explotación del área hidrocarburíferas denominada Pampa del Castillo - La Guitarra, localizada en la provincia de Chubut, Argentina. Con fecha 15 de Mayo de 2015 se firmó la extensión de la Concesión por otros 10 años, con vigencia hasta noviembre de 2026, y con una opción adicional de prórroga por 20 años más.

Con fecha 1 de Octubre de 2015, la Legislatura de la Provincia del Chubut ratificó el Acuerdo de extensión de la Concesión de Explotación del Área Pampa del Castillo-La Guitarra, el cual fue firmado el 15 de mayo de 2016 entre Enap Sipetrol Argentina y la Provincia.

A partir de ello, la compañía obtiene formal y definitivamente la extensión de la Concesión por 10 años, con vigencia hasta noviembre de 2026, con una opción adicional de prorrogar su permanencia como operadora en el Área por 20 años más.

Asimismo, y como parte del acuerdo firmado, Enap Sipetrol Argentina y la empresa provincial estatal de energía Petrominera Chubut conformarán una Unión Transitoria de Empresas donde un 12% de participación de la Concesión estará en manos de la empresa provincial, mientras que el 88% restante estará en manos de Enap Sipetrol Argentina, quien continuará siendo la operadora del Área.

(d) Cam 2A Sur - Argentina

En decisión administrativa N° 14 del 29 de enero de 1999, se adjudicó en favor de YPF y Enap Sipetrol Argentina S.A. el Permiso de Exploración sobre el Área “Cuenca Austral Marina 2/A SUR” (CAM 2/A SUR). Con fecha 7 de octubre de 2002, Enap Sipetrol Argentina S.A. (Operador) e YPF S.A. celebraron un Acuerdo de Unión Transitoria de Empresas (UTE), ubicada en las Provincias de Tierra del Fuego.

La concesión de explotación tiene un plazo de 25 años (vencimiento 2028), el cual puede ser extendido por un plazo adicional de 10 años.

(e) Bloque Mauro Dávalos Cordero (MDC) – Ecuador

(Proyecto de Explotación y Exploración. Enap SIPEC es operador, con 100% de participación)

Este bloque ubicado en la región amazónica de Ecuador, opera bajo la modalidad de prestación de servicios al estado ecuatoriano. Este contrato fue suscrito el 23 de noviembre de 2010 y tiene vigencia desde el 1 de enero de 2011 hasta diciembre de 2025.

En MDC se han desarrollado proyectos de Recuperación Secundaria.

Durante el 2016 se inició un proceso de renegociación con la Secretaría de Hidrocarburos (SHE) que logró la ampliación del plazo del contrato desde el año 2025 al 2034 y un incremento de la tarifa de producción incremental de US\$\$/Bbl 18,66 a US\$\$/Bbl 20,62 a cambio de inversiones en el pozo sidetrack MDC-12 que se realizó durante el 2016 y el compromiso de 2 pozos productores y uno inyector para el 2017. Este nuevo contrato entró en vigencia con fecha efectiva el 4 de Enero de 2017.

Actualmente se continúa con las actividades de perforación en el bloque, durante el 2017 se perforaron seis pozos productores (MDC-25, MDC-28, MDC-29, MDC-30, MDC-26, MDC-31) y un pozo inyector (MDC-27 WIW).

(f) Bloque 28 - Ecuador

Con fecha abril de 2015 la Empresa firmó un contrato, suscrito en la forma de Consorcio, conformado por ENAP SIPEC, la petrolera estatal ecuatoriana Petroamazonas y Belorusneft, otorga el derecho a ENAP SIPEC a realizar como operador, actividades exploratorias de manera secuencial, es decir, a ir comprometiendo más inversiones en función de los resultados que se vayan obteniendo.

Durante el 2016 se perforó un pozo estratigráfico Apangora-1, junto con la construcción de las vías de acceso a dicho pozo. Además se adquirieron terrenos para plataforma, más vías de acceso para locación de pozo exploratorio y finalmente se realizaron actividades comunitarias.

(g) East Rast Qattara - Egipto

En el marco del proceso de licitación para el año 2002, abierto por la Compañía General Petrolera Egipcia (EGPC) para presentar ofertas para diversos bloques en el Western Desert, la filial Sipetrol International S.A., en conjunto con la empresa australiana Oil Search Ltd., se adjudicó con fecha 16 de abril de 2003, el Bloque East Ras Qattara.

El contrato se firmó el 30 de marzo de 2004 ante el Ministerio de petróleo egipcio, con una participación de Sipetrol International S.A., sucursal Egipto, del 50,5% (Operador) y de Oil Search Ltd., 49,5%.

