



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO  
TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018**

**EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO**

**2018**

A continuación, se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, al 30 de septiembre de 2018 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, y los resultados consolidados de ENAP, para los períodos comprendidos entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de los años 2018 y 2017. Todas las cifras están expresadas en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS).

## **1.- RESUMEN EJECUTIVO**

ENAP en un contexto de mercado con bajos márgenes de refinación provocados por excedentes de inventario y mayores costos de compra de crudo, obtuvo un resultado pérdida de US\$ 49,7 millones al 30 de septiembre de 2018, que se compara con una utilidad de US\$ 38,4 millones al 30 de septiembre de 2017. El EBITDA alcanzó los US\$ 423,8 millones, inferior en US\$ 99,1 millones al obtenido en igual período de 2017. El patrimonio de ENAP alcanzó los US\$ 1.202,4 millones al 30 de septiembre de 2018 que se compara con los US\$ 815,6 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2017.

El Margen Bruto Consolidado alcanzó los US\$ 270,3 millones, el cual se explica por el margen bruto de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C) de US\$ 61,3 millones, Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P) de US\$ 178,5 millones y Línea de Negocio Gas y Energía de US\$ 30,5 millones.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de R&C de US\$ 61,3 millones fue inferior en US\$ 256,8 millones respecto mismo período de 2017, principalmente debido a un menor margen de productos propios por US\$ 145,5 millones y por mayores costos de materia prima respecto al periodo anterior que explican US\$ 42,4 millones. Asimismo, el cambio en la curva de los precios futuros del crudo respecto al año 2017, escenario de contango en el 2017 y de backwardation en 2018, explican una reducción del margen bruto por US\$ 55,2 millones. Finalmente, otros cargos, principalmente costos de energía, explican una reducción del margen bruto de US\$ 13,7 millones.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de E&P de US\$ 178,5 millones tuvo una variación positiva de US\$ 111,0 millones respecto al mismo período del año anterior, explicado principalmente por Argentina debido a mayores ingresos de crudo por US\$ 29,3 millones por mayor volumen a venta y mejores precios, así como también mayores ingresos de gas por US\$ 29,4 millones por mayor volumen a venta. Enap Magallanes presenta un mayor margen de US\$ 33 millones debido a mayores ingresos de crudo por precios y raw product por mayor volumen y precios, junto con mayores ventas de gas por mayor volumen y menor costo de cuota de agotamiento por actualización de reservas. Ecuador presenta un aumento del margen por US\$ 17,6 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayor producción dado los buenos resultados de los pozos del MDC y Egipto tiene un mayor margen de US\$ 1,3 millones respecto al año anterior.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de G&E tuvo un margen positivo de US\$ 30,5 millones y se compara positivamente con los US\$ 0,1 millones obtenidos en el período enero- septiembre de 2017, el cual se explica principalmente por: (i) Mayor Margen en contrato de suministro con capacidad regasificación en el año 2018 US\$ 20,4 millones, (ii) Mayor Margen venta Electricidad y Vapor US\$ 4,4 millones, y (iii) efecto precio que obedece a paridades y marcador Brent más altos que el 2017 por US\$ 5,6 millones.

En el período enero-septiembre de 2018, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 72,7 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, mayor en 38 % con respecto al promedio de enero-septiembre 2017 (52,6 US\$/bbl).

Con fecha 3 de agosto de 2018, ENAP fue capitalizado en US\$ 400 millones por el Estado de Chile. Esta capitalización se enmarca en el contexto de la entrada en vigencia de la nueva Ley de Gobierno Corporativo de ENAP, la cual establecía las condiciones para la realización de este incremento de capital, el que además representa el soporte del Estado de Chile a la gestión de la Empresa.

Los fondos provenientes de esta capitalización se destinaron íntegramente al pago de deuda de corto plazo mantenida con los bancos BBVA por US\$ 100 millones, Scotiabank por US\$ 100 millones, Banco de Chile por US\$ 100 millones y Banco Santander por US\$ 100 millones.

Con esta capitalización, más los movimientos propios del periodo, el patrimonio de ENAP alcanzó los US\$ 1.202.4 millones al 30 de septiembre de 2018, los que se comparan con los US\$ 815.6 millones de patrimonio al 30 de septiembre de 2017.

**RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	sept-18	sept-17	Var	Var. %
Ingresos de actividades ordinarias	6.280,0	4.698,0	1.582,0	33,7%
Costos de ventas	(6.009,7)	(4.312,3)	(1.697,4)	39,4%
<b>Margen bruto</b>	<b>270,3</b>	<b>385,7</b>	<b>(115,4)</b>	<b>29,9%</b>
Otros ingresos, por función	44,0	24,2	19,8	81,8%
Costos de distribución	(181,0)	(163,1)	(17,9)	11,0%
Gastos de administración	(79,9)	(78,0)	(1,9)	2,4%
Otros gastos, por función	(21,2)	(62,3)	41,1	66,0%
<b>Ganancia de actividades operacionales</b>	<b>32,2</b>	<b>106,5</b>	<b>(74,3)</b>	<b>69,8%</b>
Otras ganancias (pérdidas)	0,0	17,0	(17,0)	100,0%
Ingresos financieros	3,5	3,3	0,2	6,1%
Costos financieros	(176,7)	(144,9)	(31,8)	21,9%
Participación en asociadas	13,7	10,6	3,1	29,2%
Diferencias de cambio	(24,9)	(8,9)	(16,0)	179,8%
<b>(Pérdida) antes de impuestos</b>	<b>(152,2)</b>	<b>(16,4)</b>	<b>(135,8)</b>	<b>828,0%</b>
Beneficio por impuestos a las ganancias	102,5	54,8	47,7	87,0%
<b>(Pérdida) Utilidad</b>	<b>(49,7)</b>	<b>38,4</b>	<b>(88,1)</b>	<b>229,4%</b>

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	sept-18	dic-17	Var	Var. %
<b>ACTIVOS</b>	<b>7.228,7</b>	<b>6.769,8</b>	<b>458,9</b>	<b>6,8%</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	319,0	91,5	227,5	248,6%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	894,9	822,3	72,6	8,8%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	47,4	33,1	14,3	43,2%
Inventarios	1.128,6	1.039,0	89,6	8,6%
Activos por impuestos corrientes	182,6	217,7	(35,1)	16,1%
Otros activos financieros corrientes	0,2	0,8	(0,6)	75,0%
Otros activos corrientes	12,4	24,4	(12,0)	49,2%
Activos no corrientes clasificados para la venta	0,0	41,0	(41,0)	100,0%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	133,5	135,2	(1,7)	1,3%
Propiedades, planta y equipo, neto	3.303,9	3.240,7	63,2	2,0%
Activos por impuestos diferidos	1.022,4	911,3	111,1	12,2%
Derechos de uso	97,0	129,3	(32,3)	25,0%
Otros activos no corrientes	86,8	83,5	3,3	4,0%
<b>PASIVOS</b>	<b>6.026,3</b>	<b>5.954,2</b>	<b>72,1</b>	<b>1,2%</b>
Otros Pasivos financieros corrientes	1.360,7	960,2	400,5	41,7%
Otros pasivos arrendamientos corrientes	38,2	42,2	(4,0)	9,5%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.044,2	866,2	178,0	20,5%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	12,3	20,1	(7,8)	38,8%
Otros pasivos corrientes	180,6	166,7	13,9	8,3%
Otros pasivos financieros no corrientes	3.065,0	3.558,4	(493,4)	13,9%
Pasivos por arrendamiento, no corriente	61,1	88,8	(27,7)	31,2%
Otros pasivos no corrientes	264,2	251,6	12,6	5,0%
<b>PATRIMONIO</b>	<b>1.202,4</b>	<b>815,6</b>	<b>386,8</b>	<b>47,4%</b>

## 2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

### INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS				
Cifras en Millones de dólares (US\$)				
	sep-18	sep-17	Var. US\$	Var. %
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	4.180,1	3.381,0	799,1	23,6%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	1.262,1	633,8	628,3	99,1%
Ingresos por ventas E&P	581,0	459,3	121,7	26,5%
Otros ingresos	11,4	22,7	(11,3)	49,9%
Ingresos por ventas gas natural importado	245,4	201,2	44,2	22,0%
<b>TOTAL INGRESOS ORDINARIOS</b>	<b>6.280,0</b>	<b>4.698,0</b>	<b>1.582,0</b>	<b>33,7%</b>

El aumento en los ingresos ordinarios de US\$ 1.582,0 millones, se explica principalmente por:

El aumento en los ingresos por ventas de productos propios de US\$ 799,1 millones debido al aumento en el precio relativo del crudo marcador Brent ICE de 52,6 US\$/Bbl a septiembre de 2017 a 72,7 US\$/Bbl a septiembre de 2018 (38,2%) promedio, explicando US\$ 1.014,1 millones. Este efecto fue compensado por menores ingresos dado una baja en el crack de producción propia en - 4,4 US\$/bbl, lo que significó un efecto de US\$ -217,6 millones.

Con respecto a la venta de producto importados y comprados por ERSA (Diésel, Gasolinas y Petróleo Combustible), éstas totalizaron una venta de 14.068,1 MBbl acumulado a septiembre del año 2018, lo cual se compara con los 9.093,0 MBbl del mismo período del año anterior, este aumento de un 54,7% se explica principalmente porque se cubrió la demanda en conjunto con mejores márgenes internacionales en la venta de estos productos. Junto a lo anterior, el precio de venta aumentó desde 69,7 US\$/Bbl a 89,7 US\$/Bbl, lo que explica que a nivel de ingresos se refleje un aumento de MMUS\$ 628,3 comparando ambos períodos.

