



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

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

**CORRESPONDIENTE AL PERIODO  
TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017**

**ENAP SIPETROL S.A.**

**2017**

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017**

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Enap Sipetrol S.A., y Filiales, al 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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 pérdida de US\$ 0,8 millones, que se compara con los US\$ 25.2 millones obtenidos al 30 de septiembre de 2016, por otra parte, el EBITDA alcanzó a US\$ 93,9 millones, lo que se compara con US\$ 94,2 millones obtenidos al 30 de septiembre de 2016.

El patrimonio de Enap Sipetrol S.A. llega a US\$ 609,1 millones en línea con los US\$ 609,7 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2016.

El Margen Bruto de Enap Sipetrol S.A. tuvo una variación negativa de US\$ 9,1 millones respecto al periodo anterior, producto de una disminución en el margen en Argentina de US\$ 26,0 millones principalmente debido mayores costos. Lo anterior, fue compensado positivamente con aumentos en el margen de US\$ 13,6 millones en Ecuador producto de mayores ingresos por mayor producción (+19% vs 2016) y un mayor margen de US\$ 3,4 millones en Egipto debido a menor lifting cost y costos de transporte asociados al funcionamiento del pipeline.

**RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

<b>Cifras en Millones de dólares (US\$)</b>				
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>	<b>sep-17</b>	<b>sep-16</b>	<b>Var. US\$</b>	<b>Var.%</b>
Ingresos de actividades ordinarias	271,7	260,2	11,5	4,4%
Costos de ventas	(199,1)	(178,5)	(20,6)	11,5%
<b>Margen bruto</b>	<b>72,6</b>	<b>81,7</b>	<b>(9,1)</b>	<b>11,1%</b>
Otros ingresos, por función	0,3	3,5	(3,2)	91,4%
Costos de distribución	(5,1)	(5,8)	0,7	12,1%
Gasto de administración	(16,2)	(16,3)	0,1	0,6%
Otros gastos, por función	(44,9)	(18,0)	(26,9)	149,4%
Ingresos financieros	2,6	4,2	(1,6)	38,1%
Costos financieros	(5,1)	(15,3)	10,2	66,7%
Diferencias de cambio	(4,2)	(4,6)	0,4	8,7%
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>0,0</b>	<b>29,3</b>	<b>(29,3)</b>	<b>100,0%</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	(0,8)	(4,1)	3,3	80,5%
<b>Utilidad (pérdida) del período</b>	<b>(0,8)</b>	<b>25,2</b>	<b>(26,0)</b>	<b>103,0%</b>

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017**

<b>Cifras en Millones de dólares (US\$)</b>				
<b>ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS</b>	<b>sep-17</b>	<b>dic-16</b>	<b>Var. US\$</b>	<b>Var.%</b>
<b>ACTIVOS</b>	<b>1.113,6</b>	<b>976,7</b>	<b>136,9</b>	<b>14,0%</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	32,5	32,6	(0,1)	0,3%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	164,7	149,9	14,8	9,9%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	0,1	0,1	0,0	0,0%
Inventarios	7,7	7,6	0,1	1,3%
Activos por impuestos corrientes	39,2	19,4	19,8	102,1%
Otros activos corrientes	42,9	12,5	30,4	243,2%
Otros activos financieros, no corrientes	7,7	7,8	(0,1)	1,3%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	215,9	180,6	35,3	19,5%
Propiedades, planta y equipo, neto	590,8	552,2	38,6	7,0%
Derechos de uso	8,2	0,0	8,2	indet.
Activos por impuestos diferidos	3,5	3,9	(0,4)	10,3%
Otros activos no corrientes	0,4	10,1	(9,7)	96,0%
<b>PASIVOS</b>	<b>504,5</b>	<b>367</b>	<b>137,5</b>	<b>37,5%</b>
Otros pasivos financieros corrientes	124,1	64,6	59,5	92,1%
Pasivos por arrendamientos, corrientes	2,2	0,0	2,2	indet.
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	73,7	55,9	17,8	31,8%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	14,7	13,4	1,3	9,7%
Otros pasivos corrientes	34,5	27,6	6,9	25,0%
Otros pasivos financieros no corrientes	193,7	128,8	64,9	50,4%
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	6,1	0,0	6,1	indet.
Otras provisiones no corrientes	32,9	36,1	(3,2)	8,9%
Pasivos por impuestos diferidos	12,9	33,2	(20,3)	61,1%
Otros pasivos no corrientes	9,7	7,4	2,3	31,1%
<b>PATRIMONIO</b>	<b>609,1</b>	<b>609,7</b>	<b>(0,6)</b>	<b>0,1%</b>

## **2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS**

### **INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS**

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US\$ 271,7 millones al 30 de septiembre de 2017, los cuales se comparan con US\$ 260,2 millones en el mismo periodo 2016.

