



# **ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**

## **ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS**

**CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO  
TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016**

**ENAP SIPETROL S.A.**

**2016**

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS POR EL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016**

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Enap Sipetrol S.A., y Filiales, al 31 de diciembre de 2016 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, y los resultados consolidados de Enap Sipetrol S.A., y Filiales, para los ejercicios anuales terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015. 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., alcanzó una utilidad de US\$ 25,5 millones, que se compara con los US\$ 9,1 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2015, por otra parte, el EBITDA alcanzó a US\$ 135,6 millones, lo que se compara con US\$ 174,8 millones obtenidos al 31 de diciembre 2015.

El patrimonio de Enap Sipetrol S.A. llega a US\$ 609,6 millones.

La variación positiva del Margen Bruto de US\$ 6,9 millones respecto al ejercicio anterior, se explica por: Argentina que presenta un aumento en el margen de US\$ 19,3 millones por disminución de costos debido a la devaluación de la moneda y menor cuota de agotamiento en PDC debido al diferimiento de la extensión en el 2015. En Ecuador existe un aumento en el margen US\$ 2,3 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayor volumen en PBH-I y menores costos debido a optimizaciones. Por otra parte, existe una disminución del margen en Egipto de US\$ 15 millones debido al menor precio de crudo de 16% versus el año 2015 y menor volumen lo que impacta negativamente en los ingresos.

**RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>	<b>dic-16</b>	<b>dic-15</b>	<b>Var. US\$</b>	<b>Var.%</b>
Ingresos de actividades ordinarias	386,4	442,3	(55,9)	12,6%
Costos de ventas	(271,0)	(333,7)	62,7	18,8%
<b>Margen bruto</b>	<b>115,4</b>	<b>108,6</b>	<b>6,9</b>	<b>6,3%</b>
Otros ingresos	2,2	2,2	0,0	0,0%
Costos de distribución	(7,8)	(5,7)	(2,1)	36,8%
Gasto de administración	(23,0)	(24,5)	1,5	6,1%
Otros gastos, por función	(22,6)	(31,3)	8,7	27,8%
<b>Ganancia de actividades operacionales</b>	<b>64,2</b>	<b>49,3</b>	<b>15,0</b>	<b>30,3%</b>
Otras ganancias (pérdidas)	0,0	(7,2)	7,2	0,0%
Ingresos financieros	5,8	4,5	1,3	28,9%
Costos financieros	(17,6)	(12,7)	(4,9)	38,6%
Diferencias de cambio	(17,5)	(5,6)	(11,9)	212,5%
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>34,9</b>	<b>28,3</b>	<b>6,6</b>	<b>23,3%</b>
(Gasto) beneficio por impuestos a las ganancias	(9,4)	(19,2)	9,8	51,0%
<b>Utilidad del ejercicio</b>	<b>25,5</b>	<b>9,1</b>	<b>16,5</b>	<b>181,1%</b>

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS POR EL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016**

<b>ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS</b>	<b>dic-16</b>	<b>dic-15</b>	<b>Var. US\$</b>	<b>Var.%</b>
<b>ACTIVOS</b>	<b>976,7</b>	<b>885,1</b>	<b>91,6</b>	<b>10,3%</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	32,6	37,8	(5,2)	13,8%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	149,9	101,5	48,4	47,7%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	0,1	0,5	(0,4)	80,0%
Inventarios	7,6	5,6	2,0	36%
Activos por impuestos corrientes	19,4	19,0	0,4	2,1%
Otros activos corrientes	12,5	3,2	9,3	290,6%
Otros activos financieros, no corrientes	7,8	35,8	(28,0)	78,2%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	180,6	181,1	(0,5)	0,3%
Propiedades, planta y equipo, neto	552,2	496,3	55,9	11,3%
Activos por impuestos diferidos	3,9	4,1	(0,2)	4,9%
Otros activos no corrientes	10,1	0,2	9,9	4950,0%
<b>PASIVOS</b>	<b>367,1</b>	<b>300,2</b>	<b>66,9</b>	<b>22,3%</b>
Otros pasivos financieros corrientes	64,6	71,1	(6,5)	9,1%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	55,9	66,9	(11,0)	16,4%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	13,4	17,9	(4,5)	25,1%
Otros pasivos corrientes	27,6	25,8	1,8	7,0%
Otros pasivos financieros no corrientes	128,8	43,0	85,8	199,5%
Otras provisiones no corrientes	36,1	36,2	(0,1)	0,3%
Pasivos por impuestos diferidos	33,2	34,1	(0,9)	2,6%
Otros pasivos no corrientes	7,5	5,2	2,3	44,2%
<b>PATRIMONIO</b>	<b>609,6</b>	<b>584,9</b>	<b>24,7</b>	<b>4,2%</b>

## 2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

### INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US\$ 386,4 millones al 31 de diciembre de 2016, los cuales se comparan con US\$ 442,3 millones en el ejercicio 2015.