Los ingresos por venta en E&P aumentaron en US\$ 121,7 millones, originado principalmente en la filial Sipetrol Argentina con un aumento de US\$ 62,3 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayores volúmenes y precios y mayores ingresos de gas por mayor volumen; seguido de la filial en Ecuador que aumentó en US\$ 22,0 millones los ingresos asociados principalmente al campo petrolero MDC por mayor producción versus el año anterior (+33%). Egipto aumentó los ingresos en US\$ 10,7 millones debido a mayor precio de Brent y Enap Magallanes presenta un aumento de US\$ 26,9 millones debido a mayores ingresos de raw product por mayor volumen y precio, y mayores ingresos de crudo por precios.

Los ingresos por venta de gas natural importado aumentaron en US\$ 44,2 millones debido principalmente a mayor marcador Brent respecto al año 2017, lo cual impactó positivamente en los precios de venta 2018, superando en 2,1 US\$/MMBtu los precios de venta del 2017.

Los ingresos asociados a la compensación del Estado de Chile que cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas a Gasco para el suministro de gas residencial y comercial en la Región de Magallanes, ascendieron a US\$ 70,2 millones. Esto representa una rebaja del 7% con respecto a los US\$ 75,4 millones al 30 de septiembre de 2017, a pesar del mayor volumen de ventas a Gasco cuyo consumo se vio incrementado durante el tercer trimestre en un 4% respecto al mismo período de 2017.

**COSTOS DE VENTAS**

En línea con el alza en los ingresos, los costos de ventas al 30 de septiembre de 2018 presentan un aumento de US\$ 1.697,4 millones, lo que finalmente hace caer el margen de beneficio bruto en US\$ 115,4 millones, esto representa una disminución desde un 8% de las ventas a un 4%. El detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costos de ventas a Ingresos de actividades	sep-18	%	sep-17	%	Var
Ingresos de actividades ordinarias	6.280,0	100%	4.698,0	100%	1.582,0
Costos de ventas	(6.009,7)	-96%	(4.312,3)	-92%	(1.697,4)
Margen bruto	270,3	4%	385,7	8%	(115,4)

Los mayores costos de ventas, se explican por la variación de los siguientes conceptos:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costos de ventas desagregados	sep-18	sep-17	Var	Var.%
Costos por compra de crudo	(3.615,6)	(2.567,3)	(1.048,3)	40,8%
Costos operacionales no crudo	(553,0)	(556,2)	3,2	0,6%
Costo de producción E&P	(394,7)	(385,7)	(9,0)	2,3%
Costos de compra de productos	(1.223,1)	(600,4)	(622,7)	103,7%
Costo por venta de gas natural	(223,3)	(202,7)	(20,6)	10,1%
<b>TOTAL COSTOS DE VENTAS</b>	<b>(6.009,7)</b>	<b>(4.312,3)</b>	<b>(1.697,4)</b>	<b>39,4%</b>

El costo de compra de crudo aumentó US\$ 1.048,3 millones (40,8%) lo que se explica principalmente por un alza en el precio del costo de la materia prima, que pasó de 51,5 US\$/Bbl promedio a septiembre en el año 2017 a un promedio de 72,6 US\$/Bbl (40,9%) durante el mismo período de 2018, relacionado con el aumento del precio internacional del crudo Brent.

Formando parte del costo de compra de crudo se incluyen el efecto neto (cargo o abono) de la liquidación de coberturas Time Spread Swap durante el período, cargo de MUS\$ 162.592 y abono de MUS\$ 22.692 por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017, respectivamente, las cuales tuvieron por objetivo desplazar, financieramente, la ventana de toma de precios de los embarques de crudo y ajustarla a las fechas en donde los productos refinados toman precio y así poder tener costos de inventario que estén en línea con los precios de los productos que se van a vender, mitigando por medio de la cobertura del costo de venta, el time spread al que la Empresa se encuentra expuesta de manera natural.

Los costos no crudo presentaron las siguientes variaciones en el período enero- septiembre de 2018 respecto a igual período en 2017:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Detalle Costos no crudo	sep-18	sep-17	Var	Var.%
Costos variables	(172,8)	(211,1)	38,3	18,2%
Costos fijos	(223,4)	(203,5)	(19,9)	9,8%
Depreciación	(133,9)	(117,4)	(16,5)	14,1%
Logística	(22,9)	(24,2)	1,3	5,4%
<b>TOTAL COSTO NO CRUDO</b>	<b>(553,0)</b>	<b>(556,2)</b>	<b>3,2</b>	<b>0,6%</b>

Los costos variables en el período presentan una disminución de 18,2% debido a que al 30 de septiembre de 2018 se incluye principalmente un reverso de la provisión de obsolescencia asociadas a repuestos

capitalizables por US\$ 48,0 de acuerdo con NIC 16 y otras disminuciones por US\$ 39 millones. En contrapartida, hay un aumento de los costos por energía por US\$ 49,2 millones, por mayor costo del Brent (efecto en fuel gas). Por otra parte, los costos fijos aumentaron 9,8% al aumentar los gastos de personal producto de la variación del tipo de cambio e IPC por US\$ 11 millones y un aumento de costo en servicio y contratos por US\$ 9 millones. La depreciación se incrementa en US\$ 16,5 millones ya que incorpora depreciación asociada a los repuestos capitalizables.