En Diciembre de 2007, se dio inicio a la etapa de explotación y en Agosto de 2008 la empresa Australiana Oil Search Limited materializó la venta de la totalidad de su participación a Kuwait Energy Company.

Las actividades en el bloque han sido exitosas, agregándose 9 descubrimientos a la fecha. Esto ha permitido incrementar las reservas de crudo en el área.

Actualmente continúan las actividades en el bloque.

b) Exploración

(a) E2 (Ex CAM 3 y CAM 1) - Argentina

El Área CAM-1 (Cuenca Austral Marina 1) fue adjudicada con fecha 4 de septiembre de 2003 a las empresas Enap Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF S.A., por la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quien aceptó la oferta realizada por las empresas durante el Concurso Público Internacional convocado para esta licitación.

El área se encuentra ubicada en el océano Atlántico en la zona austral de Argentina y es contigua a otras concesiones donde actualmente Enap Sipetrol Argentina S.A. explora y produce hidrocarburos.

Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF conformaron una Unión Transitoria de Empresas (UTE), destinada a realizar exploraciones de hidrocarburos en esta área y proceder a su explotación comercial en caso que las exploraciones fueran exitosas.

Durante el mes de octubre de 2005 la Sociedad recibió una comunicación de la Secretaría de Energía, mediante la cual informa a Enap Sipetrol Argentina S.A. que el área de explotación CAM-1 sería registrada a nombre de ENARSA (empresa propiedad del Estado Nacional). Esto último sustentado en el hecho que el área había sido adjudicada a Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. durante el año 2003 por la Secretaría de Energía, pero que se encontraba pendiente la decisión administrativa del Poder Ejecutivo Nacional que la aprobará.

Con fecha 26 de septiembre de 2006, se suscribió un convenio de asociación entre ENARSA, Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. mediante el cual las partes acordaron suscribir un contrato de UTE, cuya participación de cada uno es de un 33,33%. ENARSA, como titular del área CAM 1 (en adelante E2), aporta este bloque y Enap Sipetrol Argentina S.A., en conjunto con YPF S.A., aportan el bloque CAM 3. Formalmente Enap Sipetrol y Repsol YPF revirtieron el bloque CAM 3 a la Secretaría de Energía para su posterior adjudicación por parte de ésta al nuevo consorcio.

En el marco del convenio celebrado entre ENARSA, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. para la exploración, desarrollo y eventual explotación conjunta de la nueva área E2, la Secretaría de Energía aceptó transferir a ENARSA el área CAM-3, la cual junto con la ex área CAM-1 integra la mencionada área E2, objeto del convenio. Asimismo, la Secretaría de Energía aceptó compensar las inversiones pendientes

comprometidas en el área CAM-3 con el compromiso de perforar un segundo pozo de exploración dentro de la nueva área E2.

Las partes suscribieron con fecha 30 de junio de 2008, el Contrato de Unión Transitoria de Empresas para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Área E2, a fin de regular los derechos y obligaciones entre Enap Sipetrol Argentina S.A., YPF S.A. y Energía Argentina S.A. (ENARSA) en su calidad de socios y coparticipes en la exploración y explotación del área E2.

El plazo de duración de esta UTE vence el 25 de septiembre de 2023.

(b) Bloque Paraíso Biguno Huachito e Intracampos (PBH-I) - Ecuador

En el bloque PBH se han realizado actividades de perforación con buenos resultados. En 2013, se renegotió el contrato y se mejoraron las tarifas en el bloque, lo que permitió perforar 4 pozos de desarrollo adicionales.

Durante el 2014 se realizó la perforación de 2 pozos de desarrollo (Huachito-4 y Paraíso-24), obteniéndose buenos resultados. Durante el 2015, se perforaron 2 pozos de desarrollo (HUA-05, PSO-25), siendo el primero de estos declarado seco. En abril de 2015 se firmó la extensión del contrato hasta el 2034.

Durante el 2012 en el bloque Intracampos, se realizó una sísmica 3D y en el 2013 comenzó la perforación del primer pozo exploratorio (Inchi) la cual finalizó el 2014 con resultados exitosos. Posteriormente, se continuó con la perforación del segundo exploratorio (Copal) el cual fue cerrado debido al bajo aporte de producción.

Con fecha abril de 2015 la Empresa firmó un contrato con Gobierno del Ecuador, que corresponde a una extensión de la vigencia del Bloque Paraíso Biguno Huachito e Intracampos (PBHI) hasta el año 2034. Durante el 2015, se perforaron 2 pozos de desarrollo (Inchi A-4 e Inchi A-5) con buenos resultados y durante el 2016 se perforaron 4 pozos exitosos de desarrollo y avanzada (Inchi B-2, Inchi B-6, Inchi B-7 e Inchi A-8).

