



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

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

**CORRESPONDIENTE AL PERIODO  
TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2017**

**ENAP SIPETROL S.A.**

**2017**

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR EL PERIODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2017**

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Enap Sipetrol S.A., y Filiales, al 31 de marzo 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 período comprendido entre el 01 de enero y el 31 de marzo 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., alcanzó una utilidad de US\$ 13,9 millones, que se compara con los US\$ 11,4 millones obtenidos al 31 de marzo de 2016, por otra parte, el EBITDA alcanzó a US\$ 37,7 millones, lo que se compara con US\$ 37,4 millones obtenidos al 31 de marzo de 2016.

El patrimonio de Enap Sipetrol S.A. llega a US\$ 623,5 millones superior en US\$ 14,0 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2016.

La variación positiva del Margen Bruto de US\$ 1,9 millones respecto al periodo anterior, se explica por: Argentina presenta una disminución en el margen de US\$ 3,9 millones por mayor lifting cost principalmente en Área Magallanes. Ecuador aumentó el margen en US\$ 1,8 millones debido a mayores ingresos por mayor producción en el bloque PBH-I (+19% vs 2016). Egipto presenta un mayor margen de US\$ 4,4 millones debido a mayores ingresos por mayor precio (Brent YTD Marzo, 2017: 54,7 Usd/Bbl vs 2016: 35,1 Usd/Bbl) y menor lifting cost y costos de transporte asociados al funcionamiento del pipeline.

**RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	mar-17	mar-16	Var. US\$	Var. %
Ingresos de actividades ordinarias	93,2	88,8	4,4	5,0%
Costos de ventas	(63,9)	(61,5)	(2,4)	3,9%
<b>Margen bruto</b>	<b>29,3</b>	<b>27,4</b>	<b>1,9</b>	<b>7,0%</b>
Otros ingresos, por función	0,1	0,4	(0,3)	75,0%
Costos de distribución	(2,1)	(2,0)	(0,1)	5,0%
Gasto de administración	(5,2)	(5,8)	0,6	10,3%
Otros gastos, por función	(2,7)	(1,3)	(1,4)	107,7%
Ingresos financieros	0,7	1,0	(0,3)	30,0%
Costos financieros	(2,4)	(4,5)	2,1	46,7%
Diferencias de cambio	0,2	(2,5)	2,7	108,0%
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>17,9</b>	<b>12,8</b>	<b>5,1</b>	<b>39,8%</b>
(Gasto) beneficio por impuestos a las ganancias	(4,0)	(1,2)	(2,8)	233,3%
<b>Utilidad del ejercicio</b>	<b>13,9</b>	<b>11,4</b>	<b>2,5</b>	<b>21,9%</b>

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR EL PERIODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2017**

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	mar-17	dic-16	Var. US\$	Var.%
<b>ACTIVOS</b>	1.050,8	976,6	74,2	7,6%
Efectivo y equivalentes al efectivo	44,6	32,6	12,0	36,8%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	187,3	149,9	37,4	24,9%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	0,1	0,1	0,0	0,0%
Inventarios	13,6	7,6	6,0	78,9%
Activos por impuestos corrientes	28,8	19,4	9,4	48,5%
Otros activos corrientes	2,0	12,5	(10,5)	84,0%
Otros activos financieros, no corrientes	7,8	7,8	0,0	0,0%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	175,4	180,6	(5,2)	2,9%
Propiedades, planta y equipo, neto	586,9	552,2	34,7	6,3%
Activos por impuestos diferidos	3,9	3,9	0,0	0,0%
Otros activos no corrientes	0,4	10,0	(9,6)	96,0%
<b>PASIVOS</b>	<b>427,3</b>	<b>367</b>	<b>60,3</b>	<b>16,4%</b>
Otros pasivos financieros corrientes	32,3	64,6	(32,3)	50,0%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	96,5	55,9	40,6	72,6%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	13,8	13,4	0,4	3,0%
Otros pasivos corrientes	22,6	27,6	(5,0)	18,1%
Otros pasivos financieros no corrientes	189,0	128,8	60,2	46,7%
Otras provisiones no corrientes	35,8	36,1	(0,3)	0,8%
Pasivos por impuestos diferidos	29,7	33,2	(3,5)	10,5%
Otros pasivos no corrientes	7,6	7,4	0,2	2,7%
<b>PATRIMONIO</b>	<b>623,5</b>	<b>609,6</b>	<b>13,9</b>	<b>2,3%</b>