#### **MARGEN PRIMO**

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Productos propios	sep-18	sep-17	Var	Var. %
Ingresos por ventas	4.180,1	3.381,0	799,1	23,6%
Costo de venta primo	(3.615,6)	(2.567,3)	(1.048,3)	40,8%
Margen primo total	564,5	813,7	(249,2)	30,6%
<b>MARGEN PRIMO US\$ / Bbl</b>	<b>11,4</b>	<b>16,3</b>	<b>(4,9)</b>	<b>30,0%</b>

El Margen Primo Unitario promedio en el período enero- septiembre de 2018 disminuyó US\$ 4,9 US\$/Bbl, lo que representa US\$ 249,2 millones de menor margen primo respecto del periodo anterior.

Este menor margen primo se relaciona principalmente con un mayor costo de materia prima respecto del período anterior y menores descuentos en la compra de la canasta de crudos por US\$ 42,4 millones, asimismo, el cambio de escenario en la curva de los precios futuros del crudo respecto al año 2017, backwardation en 2018 versus contango en 2017 explican una reducción del margen bruto por US\$ 55,2 millones y efecto crack de venta en Chile por US\$ 145,5 millones.

El detalle es el siguiente:

Margen Primo - Producción Propia 2018 (US\$/Bbl)										
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	Prom. Al 3er Trim.
Precio de venta	81,5	83,0	77,1	79,7	87,2	86,6	86,1	84,8	89,7	84,0
Costo materia prima	69,7	70,0	65,7	67,8	75,9	75,8	77,1	74,5	76,9	72,6
<b>Margen US\$/Bbl</b>	<b>11,8</b>	<b>13,0</b>	<b>11,4</b>	<b>11,9</b>	<b>11,3</b>	<b>10,9</b>	<b>9,0</b>	<b>10,3</b>	<b>12,8</b>	<b>11,4</b>

Margen Primo - Producción Propia 2017 (US\$/Bbl)										
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	Prom. Al 3er Trim.
Precio de venta	71,7	67,7	66,7	66,1	65,8	63,8	63,8	67,0	73,2	67,3
Costo materia prima	52,4	53,0	54,2	48,9	51,0	49,2	46,7	50,6	53,6	51,1
<b>Margen US\$/Bbl</b>	<b>19,4</b>	<b>14,7</b>	<b>12,6</b>	<b>17,2</b>	<b>14,7</b>	<b>14,7</b>	<b>17,1</b>	<b>16,4</b>	<b>19,6</b>	<b>16,3</b>

#### **VARIACIONES OTROS RUBROS**

Los Otros ingresos por función presentan un saldo de US\$ 44,0 millones al 30 de septiembre de 2018 que se comparan con los US\$ 24,2 millones al 30 de septiembre de 2017. Esta variación de US\$ 19,8 millones está relacionada principalmente por las cuentas por cobrar de US\$ 28,4 millones del bloque Mehr, neto de otros efectos por US\$ 8,6 millones.

Los Costos de distribución presentan un aumento de US\$ 17,9 millones al pasar de US\$ 163,1 millones al 30 de septiembre de 2017 a US\$ 181,0 millones al 30 de septiembre de 2018, debido principalmente al aumento en contratos logísticos por US\$ 7,5 millones asociados a incrementos de exportaciones y de importaciones de LPG en Magallanes, por el aumento en precios de contratos con proveedores de transporte US\$ 4,1 millones, aumento de IPC de 2,3% y apreciación de la moneda local peso en 7,6%.

Los Otros gastos por función presentan un saldo de US\$ 21,2 millones al 30 de septiembre de 2018 correspondientes a resultado campaña exploratoria por US\$ 10,4 millones, estimación pozos secos exploratorios por US\$ 4,5 millones, US\$ 3,4 millones de gastos en personal y otros por US\$ 2,9 millones lo que se compara con un saldo de US\$ 62,3 millones al 30 de septiembre de 2017 correspondientes a US\$ 16,8 millones en campañas exploratorias y estimación pozos secos, US\$ 34,4 millones deterioro Pampa de Castillo en Argentina, US\$ 4,2 millones de gastos en personal y otros por US\$ 6,6 millones.

Las Otras ganancias disminuyeron US\$ 17,0 millones, debido a que al 30 de septiembre de 2018 no presenta movimiento. Al 30 de septiembre de 2017 se reflejaba en esta cuenta la utilidad en la venta de las oficinas de su casa matriz, ubicadas en Av. Vitacura 2736 y la utilidad en la venta de derechos asociados a GNL Quintero S.A.