Los ingresos por venta aumentaron en US\$ 11,5 millones originado principalmente en Ecuador con un aumento de US\$ 18,1 millones asociados PBH-I y MDC por mayor producción versus el año anterior (+29% y +13% respectivamente). Lo anterior, se ve contrarrestado con Argentina que presenta una disminución de US\$ 4,9 millones debido principalmente a menores ingresos de gas por menor volumen (-11% vs 2016) y Egipto con una disminución de US\$ 1,6 millones debido a menor volumen (-18% vs 2016).

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017**

**COSTOS DE VENTAS**

Los costos de ventas de Enap Sipetrol S.A., al 30 de septiembre de 2017 aumentaron en US\$ 20,6 millones, disminuyendo el margen de beneficio bruto a 27%, en comparación con el 31% del mismo período año anterior. El detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costos de ventas a Ingresos de actividades	sep-17	%	sep-16	%	Var. US\$
Ingresos de actividades ordinarias	271,7	100%	260,2	100%	11,5
Costos de ventas	(199,1)	-73%	(178,5)	-69%	(20,6)
Margen bruto	72,6	27%	81,7	31%	(9,1)

**MARGEN BRUTO**

Al 30 de septiembre de 2017 hubo una disminución en el margen bruto respecto al mismo periodo de 2016 de US\$ 9,1 millones (11,1%), principalmente por mayores costos de venta que aumentaron en un 11,5% en tanto los ingresos presentaron un aumento de 4,4%.

La variación del Margen Bruto de US\$ -9,1 millones respecto al periodo anterior, es producto de una disminución en el margen de US\$ 26,0 millones en Argentina principalmente debido a mayores costos por US\$ 13 millones. Lo anterior, fue compensado positivamente con aumentos en el margen de US\$ 13,6 millones en Ecuador producto de mayores ingresos por mayor producción (+19% vs 2016) y un mayor margen de US\$ 3,4 millones en Egipto debido a menor lifting cost y costos de transporte asociados al funcionamiento del pipeline.

**VARIACIONES OTROS RUBROS**

Los Otros gastos por función aumentaron US\$ 26,9 millones al pasar de US\$18,0 millones al 30 de septiembre de 2016 a US\$ 44,9 millones al 30 de septiembre de 2017, principalmente debido al impairment realizado en Argentina por Pampa del Castillo-La guitarra de US\$ 34,4 y recupero de costos por US\$ 1,9 millones, además el año 2017 registra provisiones por US\$ 3,9 millones asociadas a Cuentas por Cobrar a Petrominera (PDC) y contingencias climáticas (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\$ 10,2 millones respecto al mismo periodo de 2016 al pasar de US\$ 15,3 millones al 30 de septiembre de 2016 a US\$ 5,1 millones al 30 de septiembre de 2017., debido principalmente a la obtención de menores tasas en los créditos pactados al tercer trimestre de 2017 que durante el año 2016 (por la utilización de sobregiros bancarios); y al aumento de la capitalización de intereses por US\$ 4,3 millones asociado al proyecto PIAM.

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

**ACTIVOS**

Al 30 de septiembre de 2017 el total de activos presenta un aumento de US\$ 136,9 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 INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017**

---

- Propiedades, planta y equipo, neto; aumentó en US\$ 38,6 millones al pasar de US\$ 552,2 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 590,8 millones al 30 de septiembre de 2017 (7,0%) principalmente debido a un incremento de US\$ 175,9 millones en adiciones (proyecto PIAM en Argentina), neto de depreciaciones del periodo por US\$ 49,2 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\$44,4 la cual se ajustó previamente por deterioro de valor de US\$ 34,4 millones.
- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente aumentan en US\$ 35,3 millones al pasar de US\$ 180,6 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 215,9 millones al 30 de septiembre de 2017 con la matriz ENAP.
- Otros activos corrientes, aumenta en US\$ 30,4 millones al pasar de US\$ 12,5 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 42,9 millones al 30 de septiembre 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.
- Activos por impuestos corrientes aumentan en US\$ 19,8 millones al pasar de US\$ 19,4 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 39,2 millones al 30 de septiembre de 2017 principalmente en las cuentas IVA crédito fiscal-Argentina, PPM en 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 principalmente a la disminución de derechos por cobrar no corrientes.