## 2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

### INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US\$ 93,1 millones al 31 de marzo de 2017, los cuales se comparan con US\$ 88,8 millones en el mismo periodo 2016.

Los ingresos por venta aumentaron en US\$ 4,3 millones originado principalmente en Ecuador con un aumento de US\$ 2,8 millones asociados a mayor producción en el bloque PBH-I (+19% vs 2016) y Egipto con un aumento de US\$ 1,5 millones debido a mayor precio (Brent YTD Marzo 2017: 54,7 Usd/Bbl vs 2016: 35,1 Usd/Bbl).

### COSTOS DE VENTAS

Los costos de ventas de Enap Sipetrol S.A., al 31 de marzo de 2017 aumentaron en US\$ 2,4 millones, manteniendo el margen de beneficio bruto en 31%, en ambos períodos. El detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costos de ventas a Ingresos de actividades	mar-17	%	mar-16	%	Var. US\$
Ingresos de actividades ordinarias	93,1	100%	88,8	100%	4,3
Costos de ventas	(63,9)	-69%	(61,5)	-69%	(2,4)
Margen bruto	29,2	31%	27,3	31%	1,9

**MARGEN BRUTO**

Al 31 de marzo de 2017 hubo un aumento en el margen bruto respecto al mismo periodo de 2016 de US\$ 1,9 millones (0,1%), principalmente por mayores ingresos que presentaron un aumento de 4,8% en tanto los costos de venta aumentaron en un 3,9% .

La variación positiva del Margen Bruto de US\$ 1,9 millones respecto al periodo anterior, se explica por: Ecuador aumentó el margen en US\$ 1,8 millones debido a mayores ingresos por mayor producción en el bloque PBH-I (+19% vs 2016). Egipto presenta un mayor margen de US\$ 4,4 millones debido a mayores ingresos por mayor precio (Brent YTD Marzo, 2017: 54,7 Usd/Bbl vs 2016: 35,1 Usd/Bbl) y menor lifting cost y costos de transporte asociados al funcionamiento del pipeline. Por otra parte Argentina presenta una disminución en el margen de US\$ 3,9 millones por mayor lifting cost principalmente en Área Magallanes.

**VARIACIONES OTROS RUBROS**

Las Diferencias de cambio tuvieron un saldo positivo de US\$ 0,2 millones al 31 de marzo de 2017 lo que se compara con el saldo negativo de US\$ 2,5 millones al 31 de marzo de 2016.

Los costos financieros presentaron una disminución de US\$ 2,1 millones respecto al mismo periodo de 2016 al pasar de US\$ 4,5 millones al 31 de marzo de 2016 a US\$ 2,4 millones al 31 de marzo de 2017.

Los Otros gastos por función aumentaron de US\$ 1,3 millones al 31 de marzo de 2016 a US\$ 2,7 millones al 31 de marzo de 2017, principalmente debido a aumento en los Costos de exploración y otros.

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

**ACTIVOS**

Al 31 de marzo de 2017 el total de activos presenta un aumento de US\$ 74,2 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:

- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes aumentan en US\$ 37,4 millones al pasar de US\$ 149,9 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 187,3 millones al 31 de marzo de 2017.
- Propiedades, planta y equipo, neto; aumentó en US\$ 34,7 millones al pasar de US\$ 552,2 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 586,9 millones al 31 de marzo de 2017 (6,3%) principalmente debido a un incremento de US\$ 60,0 millones en adiciones (proyecto PIAM en Argentina), neto de depreciaciones del periodo por US\$17,3 millones.
- Efectivo y equivalentes al efectivo, aumenta en US\$ 12,0 millones principalmente por excedentes de caja en la filial de Ecuador.