Los ingresos disminuyeron en US\$ 55,9 millones originado principalmente en principalmente en Egipto con una disminución de US\$ 21,5 millones debido al menor precio de crudo (Brent 2016: 45 US\$/bbl vs Brent 2015: 53,6 US\$/bbl) y menor volumen. Argentina presenta una disminución de US\$ 39,6 millones debido a menores precios y volumen a venta debido a la dificultad de alocar crudo en el mercado local. Lo anterior se compensa en parte en Ecuador con un aumento de US\$ 5,3 millones asociados a mayores ingresos de crudo en PBH-I por mayor volumen.

### COSTOS DE VENTAS

Los costos de ventas de Enap Sipetrol S.A., al 31 de diciembre de 2016 disminuyeron en US\$ 62,7 millones, aumentando el margen de beneficio bruto a 30%, en contraste con el 25% para el ejercicio anterior. El detalle es el siguiente:

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS POR EL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016**

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costos de ventas a Ingresos de actividades	dic-16	%	dic-15	%	Var. US\$
Ingresos de actividades ordinarias	386,4	100%	442,3	100%	(55,9)
Costos de ventas	(271,0)	-70%	(333,7)	-75%	62,7
Margen bruto	115,4	30%	108,6	25%	6,8

**MARGEN BRUTO**

Al 31 de diciembre de 2016 hubo un aumento en el margen bruto respecto al mismo ejercicio 2015 de US\$ 6,9 millones (6,3%), principalmente por menores costos de venta cuya disminución fue de un 18,8% en tanto los menores ingresos presentaron una disminución de 12,6%.

La variación positiva del Margen Bruto de US\$ 6,9 millones respecto al ejercicio anterior, se explica por: Argentina que presenta un aumento en el margen de US\$ 19,3 millones por disminución de costos debido a la devaluación de la moneda y menor cuota de agotamiento en PDC debido al diferimiento de la extensión en el 2015. En Ecuador existe un aumento en el margen US\$ 2,3 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayor volumen en PBH-I y menores costos debido a optimizaciones. Por otra parte, existe una disminución del margen en Egipto de US\$ 15 millones debido al menor precio de crudo de 16% versus el año 2015 y menor volumen lo que impacta negativamente en los ingresos.

**VARIACIONES OTROS RUBROS**

Las Diferencias de cambio tuvieron un saldo negativo de US\$ 17,5 millones al 31 de diciembre de 2016 lo que se compara con el saldo negativo de US\$ 5,6 millones al 31 de diciembre de 2015, este aumento está principalmente asociado a la devaluación de la libra egipcia durante el año 2016.

Los Otros gastos por función disminuyeron de US\$ 31,3 millones al 31 de diciembre de 2015 a US\$ 22,6 millones al 31 de diciembre de 2016, principalmente debido a que en el año 2015 se realizó un test de deterioro sobre las partidas de activos incluidas en el balance. Los resultados obtenidos en dicha oportunidad, que fueron validados con la empresa de auditoría externa, implicaron una pérdida financiera para Enap Sipetrol Argentina S.A. de US\$ 20,9 millones, constituida por deterioros en los montos correspondientes a propiedades, plantas y equipos específicamente del Yacimiento Campamento Central Cañadón Perdido. Por otra parte, durante el año 2016 se registra un aumento de US\$ 13,8 en la cuenta Provisión de deudores incobrables.

Las Otras ganancias (pérdidas) mostraban un saldo negativo de US\$ 7,2 millones al término del ejercicio 2015, al 31 de diciembre de 2016 no registra saldo.

Los costos financieros presentaron un aumento de US\$ 4,9 millones respecto al ejercicio 2015 al pasar de US\$ 12,7 millones al 31 de diciembre de 2015 a US\$ 17,6 millones al 31 de diciembre de 2016, este aumento principalmente asociado a préstamos bancarios en la filial Argentina para cubrir inversiones de largo plazo.