Los Costos financieros presentan un aumento de US\$ 31,8 millones al pasar de US\$ 144,9 millones al 30 de septiembre de 2017 a US\$ 176,7 millones al 30 de septiembre de 2018, explicado principalmente por un aumento en la deuda financiera promedio durante los primeros nueve meses de 2018 respecto al mismo período de 2017, asociado al plan de inversiones de la Empresa y a un mayor financiamiento de capital de trabajo, producto de mayores precios de Brent. Este mayor nivel de deuda bancaria (préstamos bancarios y obligaciones por bonos) generó un mayor costo financiero de US\$24,8 millones debido a un mayor pago de intereses, US\$ 4,2 millones asociados a mayores intereses relacionados a financiamiento de proveedores, y otros efectos financieros por pasivos descontados a tasa efectiva por US\$ 2,8 millones.

La diferencia de cambio pasó de un saldo negativo de US\$ 8,9 millones al 30 de septiembre de 2017 a un saldo negativo de US\$ 25,0 millones al 30 de septiembre de 2018 producto de los efectos de la variación del tipo de cambio en la posición de cierre de los activos monetarios en pesos.

El rubro impuesto reflejó un beneficio de US\$ 102,5 millones al 30 de septiembre de 2018, lo que se compara con el beneficio de US\$ 54,8 millones obtenido al 30 de septiembre de 2017. Este aumento se explica por la filial Enap Refinerías S.A. que a septiembre de 2017 tenía una utilidad tributaria de US\$ 155 millones y a septiembre de 2018 presenta una pérdida tributaria de US\$ 157 millones, esto representa un aumento en el beneficio por impuesto de US\$ 78 millones, compensado por la situación tributaria de Enap Sipetrol S.A. y filiales, por US\$ 18 millones, debido a menores pérdidas tributarias en 2018 respecto a 2017, y otros efectos por impuestos diferidos de US\$ 12,3 millones.

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

#### **ACTIVOS**

Al 30 de septiembre de 2018 el total de activos presenta un aumento de US\$ 458,9 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2017. Este aumento se genera principalmente por el efecto compensado de las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:



- Un aumento en la cuenta Efectivo y equivalentes al efectivo de US\$ 227,5 millones (249,6%) explicada principalmente por la posición de cierre de saldos en bancos que aumentó US\$ 177,7 millones y en los depósitos a plazo un aumento de US\$ 50,0 millones, con el objeto de cubrir compromisos con proveedores de crudo.
- La cuenta Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes aumenta US\$ 72,6 millones al pasar de US\$ 822,3 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 894,9 millones al 30 de septiembre de 2018 (8,8%) debido principalmente al incremento en los precios nominales.
- Las Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente refleja un aumento de US\$ 14,3 millones (43,2%) con respecto al 31 de diciembre de 2017 principalmente debido al aumento de US\$ 16,6 millones con el Ministerio de Energía por compensación de Gas en Magallanes y a una disminución en cuenta por cobrar a GNL Chile S.A. por US\$ 2,1 millones.
- El rubro Inventarios refleja un aumento de US\$ 89,6 millones (8,6%) con respecto al 31 de diciembre de 2017. La principal variación está en el inventario de productos que aumenta US\$ 127,7 millones desde US\$ 532,0 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 659,7 millones al 30 de septiembre de 2018, principalmente por un aumento en el precio el cual pasó desde los 71,6 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2017 a 82,6 US\$/Bbl al 30 de septiembre de 2018 contrarrestado en parte por un menor volumen de 31,8 Mm<sup>3</sup>. El inventario de petróleo crudo en existencias y en tránsito que disminuyó US\$ 29,5 millones, desde US\$ 430,2 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 400,8 millones al 30 de septiembre de 2018, explicado por una disminución de 27,5% en el volumen de inventarios de 282,7 Mm<sup>3</sup> y que no alcanza a ser contrarrestado por el aumento en el precio unitario del crudo el cual pasó desde los 61,9 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2017 a 74,3 US\$/Bbl al 30 de septiembre de 2018. Adicionalmente hay un menor volumen de Materiales en bodega por mayores consumos por US\$ 8,7 millones.
- Una disminución en Activos por impuestos corrientes de US\$ 35,1 millones pasando de un saldo de US\$ 217,7 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 182,6 millones al 30 de septiembre de 2018 principalmente correspondiente a la disminución en la cuenta IVA crédito fiscal por US\$ 33,5 millones.
- Una disminución en Otros activos corrientes de US\$ 12,0 millones (49,2%) principalmente en Otros activos no financieros corrientes, seguros pagados por anticipado que disminuyen en US\$ 11,8 millones.
- Una disminución en Activos no corrientes clasificados para la venta que al 30 de septiembre de 2018 no presenta saldo y al 31 de diciembre de 2017 tenía un saldo de US\$ 41,0 millones correspondiente a la concesión Pampa de Castillo La Guitarra en Argentina.
- Un aumento en la cuenta Propiedades, planta y equipo de US\$ 63,2 millones (2,0%) producto de adiciones por US\$ 439,8 millones principalmente construcciones en curso de Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua y mantención de estanques y ductos en ERSA y otras inversiones, neto de depreciación, amortizaciones, castigos, bajas y otros por US\$ 374,2 millones.
- La cuenta Activos por impuestos diferidos aumenta US\$ 111,1 millones al pasar de US\$ 911,3 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 1.022,4 al 30 de septiembre de 2018 (12,2%), principalmente asociado a aumento en las diferencias temporales en activos por pérdidas fiscales por US\$ 164,4 millones compensado en parte principalmente con una utilización de diferencia temporarias de impuesto diferido por US\$ 53,3