Compensado principalmente por:

- Otros activos corrientes que disminuyen en US\$ 10,5 millones (84,0%) y corresponde principalmente a la cuenta otros activos financieros corrientes que disminuyen por el traspaso al corto plazo de los Bonos que reemplazaron al programa de incentivo “Petróleo Plus”.
- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente que disminuyen en US\$ 5,2 millones (2,9%) y corresponde a la disminución de deuda con la Matriz ENAP.

#### **PASIVOS**

Al 31 de marzo de 2017 los pasivos en su conjunto aumentaron US\$ 60,3 millones con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2016, (16,4%). Las principales variaciones corresponden a:

- Aumento en Otros pasivos financieros no corrientes de US\$ 60,2 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2016 de US\$ 128,8 millones a US\$ 189,0 millones al 31 de marzo de 2017 (46,7%), debido principalmente a la firma de un contrato de crédito con The Bank of Nova Scotia, como segundo financiamiento del Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) por US\$80 millones. El crédito tiene un período de disponibilidad de 6 meses para realizar los desembolsos, el primero se realizó con fecha 08 de marzo por US\$50 millones, neto de traspaso al corto plazo de otras deudas.
- Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de US\$ 40,6 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2016 de US\$ 55,9 millones a US\$ 96,5 millones al 31 de marzo de 2017 (72,6%), asociado a las inversiones del Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM).

Compensado principalmente por:

- Disminución en Otros pasivos financieros corrientes de US\$ 32,3 millones principalmente disminuyen los préstamos de otras entidades YPF Argentina, y sobregiros bancarios.

#### **PATRIMONIO NETO**

El patrimonio aumenta desde los US\$ 609,6 millones del 31 de diciembre de 2016, a US\$ 623,5 millones al 31 de marzo de 2017 producto del resultado del periodo de US\$ 13,9 millones.

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

El flujo de efectivo consolidado al 31 de marzo de 2017 alcanzó a US\$ 44,6 millones, en línea al alcanzado al 31 de marzo de 2016 de US\$ 44,7 millones. Los flujos de efectivo procedentes/utilizados en actividades de operación presentaron un aumento de US\$ 46,7 millones (637,2%). Los flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión aumentaron en US\$ 49,2 millones (948,8%) dado principalmente por compra de propiedades planta y equipo. Los flujos de efectivo procedentes de actividades de financiación pasaron de US\$ 20,1 millones al 31 de marzo de 2016 a una obtención de financiamiento de US\$ 27,2 millones al 31 de marzo de 2017.

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR EL PERIODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2017**

El detalle de las principales partidas es el siguiente:

<b>Cifras en Millones de dólares (US\$)</b>				
<b>Estado de Flujo de Efectivo</b>	<b>mar-17</b>	<b>mar-16</b>	<b>Var. US\$</b>	<b>Var.%</b>
Flujos de efectivo utilizados/procedentes de actividades de operación	39,4	(7,3)	46,7	637,2%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(54,3)	(5,2)	(49,2)	948,8%
Flujos de efectivo utilizados/procedentes en actividades de financiación	27,2	20,1	7,1	35,2%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	12,3	7,6	4,6	60,7%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(0,2)	(0,8)	0,5	72,2%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	12,1	6,9	5,2	75,4%
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	44,6	44,7	(0,1)	0,1%

## 5.- EBITDA

El resultado de Enap Sipetrol S.A., se tradujo en un EBITDA al 31 de marzo de 2017 que alcanzó a US\$ 37,7 millones, lo que está en línea con el generado en el mismo periodo de 2016, de US\$ 37,4 millones, lo que equivale a un leve aumento de 0,8%. La conciliación del EBITDA a partir del margen bruto se presenta a continuación:

<b>EBITDA</b>	<b>mar-17</b>	<b>mar-16</b>	<b>Var. US\$</b>	<b>Var.%</b>
Margen Bruto	29,3	27,4	1,9	7,0%
Otros ingresos, por función	0,1	0,4	(0,3)	79,6%
Costos de distribución	(2,1)	(2,0)	(0,0)	1,6%
Gastos de administración	(5,2)	(5,7)	0,6	9,7%
Otros gastos, por función	(2,7)	(1,3)	(1,4)	112,2%
<b>Resultado Operacional</b>	<b>19,4</b>	<b>18,7</b>	<b>0,7</b>	<b>3,5%</b>
Depreciación y cuota de agotamiento	17,3	18,4	(1,1)	5,8%
Abandono pozos exploratorios	0,2	0,0	0,2	indeterm
Estudios geológicos y costos no absorbidos	0,8	0,3	0,5	166,2%
<b>EBITDA</b>	<b>37,7</b>	<b>37,4</b>	<b>0,3</b>	<b>0,8%</b>

(1) Ver Nota 16 letra f) en los estados financieros consolidados

(2) Ver Nota 16 letra a) en los estados financieros consolidados

(3) Incorporado en el rubro Costo de Ventas

(4) Ver Nota 30 en los estados financieros consolidados

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR EL PERIODO TERMINADO AL 31 DE MARZO 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 periodos terminados al 31 de marzo de 2017 y 2016:

Información por segmentos de negocios	CHILE mar-17	CHILE mar-16	ARG. mar-17	ARG. mar-16	ECU. mar-17	ECU. mar-16	EGI mar-17	EGI mar-16	TOTAL mar-17	TOTAL mar-16
Ingresos actividades ordinarias	0,1	0,1	48,9	49,0	28,2	25,4	15,9	14,4	93,1	88,9
Costos de ventas	(1,0)	(0,5)	(42,6)	(38,8)	(15,9)	(14,9)	(4,4)	(7,3)	(63,9)	(61,5)
<b>Margen bruto</b>	<b>(0,9)</b>	<b>(0,4)</b>	<b>6,3</b>	<b>10,2</b>	<b>12,3</b>	<b>10,5</b>	<b>11,5</b>	<b>7,1</b>	<b>29,2</b>	<b>27,4</b>

**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		mar-17	dic-16	Var.	Var. %
Liquidez Corriente <sup>(1)</sup>	(veces)	1,68	1,38	0,31	22,5%
Razón Ácida <sup>(2)</sup>	(veces)	1,60	1,33	0,27	20,6%

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

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

ENDEUDAMIENTO		mar-17	dic-16	Var.	Var. %
Razón de endeudamiento <sup>(1)</sup>	(veces)	0,68	0,60	0,08	13,0%
Razón de endeudamiento financiero neto <sup>(2)</sup>	(veces)	0,27	0,25	0,02	7,8%
Razón de endeudamiento, financiero corriente <sup>(3)</sup> (porcentaje)		14,58	33,38	(18,80)	56,3%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente (porcentaje)		85,42	66,62	18,80	28,2%
		mar-17	mar-16	Var.	Var. %
Cobertura gastos financieros <sup>(5)</sup>	(veces)	16,46	8,30	8,16	98,4%

<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

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR EL PERIODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2017**

<b>ACTIVIDAD</b>					
<b>Activos</b>		<b>mar-17</b>	<b>dic-16</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Activos totales <sup>(1)</sup>	(Millones US\$)	1.048,0	976,7	71,3	7,3%
Activos promedio <sup>(2)</sup>	(Millones US\$)	1.012,3	935,6	76,7	8,2%
<b>Inventarios</b>		<b>mar-17</b>	<b>dic-16</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Rotación de inventarios <sup>(3)</sup>	(veces)	25,60	40,89	(15,29)	37,4%
Permanencia de inventarios <sup>(4)</sup>	(meses)	0,47	0,29	0,18	59,7%

<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)

<b>RENTABILIDAD</b>					
		<b>mar-17</b>	<b>dic-16</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio (porcentaje)		4,60	4,28	0,32	7,5%
Rentabilidad de activos <sup>(2)</sup>	(porcentaje)	2,82	2,73	0,09	3,2%
Utilidad (pérdida) por acción <sup>(3)</sup>	(US\$)	0,34	0,31	0,03	9,8%

<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 el primer trimestre del 2017, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 54,7 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, mayor en 56 % con respecto al promedio de enero-marzo de 2016 (35,1 US\$/bbl).