**3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO**

*ACTIVOS*

Al 31 de diciembre de 2016 el total de activos presenta un aumento de US\$ 91,6 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2015. Este aumento se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- Propiedades, planta y equipo, neto; aumentó en US\$ 55,9 millones al pasar de US\$ 496,3 millones al 31 de diciembre de 2015 a US\$ 552,2 millones al 31 de diciembre de 2016 (11,3%) debido a la adquisición de los activos en la filial Petrofaro S.A. por US\$ 10 millones y a inversiones del ejercicio superiores al cargo por depreciación las cuales están asociadas principalmente al proyecto PIAM por US\$ 45,9 millones.
- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes aumentan en US\$ 48,4 millones al pasar de US\$ 101,5 millones al 31 de diciembre de 2015 a US\$ 149,9 millones al 31 de diciembre de 2016, debido principalmente a un aumento de US\$ 28,7 millones en los deudores por ventas de Ecuador y Egipto por retraso en los pagos por parte de los Estados, por otra parte la filial en Argentina también extendió el periodo de cobro lo cual llevó a un aumento de US\$ 20,5 millones, neto de una provisión deudores incobrables por US\$ 13,9 millones.
- Otros activos no corrientes, aumenta en US\$ 9,9 millones principalmente por derechos por cobrar en Argentina.

Compensado principalmente por:

- Otros activos financieros no corrientes que disminuyen en US\$ 28,0 millones (78,2%) y corresponde principalmente al traspaso al corto plazo de los Bonos que reemplazaron al programa de incentivo “Petróleo Plus”, más la liquidación del Escrow account por la compra de la filial Petrofaro S.A.

*PASIVOS*

Al 31 de diciembre de 2016 los pasivos en su conjunto aumentaron US\$ 66,9 millones con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2015, (22,3%). Las principales variaciones corresponden a:

- Aumento en Otros pasivos financieros no corrientes de US\$ 85,8 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2015 de US\$ 43,0 millones a US\$ 128,8 millones al 31 de diciembre de 2016 (199,5%), principalmente debido a que con fecha 6 de julio 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”). 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.

Compensado principalmente por:

- Disminución Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de US\$ 11,0 millones principalmente por disminución de la cuenta Acreedores comerciales pactados con vencimiento a 90 días.
- Disminución en Otros pasivos financieros corrientes de US\$ 6,5 millones principalmente disminuyen la cuenta con YPF S.A. y los sobregiros bancarios en la filial de Argentina.

#### ***PATRIMONIO NETO***

El patrimonio aumenta desde los US\$ 584,9 millones del 31 de diciembre de 2015, a US\$ 609,6 millones al 31 de diciembre de 2016 producto del resultado del ejercicio de US\$ 25,5 millones.

#### **4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO**

El flujo de efectivo consolidado al 31 de diciembre de 2016 alcanzó a US\$ 32,6 millones, inferior al alcanzado al 31 de diciembre de 2015 de US\$ 37,8 millones. Los flujos de efectivo procedentes/utilizados en actividades de operación presentaron una disminución de US\$ 29,7 millones (29,7%), ya que a diciembre de 2015 las actividades de operación generaron un flujo de US\$ 100,2 millones y a diciembre de 2016 las actividades de operación generaron un flujo de US\$ 70,5 millones, la principal disminución está dada por la baja en los Cobros procedentes de las ventas de bienes y servicios y prestación de servicios. Los flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión disminuyeron en US\$ 5,5 millones (4,1%) dado principalmente por préstamo a ENAP Matriz efectuado en 2015 por US\$ 45,3 millones (US\$ 0 en 2016) y compensado con mayores inversiones asociadas a proyecto PIAM por US\$32,7 millones y compra de filial por US\$ 7,8 millones. Los flujos de efectivo utilizados/procedentes de actividades de financiación pasaron de una utilización de US\$ 17,0 millones al 31 de diciembre de 2015 a una obtención de financiamiento de US\$ 64,2 millones al 31 de diciembre de 2016, esta variación de US\$ 81,2 millones (476,7%) es consecuencia de la obtención de crédito de largo plazo asociadas al proyecto PIAM.