**PASIVOS**

Al 30 de septiembre de 2017 los pasivos en su conjunto aumentaron US\$ 137,5 millones con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2016, (37,5%). Las principales variaciones corresponden a:

- Aumento en Otros pasivos financieros no corrientes de US\$ 64,9 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2016 de US\$ 128,8 millones a US\$ 193,7 millones al 30 de septiembre de 2017 (50,4%), 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. El crédito tiene un período de disponibilidad de 6 meses para realizar los desembolsos, al 30 de septiembre se han desembolsado US\$70 millones.
- Aumento en Otros pasivos financieros corrientes de US\$ 59,5 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2016 de US\$ 64,6 millones a US\$ 124,1 millones al 30 de septiembre de 2017 (92,1%), asociado al crédito recibido de 'The Bank of Nova Scotia'.

Compensado en parte principalmente por:

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017**

- Disminución en Pasivos por impuestos diferidos de US\$ 20,3 millones por utilización de la diferencia temporal correspondiente a los activos de PDC los cuales se presentan en activos para la venta.

**PATRIMONIO NETO**

El patrimonio se mantiene prácticamente en línea desde los US\$ 609,7 millones del 31 de diciembre de 2016, a US\$ 609,1 millones al 30 de septiembre de 2017.

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

El flujo de efectivo consolidado al 30 de septiembre de 2017 alcanzó a US\$ 32,5 millones, que se compara con el alcanzado al 30 de septiembre de 2016 de US\$ 54,2 millones.

Los flujos de efectivo procedentes/utilizados en actividades de operación presentaron un aumento de US\$ 93,1 millones (95,9%) principalmente por mayores cobros procedentes de las ventas de bienes y prestaciones de servicios y disminución en pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.

Los flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión aumentaron en US\$ 145,8 millones (230,0%) dado principalmente por compra de propiedades planta y equipo y préstamos a entidades relacionadas.

Los flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación pasaron de US\$ 32,6 millones al 30 de septiembre de 2016 a una obtención de financiamiento de US\$ 119,6 millones al 30 de septiembre de 2017 por aumento en los importes procedente de los préstamos tanto de largo como corto plazo.

El detalle de las principales partidas es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	sep-17	sep-16	Var. US\$	Var. %
Flujos de efectivo utilizados/procedentes de actividades de operación	93,1	47,5	45,6	95,9%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(209,2)	(63,4)	(145,8)	230,0%
Flujos de efectivo utilizados/procedentes en actividades de financiación	119,6	32,6	87,0	266,8%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	3,5	16,7	(13,3)	79,3%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(3,5)	(0,3)	(3,2)	1090,8%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(0,0)	16,4	(16,5)	100,3%
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	32,5	54,2	(21,7)	40,1%

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017**

## 5.- EBITDA

El resultado de Enap Sipetrol S.A., se tradujo en un EBITDA al 30 de septiembre de 2017 que alcanzó a US\$ 93,9 millones, similar al generado en el mismo periodo de 2016, de US\$ 94,2 millones, lo que equivale a una variación de 0,4%. La conciliación del EBITDA a partir del margen bruto se presenta a continuación:

<b>EBITDA</b>	<b>sep-17</b>	<b>sep-16</b>	<b>Var. US\$</b>	<b>Var.%</b>
Margen Bruto	72,6	81,7	(9,0)	11,1%
Otros ingresos, por función	0,3	3,5	(3,2)	91,6%
Costos de distribución	(5,1)	(5,8)	0,7	12,2%
Gastos de administración	(16,2)	(16,3)	0,0	0,3%
Otros gastos, por función	(44,8)	(18,0)	(26,7)	148,2%
<b>Resultado Operacional</b>	<b>6,8</b>	<b>45,0</b>	<b>(38,2)</b>	<b>84,9%</b>
Depreciación y cuota de agotamiento	49,2	47,8	1,4	2,9%
Abandono pozos exploratorios	0,5	0,7	(0,2)	24,0%
Estudios geológicos y costos no absorbidos	1,2	3,5	(2,2)	64,4%
Amortización Derechos de Uso.	1,7	0,0	1,7	indet.
Otras provisiones no operacionales	34,4	(2,8)	37,2	1328,2%
<b>EBITDA</b>	<b>93,9</b>	<b>94,2</b>	<b>(0,3)</b>	<b>0,4%</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 periodos terminados al 30 de septiembre de 2017 y 2016:

Cifras en Millones de dólares (US\$)										
Información por segmentos de negocios	CHILE sep-17	CHILE sep-16	ARG. sep-17	ARG. sep-16	ECU. sep-17	ECU. sep-16	EGI sep-17	EGI sep-16	TOTAL sep-17	TOTAL sep-16
Ingresos actividades ordinarias	0,1	0,2	137,3	142,2	90,7	72,6	43,6	45,2	271,7	260,2
Costos de ventas	(1,8)	(1,8)	(140,6)	(119,5)	(44,4)	(39,9)	(12,3)	(17,3)	(199,1)	(178,5)
Margen bruto	(1,7)	(1,6)	(3,3)	22,7	46,3	32,7	31,3	27,9	72,6	81,7

## 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>sep-17</b>	<b>dic-16</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Liquidez Corriente <sup>(1)</sup>	(veces)	1,15	1,38	(0,22)	16,2%
Razón Ácida <sup>(2)</sup>	(veces)	1,12	1,33	(0,21)	15,6%

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

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

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017**

<b>ENDEUDAMIENTO</b>		<b>sep-17</b>	<b>dic-16</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Razón de endeudamiento <sup>(1)</sup>	(veces)	0,83	0,60	0,23	37,6%
Razón de endeudamiento financiero neto <sup>(2)</sup>	(veces)	0,46	0,25	0,20	81,5%
Razón de endeudamiento, financiero corriente <sup>(3)</sup>	(porcentaje)	39,05	33,38	5,67	17,0%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente (porcentaje)		60,95	66,62	(5,67)	8,5%
		<b>sep-17</b>	<b>sep-16</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Cobertura gastos financieros <sup>(5)</sup>	(veces)	18,31	6,16	12,15	197,3%

<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>sep-17</b>	<b>dic-16</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
<b>Activos</b>					
Activos totales <sup>(1)</sup>	(Millones US\$)	1.113,6	976,7	136,9	14,0%
Activos promedio <sup>(2)</sup>	(Millones US\$)	1.045,1	935,6	109,5	11,7%
<b>Inventarios</b>					
Rotación de inventarios <sup>(3)</sup>	(veces)	20,15	40,89	(20,75)	50,7%
Permanencia de inventarios <sup>(4)</sup>	(meses)	0,60	0,29	0,30	103,0%

<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>sep-17</b>	<b>dic-16</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio (porcentaje)		(0,07)	4,28	(4,35)	101,6%
Rentabilidad de activos <sup>(2)</sup>	(porcentaje)	(0,04)	2,73	(2,77)	101,5%
Utilidad (pérdida) por acción <sup>(3)</sup>	(US\$)	(0,00)	0,31	(0,31)	101,6%

<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

En el período enero-septiembre de 2017, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 52,6 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, mayor en 22 % con respecto al promedio de enero-septiembre de 2016 (43,0 US\$/bbl).

Los recortes ejecutados en la primera mitad del año por la OPEP y otros países externos liderados por Rusia, explican en parte este aumento. El alto nivel de cumplimiento de los recortes comprometidos por parte de la OPEP que por momentos se ubicó sobre el 90%, fue un factor decisivo en la disminución del excedente de crudo en el mercado. Su prolongación hasta marzo del próximo año acordado a fines de septiembre en Viena, continuó contribuyendo a esta tendencia. Más aún, la manifestación pública de países como Rusia, Arabia Saudita e Irak señalando su plena satisfacción con la política de recortes ha generado la expectativa de que la prolongación de estos será sostenida por un mayor plazo.