millones de impuestos diferidos asociado a provisión derivados de cobertura a valor razonable por 39,1 millones, ingresos anticipados por US\$5,8 millones y otras provisiones por US\$ 8,4 millones.

- La cuenta Derechos de uso presenta una disminución de US\$ 32,3 millones al pasar de un saldo de US\$ 129,3 millones al 31 de diciembre de 2017 a un saldo al 30 de septiembre de 2018 de US\$ 97,0 millones y corresponde a la aplicación anticipada de la NIIF 16 “Arrendamientos”, la cual consiste en aplicar un modelo de control para la identificación de los arrendamientos, distinguiendo entre arrendamientos y contratos de servicio con base en si hay un activo identificado controlado por el cliente.

#### **PASIVOS**

Al 30 de septiembre de 2018 los pasivos en su conjunto aumentaron en US\$ 70,3 millones (1,2%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2017. Las principales variaciones corresponden a:

- Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes, que disminuyen en su conjunto US\$ 92,9 millones principalmente porque en el mes de agosto se aplicaron los US\$ 400 millones del ingreso de fondos por la capitalización de la Compañía, al pago de pasivos financieros que a esa fecha se habían incrementado respecto del año anterior, en US\$291 millones, producto del plan de inversiones de la Empresa y del financiamiento de capital de trabajo asociado a mayores precios de Brent.

- La cuenta Pasivos por arrendamiento (corriente y no corriente) presentan un saldo al 30 de junio de 2018 de US\$ 99,3 millones que se compara con los US\$ 131,0 millones al 31 de diciembre de 2017 y que corresponde a la aplicación anticipada de la NIIF 16 “Arrendamientos”, la cual consiste en aplicar un modelo de control para la identificación de los arrendamientos, distinguiendo entre arrendamientos y contratos de servicio con base en si hay un activo identificado controlado por el cliente.

En este caso corresponde a la amortización de capital asociados a los contratos de arrendamiento transporte terrestre, marítimo y aéreo, edificio corporativo y contratos TI. Al tercer trimestre de 2018 no se han incorporado contratos nuevos bajo esta modalidad (NIIF 16).

- Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar presenta un saldo al 30 de septiembre de 2018 de US\$ 1.044,2 millones que se compara con los US\$ 866,2 al 31 de diciembre de 2017 y cuyo aumento de US\$ 178,0 millones (20,5%) corresponde principalmente a posición de cierre, en línea con el incremento de precio en los Inventarios de crudo y producto que aumentaron un 8,6%.

- Las Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente presenta un saldo al 30 de septiembre de 2018 de US\$ 12,3 millones que se compara con los US\$ 20,1 al 31 de diciembre de 2017 y cuya disminución corresponde principalmente a la disminución en cuentas por pagar a GNL Chile por US\$ 2,3 millones y menores obligaciones con Codelco por US\$ 5,7 millones asociado al contrato de cobertura de energía que concluyó a fines de 2017.

- El aumento en Otros pasivos corrientes de US\$ 13,9 millones (8,3%) al pasar de 166,7 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 180,6 millones al 30 de septiembre de 2018, este aumento corresponde principalmente a Pasivos por impuestos corrientes por US\$ 8,7 millones (debido al aumento en Impuesto específico a los combustibles de US\$ 21,6 millones y compensado por la disminución de Impuesto a la renta por pagar neto de US\$ 9,4 millones) y el aumento en Provisiones corrientes por beneficios a los empleados de US\$ 5,1 millones (aumento en Indemnizaciones por años de servicios de US\$ 1,3 millones y otras provisiones

tales como gratificaciones, aguinaldo, etc. por US\$ 6,2 millones y compensado en parte por la disminución en provisión de vacaciones por US\$ 2,4 millones).

- El aumento en Otros pasivos no corrientes de US\$ 12,5 millones (5,0%) al pasar de US\$ 251,6 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 264,1 millones al 30 de septiembre de 2018, este aumento corresponde principalmente a Otros pasivos no financieros no corrientes por US\$ 20,0 millones compensado en parte por la disminución de Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados por US\$ 12,3 millones por disminución en Indemnizaciones por años de servicios.