El detalle de las principales partidas es el siguiente:

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS POR EL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016**

Cifras en Millones de dólares (US\$)	dic-16	dic-15	Var. US\$	Var. %
<b>Estado de Flujo de Efectivo</b>	<b>dic-16</b>	<b>dic-15</b>	<b>Var. US\$</b>	<b>Var. %</b>
Flujos de efectivo utilizados/procedentes de actividades de operación	70,5	100,2	(29,7)	29,7%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(127,3)	(132,7)	5,5	4,1%
Flujos de efectivo utilizados/procedentes en actividades de financiación	64,2	(17,0)	81,2	476,7%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	7,4	(49,5)	56,9	114,9%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(12,6)	2,0	(14,6)	739,4%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(5,2)	(47,6)	42,3	89,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	37,8	85,4	(47,6)	55,7%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	32,6	37,8	(5,2)	13,9%

## 5.- EBITDA

El resultado de Enap Sipetrol S.A., se tradujo en un EBITDA al 31 de diciembre de 2016 que alcanzó a US\$ 135,6 millones, lo que se compara con el generado en el ejercicio 2015, de US\$ 174,8 millones, lo que equivale a una disminución de 39,2%. La conciliación del EBITDA a partir del margen bruto se presenta a continuación:

EBITDA	dic-16	dic-15	Var. US\$	Var. %
Margen Bruto	115,4	108,6	6,9	6%
Otros ingresos, por función	2,2	2,2	0,0	0%
Costos de distribución	(7,8)	(5,7)	(2,1)	38%
Gastos de administración	(23,1)	(24,4)	1,3	6%
Otros gastos, por función	(22,6)	(31,3)	8,6	28%
<b>Resultado Operacional</b>	<b>64,1</b>	<b>49,4</b>	<b>14,7</b>	<b>30%</b>
Depreciación y cuota de agotamiento	65,3	96,2	(30,9)	32%
Abandono pozos exploratorios	3,0	2,0	1,0	48%
Estudios geológicos y costos no absorbidos	3,2	6,3	(3,1)	49%
Deterioro de activos	0,0	20,9	(20,9)	100%
<b>EBITDA</b>	<b>135,6</b>	<b>174,8</b>	<b>(39,2)</b>	<b>22%</b>

## 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 2016 y 2015:

Información por segmentos de negocios	CHILE dic-16	CHILE dic-15	ARG. dic-16	ARG. dic-15	ECU. dic-16	ECU. dic-15	EGI dic-16	EGI dic-15	TOTAL dic-16	TOTAL dic-15
Ingresos actividades ordinarias	0,2	0,2	227,4	267,0	97,8	92,5	61,1	82,6	386,4	442,3
Costos de ventas	(2,7)	(3,0)	(189,6)	(248,4)	(57,0)	(54,0)	(21,7)	(28,2)	(271,0)	(333,7)
<b>Margen bruto</b>	<b>(2,5)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>37,8</b>	<b>18,5</b>	<b>40,8</b>	<b>38,5</b>	<b>39,4</b>	<b>54,4</b>	<b>115,4</b>	<b>108,6</b>

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS POR EL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016**

**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:

<b>LIQUIDEZ</b>		<b>dic-16</b>	<b>dic-15</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Liquidez Corriente <sup>(1)</sup>	(veces)	1,38	0,92	0,45	49,1%
Razón Ácida <sup>(2)</sup>	(veces)	1,33	0,89	0,44	49,0%

<sup>(1)</sup> Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

<sup>(2)</sup> Razón ácida = (Activos corrientes - Inventarios) / Pasivos corrientes

<b>ENDEUDAMIENTO</b>		<b>dic-16</b>	<b>dic-15</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Razón de endeudamiento <sup>(1)</sup>	(veces)	0,60	0,51	0,09	17,3%
Razón de endeudamiento financiero neto <sup>(2)</sup>	(veces)	0,25	0,07	0,18	262,5%
Razón de endeudamiento, financiero corriente <sup>(3)</sup>	(porcentaje)	33,38	62,31	(28,92)	46,4%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente (porcentaje)		66,62	37,69	28,92	76,7%
		<b>dic-16</b>	<b>dic-15</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Cobertura gastos financieros <sup>(5)</sup>	(veces)	7,7	13,8	(6,0)	43,9%
R.A.I.I.D.A.I.E. <sup>(6)</sup>	(Millones US\$)	117,8	137,2	(19,4)	14,2%