Este gran aumento en el precio se explica principalmente por la expectativa del mercado ante el acuerdo tomado por miembros países de la OPEP y otros países productores de recortar la producción de petróleo crudo en 1,5 MMbd, en principio durante el primer semestre del 2017. Como se observa en el cuadro siguiente, el nivel de producción OPEP aumentó en relación al mismo período del año anterior, pero tuvo una disminución de 0,8 MMbd en relación al cuarto trimestre del año 2016, ya que los países miembros de la OPEP cumplieron con el compromiso de recortes. El aumento de producción de crudo vino dado por países externos a la OPEP, principalmente China. Por su parte, la demanda presentó un aumento de 1,1 MMbd en el período señalado, principalmente por mayor actividad económica en China.

**MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2017**  
**(Cifras en millones de barriles diarios)**

	Ene-Mar 2017	Ene-Mar 2016	Variación
<b>DEMANDA</b>	<b>96,59</b>	<b>95,47</b>	<b>1,12</b>
OECD	46,71	46,69	0,02
NO-OECD	49,87	48,78	1,09
<b>OFERTA</b>	<b>96,90</b>	<b>96,78</b>	<b>0,12</b>
Norteamérica	21,84	22,25	-0,41
Resto NO-OPEP	36,17	36,22	-0,05
LGN y Condensados OPEP	6,75	6,41	0,34
Crudo OPEP	32,14	31,90	0,24
<b>INVENTARIOS</b>	<b>0,3</b>	<b>1,3</b>	<b>-1,0</b>
<i>Fuente: Departamento e Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook April 2017"</i>			

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 en el período enero-marzo de 2017 en relación a igual período de 2016, siguiendo a grandes rasgos la caída del precio del crudo Brent.

El precio de la gasolina promedió 65,7 US\$/bbl en enero-marzo de 2017, aumentando así en 46% con respecto al mismo período en 2016. El precio de la gasolina siguió en menor grado la tendencia del crudo. Si bien es cierto que el consumo promedio de gasolina disminuyó en 2% con relación al período anterior, la acumulación promedio de los inventarios de gasolina disminuyó 4%. La disminución de inventarios de gasolinas en niveles históricos ha logrado el repunte del precio.

En el caso del precio del diesel, el promedio del período enero-marzo de 2017 fue 66,3 US\$/bbl, esto es, 52% mayor al promedio de enero-marzo del año pasado. El precio del diesel siguió la tendencia del crudo. Los inventarios de diesel se mantuvieron similares a los del período enero-marzo del 2016, empezando a disminuir durante el mes de marzo. Los índices de manufactura tanto en E.E.U.U. como en Europa muestran un saludable repunte en el período señalado, con el consecuente aumento de consumo de este combustible.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 44,7 US\$/bbl en el período enero-marzo de 2017, con un aumento 113% con respecto a igual período de 2016. El precio de este producto presentó un importante repunte a partir de octubre del año pasado debido a un mayor consumo en México por déficit de gas natural para generación, y también por mayor consumo en Asia para combustible marino. Esto ocasionó una disminución global de este combustible que ya ha empezado a regularizarse.

## **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 continua trabajando en el PIAM (Proyecto Incremental Área Magallanes) cuyo objetivo de aumentar la producción de gas natural y crudo asociado. Su puesta en marcha se estima para fines de 2017.

#### **(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.

Actualmente se continúa con las actividades de perforación en el bloque y contempla perforar 3 pozos durante el 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 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.

Actualmente se continúa con las actividades de perforación en el bloque y contempla perforar 2 pozos durante el 2017.

(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.