#### **PATRIMONIO**

- El Patrimonio aumentó en US\$ 386,8 millones (47,4%) al 30 de septiembre de 2018 respecto al 31 de diciembre de 2017, producto de un aporte extraordinario de capital a la Empresa Nacional del Petróleo por un monto de US\$ 400 millones, la pérdida del período de US\$ 49,7 millones más una utilidad por reservas de coberturas de flujo de caja por US\$ 41,5 millones, al aplicar IFRS 9 y modificar el criterio de reconocimiento contable de las coberturas desde flujo de caja a valor razonable; abono a otras reservas de US\$ 2,5 millones y ajustes del período a resultados acumulados, cargo por US\$ 7,5 millones.

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

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 30 de septiembre de 2018 y 2017, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 319,0 millones al 30 de septiembre de 2018 que se compara con US\$ 331,6 millones al 30 de septiembre de 2017.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 480,5 millones al 30 de septiembre de 2018, que se compara con los US\$ 329,7 millones al 30 de septiembre de 2017. Los flujos de actividades de operación reflejan el aumento en el cobro procedentes de las ventas de bienes y servicios, y otras entradas de efectivo.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 338,1 millones, que se compara con US\$ 448,5 millones al 30 de septiembre de 2017. Esta disminución se debe principalmente a disminución en compras de propiedades, planta y equipo.

El flujo de actividades de financiación al 30 de septiembre de 2018 fue obtención neta de recursos por US\$ 101,6 millones que se compara con US\$ 391,9 millones en el mismo período de 2017. Las principales variaciones fueron debido a que al tercer trimestre de 2017 se obtuvieron mayores importes procedentes de préstamo de obligaciones con el público, parcialmente compensado por importes procedentes del aporte de capital recibido al 30 de septiembre de 2018.

El detalle de los principales rubros es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	sep-18	sep-17	Var	Var. %
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	480,5	329,7	150,8	45,7%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(338,1)	(448,5)	110,4	24,6%
Flujos de efectivo (utilizados en) provenientes de actividades de financiación	101,6	391,9	(290,3)	74,1%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	244,0	273,1	(29,2)	10,7%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(16,4)	(7,6)	(8,8)	115,3%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	227,5	265,5	(38,0)	14,3%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	91,5	66,1	25,4	38,4%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	319,0	331,6	(12,6)	3,8%

## 5.- EBITDA

El EBITDA de US\$ 423,8 millones al 30 de septiembre de 2018 se compara con los US\$ 522,9 obtenidos en el mismo período de 2017, el detalle es el siguiente:

EBITDA	sep-18	sep-17	Var. US\$	Var. %
<b>Margen Bruto</b>	<b>270,3</b>	<b>385,7</b>	<b>(115,4)</b>	<b>29,9%</b>
Otros ingresos, por función	44,0	24,2	19,8	82%
Costos de distribución	(181,0)	(163,1)	(17,9)	11%
Gastos de administración	(79,9)	(78,0)	(1,9)	2%
Otros gastos, por función	(21,2)	(62,3)	41,1	66%
<b>Resultado Operacional</b>	<b>32,2</b>	<b>106,5</b>	<b>(74,2)</b>	<b>70%</b>
Depreciación y cuota de agotamiento <sup>(1)</sup>	341,8	335,2	6,6	2%
Abandono pozos exploratorios <sup>(2)</sup>	4,9	7,9	(3,1)	39%
Costos no absorbidos y otros <sup>(3)</sup>	2,3	1,2	1,1	87%
Amortización por contratos de arrendamiento	32,2	29,1	3,1	11%
Costos campañas exploratorias <sup>(3)</sup>	10,4	8,5	1,9	22%
Deterioro Activos	0,0	34,4	(34,4)	indet.
<b>EBITDA</b>	<b>423,8</b>	<b>522,9</b>	<b>(99,1)</b>	<b>19,0%</b>

<sup>(1)</sup> Ver Nota 16 letra f) en los estados financieros consolidados

<sup>(2)</sup> Ver Nota 33, otros gastos por función, en los estados financieros consolidados

<sup>(3)</sup> Incorporado en el rubro Costo de Ventas

Al 30 de septiembre de 2018 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 86,6 millones, por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 307,3 millones y la Línea Gas y Energía obtuvo un EBITDA de US\$ 29,9 millones; en el mismo período de 2017 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 352,7 millones, por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 174,2 millones y la Línea Gas y Energía fue negativo de US\$ 4,0 millones.