<sup>(1)</sup> Razón de endeudamiento = (Total pasivos corrientes + Total pasivos no corrientes) / Patrimonio total

<sup>(2)</sup> Razón de endeudamiento financiero neto = (Pasivos Financieros - Activos financieros-efect y eq al efect) / Patrimonio total

<sup>(3)</sup> Razón de endeudamiento, corriente = Pasivo financiero corriente / Total pasivos financieros

<sup>(4)</sup> Razón de endeudamiento, no corriente = Pasivo financiero no corriente / Total pasivos financieros

<sup>(5)</sup> Cobertura gastos financieros = EBITDA / Costos financieros

<b>ACTIVIDAD</b>		<b>dic-16</b>	<b>dic-15</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
<b>Activos</b>					
Activos totales <sup>(1)</sup>	(Millones US\$)	976,7	885,2	91,5	10,3%
Activos promedio <sup>(2)</sup>	(Millones US\$)	930,9	892,4	38,6	4,3%
<b>Inventarios</b>		<b>dic-16</b>	<b>dic-15</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Rotación de inventarios <sup>(3)</sup>	(veces)	40,89	49,70	(8,81)	17,7%
Permanencia de inventarios <sup>(4)</sup>	(meses)	0,29	0,24	0,05	21,5%

<sup>(1)</sup> Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

<sup>(2)</sup> Activos promedio = (Activos Totales del período actual + Activos totales año anterior) / 2

<sup>(3)</sup> Rotación de inventarios = Costo de venta últimos doce meses / Inventario promedio últimos doce meses

<sup>(4)</sup> Permanencia de inventarios = Inventario promedio últimos doce meses / Costo de venta últimos doce meses (promedio mensual)



**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS POR EL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016**

<b>RENTABILIDAD</b>	<b>dic-16</b>	<b>dic-15</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio (porcentaje)	4,28	1,57	2,71	173,1%
Rentabilidad de activos <sup>(2)</sup> (porcentaje)	2,74	1,02	1,73	169,4%
Utilidad (pérdida) por acción <sup>(3)</sup> (US\$)	0,31	0,11	0,20	181,0%

<sup>(1)</sup> Rentabilidad de patrimonio promedio = Resultado últimos 12 meses / ((Patrimonio período actual + Patrimonio período anterior) / 2)

<sup>(2)</sup> Rentabilidad de activos = Resultado últimos 12 meses / Activos Totales promedio últimos doce meses

<sup>(3)</sup> 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 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 2016, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 45,1 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, menor en 16 % con respecto al promedio de 2015 (53,6 US\$/bbl).

Este descenso en el precio se explica principalmente 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 2017) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 95,6 millones de barriles por día (MM bpd) en 2016, mientras que la oferta mundial fue 96,4 MM bpd, generándose en consecuencia una acumulación de inventarios, a nivel mundial, de 0,9 MM bpd.

### MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2016 (Cifras en millones de barriles diarios)

	Ene-Dic 2016	Ene-Dic 2015	Variación
<b>DEMANDA</b>	<b>95,58</b>	<b>94,15</b>	<b>1,43</b>
OECD	46,71	46,42	0,29
NO-OECD	48,86	47,73	1,14
<b>OFERTA</b>	<b>96,44</b>	<b>96,14</b>	<b>0,30</b>
Norteamérica	21,88	22,25	-0,38
Resto NO-OPEP	34,97	35,21	-0,24
LGN y Condensados OPEP	6,70	6,59	0,11
Crudo OPEP	32,89	32,08	0,81
<b>INVENTARIOS</b>	<b>0,9</b>	<b>2,0</b>	<b>-1,1</b>
<i>Fuente: Departamento e Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook January 2017"</i>			

A inicios del año 2016, el precio del crudo oscilaba en torno a los 37 US\$/bbl, siendo presionado fuertemente por una sobreoferta de 3 MM b/d y bajas expectativas en torno a ella. En particular, el abandono de la meta de producción conjunta de la OPEP sumado al hecho inminente de que en el corto plazo a Irán se le levantarían las sanciones que mantuvieron restringidas sus exportaciones, continuaron deprimiendo fuertemente su valoración. Así, unido a las informaciones surgidas que daban cuenta de gran cantidad de crudo almacenado y de buques varados en los principales puertos petroleros, los precios del crudo alcanzaron los 27 US\$/bbl a fines de febrero, configurando su menor nivel en 14 años.