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

	Jul-Sep 2017	Jul-Sep 2016	Variación
<b>DEMANDA</b>	<b>97,78</b>	<b>95,78</b>	<b>2,00</b>
OECD	46,94	46,34	0,60
NO-OECD	50,84	49,43	1,40
<b>OFERTA</b>	<b>97,29</b>	<b>96,60</b>	<b>0,69</b>
Norteamérica	22,25	21,82	0,43
Resto NO-OPEP	35,98	36,23	-0,25
LGN y Condensados OPEP	6,88	6,40	0,48
Crudo OPEP	32,18	32,15	0,03
<b>INVENTARIOS</b>	<b>-0,5</b>	<b>0,8</b>	<b>-1,3</b>
<i>Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook September 2017"</i>			

Por otra parte, nuevas disrupciones acontecieron en los mercados. Desde EE.UU. se destaca la imposición de sanciones económicas a Venezuela en conjunto con la intensificación del conflicto con Corea del Norte. Desde África, la producción de Libia fue significativamente interrumpida por bandas rebeldes durante la primera mitad del presente año.

Finalmente, durante la primera mitad del presente año la industria del shale oil en EE.UU. se reactivó debido al fortalecimiento en el precio del crudo lo cual compensó en parte los recortes ejecutados por la OPEP. Sin embargo, posteriormente dicho comportamiento se vio estabilizado e incluso desde la primera mitad de agosto se comenzaron a exhibir caídas en la cantidad de equipos de perforación (rigs) que terminaron por configurar una tendencia hacia la baja.

#### 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-septiembre de 2017 en relación a igual período de 2016, siguiendo en parte el aumento del precio del crudo Brent, la disminución de inventarios globales, pero también por factores climatológicos. A inicios de septiembre, las inundaciones y las fallas de energía ocasionadas por el huracán Harvey en la Costa del Golfo redujeron la capacidad de refinación en EE.UU. en alrededor de 4,25 MMbd, lo que equivale a un 22% del total de su capacidad. Bajo este contexto, caracterizado por el cierre de refinerías en todo Texas – incluyendo las de mayor capacidad – la demanda de crudo se vio disminuida mientras que los productos se volvieron más escasos lo cual impulsó significativamente sus precios.

El precio de la gasolina promedió 66,3 US\$/bbl en enero-septiembre de 2017, subiendo así en 19% con respecto al mismo período en 2016. El precio de la gasolina aumentó siguiendo al crudo, y también debido a una fuerte disminución de inventarios en la Costa del Golfo de Estados Unidos causada por la detención de

gran parte de las refinerías de la zona por el Huracán Harvey. Los inventarios totales en estados Unidos de gasolinas terminaron el período ubicándose en los 218,9 MMb, esto es, 8,5 MMb menos que lo exhibido a finales de septiembre del año anterior.

En el caso del precio del diésel, el promedio del período enero-septiembre de 2017 fue 65,8 US\$/bbl, esto es 24% mayor al promedio de enero-septiembre del año pasado. Los inventarios totales en Estados Unidos de diésel a finales del período se ubicaron en torno a los 135,4 MMb, es decir 25,3 MMb menos que lo exhibido a finales de septiembre del año anterior. Al igual que la gasolina, dicho comportamiento respondió a las variaciones exhibidas por el precio del crudo y al Huracán Harvey, pero también a las condiciones económicas que están altamente correlacionadas con la demanda de diésel. La economía mundial durante el 2017 ha experimentado un crecimiento en promedio de 4,2%, lo cual ha distado del año 2016 en el cual se situó en torno al 2,6%.

Por su parte, el precio del Fuel Oil Nº 6 registró un promedio de 18,6 US\$/bbl en el período enero-septiembre de 2017, con un aumento de 52% con respecto a igual período de 2016. A fines del año 2016 se inició una fuerte demanda por petróleos combustible proveniente del mercado asiático y acompañado de menor oferta de las refinerías rusas por mantenciones, lo cual generó este cambio en la tendencia de precios. Añadido a ello, los recortes ejecutados por la OPEP disminuyeron la relación de precios entre crudos pesados y livianos lo cual hizo más escaso el *fuel oil*.

## **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 finales de Febrero 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 periodo 2017 se llevan perforados tres pozos productores (MDC-25, MDC-28 y MDC-29) 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 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.

En 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.