A fines de 2016 dado un buen escenario económico se logró adelantar la perforación de los pozos productores Inchi B-6 e Inchi B-7 que se encontraban comprometidos en el programa de 2017. Actualmente se continúa con las actividades de perforación en el bloque.

Durante Julio de 2017 se perforó el pozo Inchi C-3, el que se encuentra en pruebas de producción con resultados positivos.

11.- RIESGOS DEL NEGOCIO.

Enap Sipetrol S.A., a través de su matriz ENAP, adoptó en diciembre de 2012 un Modelo de Gestión Integral de Riesgos, basado en estándares internacionales y las mejores prácticas en la materia. El modelo se sustenta en una política corporativa que apunta a fortalecer la gestión estratégica, y una metodología que asegura que los riesgos críticos sean identificados, evaluados y mitigados, en forma consistente y sistemática.

La gestión integral de riesgos se aplica en todas las líneas, unidades de negocio, áreas y procesos del grupo empresarial. Comienza en el primer nivel de la organización y se aplica en todos los ámbitos de gestión. Comprende todos los riesgos críticos, sean estos estratégicos, operacionales, de cumplimiento y de reportabilidad y financieros, que puedan afectar la visión, misión y el plan estratégico de negocios de ENAP y sus filiales.

Dentro de los principales riesgos financieros que se están gestionando, se mencionan: las pérdidas por variaciones significativas en la tasa de interés, el tipo de cambio, y los relacionados al inadecuado traspaso de riesgos en temas de seguros patrimoniales.

En los ámbitos de Cumplimiento, se están gestionando riesgos relacionados a la cultura ética de la empresa y las buenas prácticas, además de riesgos relacionados a la inexistencia y/o falta de actualización de normativa interna de la empresa.

En los ámbitos legales, se mencionan riesgos asociados a la gestión de juicios y a conflictos relacionados a la redacción ambigua de cláusulas contractuales, como también aquellos riesgos asociados al incumplimiento de normativa legal y reglamentaria que pueda afectar las operaciones y contratos en curso.

En el ámbito operacional se están gestionando, entre otros, aquellos riesgos relacionados a escapes, vertidos y/o fugas de hidrocarburos, ya sean líquidos y/o gaseosos, tanto en tierra, como en mar o ríos; como también aquellos riesgos relacionados al daño y/o lesión a las personas, las inflamaciones, incendios y explosiones, por último los vinculados a ruidos y emisiones de material particulado.

Dentro de la metodología establecida, el Comité de Auditoría de la empresa es la instancia encargada de hacer seguimiento periódico al cumplimiento de los compromisos asumidos por la administración, en relación a la implementación de las medidas tendientes a mitigar los riesgos detectados.



ENAP SIPETROL S.A.

**HECHOS RELEVANTES
A LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS**

**CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO TERMINADO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017**

2017

HECHOS RELEVANTES

Con Fecha 8 de septiembre de 2017 se comunica a la S.V.S. adjudicación de nuevo bloque de exploración en Argentina.

En virtud de lo dispuesto en los artículos N° 9 y N° 10 inciso segundo de la Ley N° 18.045, y de las Normas de Carácter General N° 30, 210 y 364 de esta Superintendencia, y estando debidamente facultado, cumpla en informar a Usted que con fecha 6 de septiembre de 2017, la empresa se adjudicó una nueva área de concesión de exploración, denominada El Turbio Este, en el sur de la provincia de Santa Cruz, Argentina. El Turbio Este contempla una inversión de más de US\$ 47 millones en los próximos tres años.

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
(En miles de dólares de los Estados Unidos)

	2017	2016
	MUS\$	MUS\$
Total activos corrientes	179.723	88.780
Total activos no corrientes	424.097	378.197
Total activos	603.820	466.977
	2017	2016

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
(En miles de dólares de los Estados Unidos)

	2017	2016
	MUS\$	MUS\$
Total activos corrientes	339	437
Total activos no corrientes	-	1
Total activos	339	438
	2017	2016

DECLARACIÓN JURADA DE RESPONSABILIDAD

ENAP SIPETROL S.A.
RUT : 96.579.730 - 0

Santiago, 29 de Enero de 2018

Los Directores y el Gerente General de Enap Sipetrol S.A. firmantes de esta declaración, declaran que han tomado conocimiento de los Estados Financieros Consolidados de Enap Sipetrol S.A. y filiales al 31 de Diciembre de 2017, y se hacen responsables bajo juramento respecto de la veracidad de toda la información incorporada, de acuerdo al siguiente detalle:

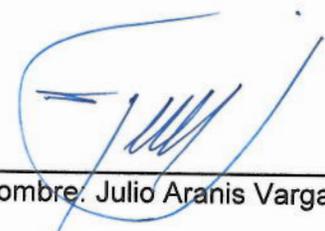
	CONSOLIDADO
Estado de Situación Financiera	X
Estado de Resultados Integrales	X
Estado de Flujo de Efectivo	X
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	X
Notas Explicativas a los Estados Financieros	X
Análisis Razonado	X
Hechos Relevantes	X

Esta declaración es efectuada en cumplimiento de la Circular N° 1.924, emitida por la Comisión para el Mercado Financiero, antes Superintendencia de Valores y Seguros.


Nombre: Eduardo Bitran Colodro

Cédula de Identidad N°: 7.950.535 - 8

Cargo: Presidente


Nombre: Julio Aranis Vargas

Cédula de Identidad N°: 9.969.428 - 9

Cargo: Gerente General

DECLARACIÓN JURADA DE RESPONSABILIDAD

ENAP SIPETROL S.A.
RUT : 96.579.730 - 0
Página 2



Nombre: Bernardita Piedrabuena Keymer

Cédula de Identidad N°: 10.173.277 - 0

Cargo: Directora



Nombre: Jorge Fierro Andrade

Cédula de Identidad N°: 9.925.434 - 3

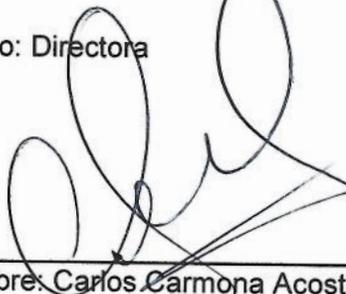
Cargo: Director



Nombre: María Isabel González Rodríguez

Cédula de Identidad N°: 7.201.750 - 1

Cargo: Directora



Nombre: Carlos Carmona Acosta

Cédula de Identidad N°: 9.003.935 - 0

Cargo: Director



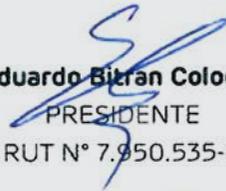
Nombre: Paul Schiodtz Obilinovich

Cédula de Identidad N°: 7.170.719 - 9

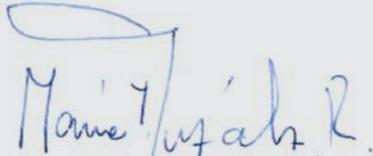
Cargo: Director

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Los abajo suscritos, miembros del Directorio y Gerente General de ENAP Sipetrol S.A., en conformidad con las normas establecidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, declaran que la información contenida en la Memoria y Estados Financieros Anuales 2017 es veraz y completa.



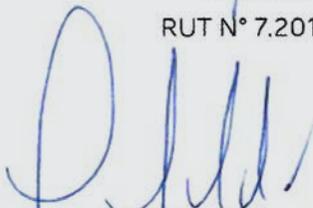
Eduardo Bitran Colodro
PRESIDENTE
RUT N° 7.950.535-8



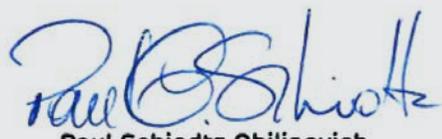
María Isabel González Rodríguez
DIRECTORA
RUT N° 7.201.750-1



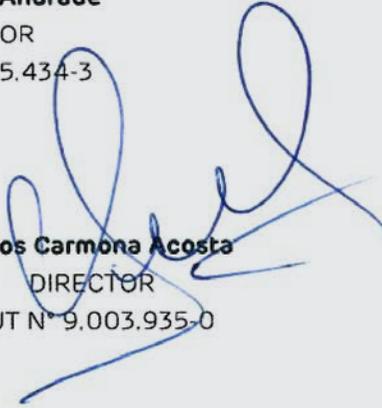
Bernardita Piedrabuena Keymer
DIRECTORA
RUT N° 10.173.277-0



Jorge Fierro Andrade
DIRECTOR
RUT N° 9.925.434-3



Paul Schiodtz Obilinovich
DIRECTOR
RUT N° 7.170.719-9



Carlos Carmona Acosta
DIRECTOR
RUT N° 9.003.935-0



Julio Arániz Vargas
GERENTE GENERAL
RUT N° 9.969.428-9

Santiago, marzo de 2018.