Posteriormente, el fortalecimiento de los mercados asiáticos reflejado en un aumento de sus importaciones de crudo a través de sus refinadoras independientes (teapots) comenzó a ser una variable relevante en el fortalecimiento de la demanda y los precios del crudo. En consecuencia, en conjunto con el anuncio de una reunión en Doha para el mes de abril con el ánimo de negociar alguna política de producción entre países de la OPEP y Rusia se consiguió recuperar el valor del crudo, el cual terminó promediando 49,6 US\$ durante el primer trimestre.

A medida que el año avanzaba, los precios continuaron oscilando en torno a los 40 y 50 US\$/bbl. Una nueva reunión interministerial de la OPEP, la llegada de la temporada de verano en el hemisferio norte y disrupciones en la producción de importantes países petroleros como Canadá (incendios en Alberta) y Nigeria (ataques de bandas rebeldes Delta del Níger) se convirtieron en factores relevantes – junto a los teapots – para continuar sosteniendo los precios sobre los 40 US\$/bbl.

En el último trimestre del año si bien el mercado seguía presentando una sobreoferta, ésta se situaba en torno a los 700.000 b/d, lo cual era sustancialmente menor a lo registrado a inicios de año. Así se había configurado una clara tendencia hacia al equilibrio entre las fuerzas del mercado. Como resultado, el posterior anuncio de una reunión a realizarse entre la OPEP y países externos al organismo, unido al resultado final de acordar reducir en 1,8 millones de b/d su producción total de crudo, contribuyó a acelerar la velocidad de crecimiento de los precios. De esta forma, en esta etapa del año los precios terminaron promediando los 50 US\$/bbl.

Aún en este contexto, el año 2016 terminó con riesgos para el mercado petrolero. En este sentido, la exclusión de Libia e Irán del acuerdo suscrito por la OPEP en conjunto con una mayor inversión y menores costos en la industria del shale oil se configuraron como los principales elementos de los cuales el mercado estará atento.

### **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 disminuyeron en 2016 en relación a 2015, siguiendo a grandes rasgos la caída del precio del crudo Brent.

El precio de la gasolina promedió 57,1 US\$/bbl en 2016, bajando así en 15% con respecto a 2015.

En el caso del precio del diesel, el promedio de 2016 fue 55,8 US\$/bbl, esto es, 16 % menor al promedio de 2015.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 32,0 US\$/bbl durante 2016, con una baja de 21 % con respecto a 2015.

## **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.

#### **(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. Se trata del Acuerdo firmado entre Enap Sipetrol Argentina y la Provincia el 15 de mayo pasado, que se encontraba a la espera de esta instancia como parte del proceso para su entrada en vigencia.

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.

(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.

Actualmente se continúa con las actividades de perforación en el bloque.

#### (c) Bloque 3 Jambelí - Ecuador

(Proyecto de Exploración. Enap Sipetrol es operador, con 100% de participación).

Consiste en la exploración del área ubicada en la costa del Golfo de Guayaquil, en busca de nuevos prospectos y reservas potenciales, principalmente de petróleo.

El 8 de mayo de 2013 se inició la adquisición sísmica 2D off-shore con la empresa rusa Sevmorgeo, la que concluyó en 2014. Asimismo, se elaboró y analizó el estudio conceptual del desarrollo del bloque; se realizaron corridas de simulación de escenarios para evaluar el bloque y se efectuó el recorrido marítimo en el área para la evaluación de equipos.

En el mes de enero 2015 se concluyó la evaluación de escenarios y en el Directorio del 29 de enero se aprobó la solicitud para la salida del Bloque 3J por las siguientes razones:

- Alto Riesgo exploratorio
- Alto nivel de inversiones asociadas a pozos y facilidades
- Riesgo de no poder operar en el bloque por problemas con comunidades
- Dada la falta de infraestructura, tomará un período de años mayor al contemplado inicialmente para empezar a obtener la producción

Con la decisión de no continuar con la exploración y devolución del bloque, el 2015 se procedió al cierre del proyecto. El compromiso exploratorio con el estado ecuatoriano, que incluía los estudios sísmicos, se cumplió y no se tuvieron impedimentos ni contingencias en la devolución del Bloque.

## **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.