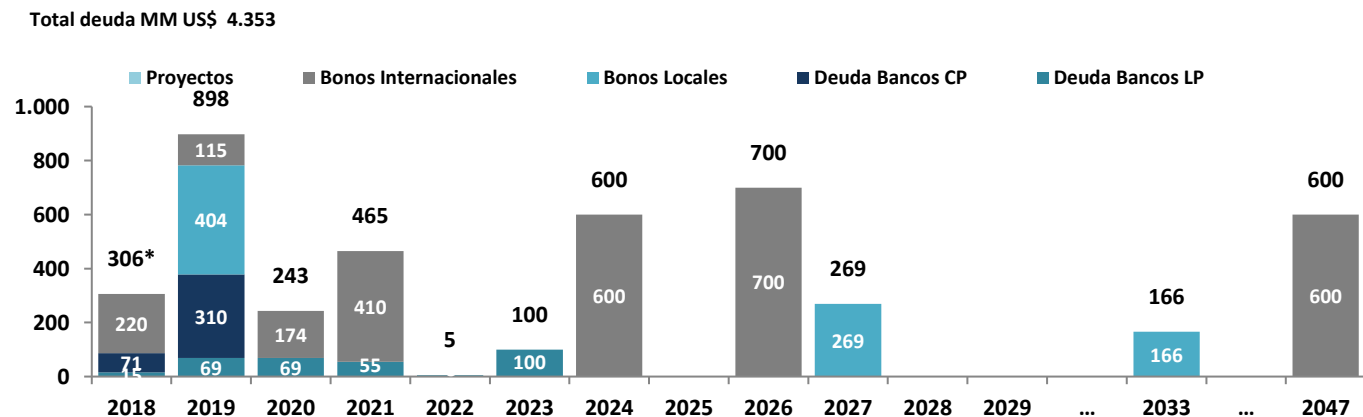
## 6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

El presente desglose por segmentos de negocio muestra la contribución al margen bruto de las operaciones de la línea Refinación y Comercialización (R&C), de la línea Exploración y Producción (E&P) y de la línea Gas y Energía (G&E) para el período al 30 de septiembre de 2018 y 2017:

Cifras en Millones de dólares (US\$)						
	R&C	E&P	G&E	R&C	E&P	G&E
Información por segmentos de negocios	sep-18	sep-18	sep-18	sep-17	sep-17	sep-17
Ingresos actividades ordinarias	5.541,9	486,4	251,7	4.074,5	412,2	211,1
Costos de ventas	(5.454,9)	(346,9)	(237,4)	(3.750,3)	(365,0)	(209,6)
Subtotal	87,1	139,6	14,3	324,1	47,2	1,5
ingresos interlíneas	(239,2)	94,6	102,6	(108,0)	47,1	60,9
costos interlíneas	221,2	(47,8)	(84,6)	108,0	(20,7)	(60,9)
subtotal	69,1	186,3	32,3	324,1	73,6	1,5
Distribución del corporativo	(7,8)	(7,8)	(1,8)	(6,1)	(6,1)	(1,3)
Margen bruto	61,3	178,5	30,5	318,1	67,5	0,1

## 7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018

La presente tabla muestra el perfil de amortización del capital de la deuda neta de ENAP:



(\*): Incluye préstamos de corto plazo por US\$ 71 millones en Enap Sipetrol Argentina.

Con fecha 30 de octubre de 2018, ENAP suscribió un contrato de venta de bonos (Purchase Agreement) con las instituciones financieras internacionales Citigroup Global Markets Inc, Merrill Lynch, Pierce, Fenner & Smith Incorporated, y Scotia Capital (USA) Inc., en calidad de compradores iniciales y colocadores de los bonos, por un monto de USD \$ 680.000.000 (seiscientos ochenta millones de dólares de los Estados Unidos de América), con sujeción a la Regla 144A y a la Regulación S de la Securities and Exchange Commission, bajo la Securities Act of 1933 de los Estados Unidos de América. El plazo de vencimiento de esta emisión es de 11 años, con pagos semestrales de intereses y amortización de capital en tres cuotas durante los últimos tres años de vigencia de los bonos. La tasa de carátula de los bonos fue de 5,250% (“cupón”) y la tasa de emisión

fue de 5,261 % (“yield”), lo que corresponde a 215 puntos base (2,15%) de margen o spread sobre el Bono del Tesoro a 10 años de los Estados Unidos de América.

Los fondos provenientes de esta colocación serán destinados al refinanciamiento de pasivos; y el remanente, una vez efectuado el pago de comisiones y otros gastos relacionados a la operación, a fines corporativos generales.

## 8.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

Los principales indicadores financieros de liquidez, endeudamiento, actividad y rentabilidad del Grupo ENAP, se detallan a continuación:

<b>LIQUIDEZ</b>	<b>sep-18</b>	<b>dic-17</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Liquidez Corriente <sup>(1)</sup>	0,98	1,10	(0,12)	11,2%
Razón Ácida <sup>(2)</sup>	0,55	0,60	(0,05)	7,7%

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

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

<b>ENDEUDAMIENTO</b>	<b>sep-18</b>	<b>dic-17</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Razón de endeudamiento <sup>(1)</sup>	5,01	7,30	(2,29)	31,3%
Razón de endeudamiento financiero neto <sup>(2)</sup>	3,39	5,41	(2,02)	37,3%
Razón de endeudamiento, financiero corriente <sup>(3)</sup>	30,75	21,25	9,50	44,7%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente <sup>(4)</sup>	69,25	78,75	(9,50)	12,1%
	<b>sep-18</b>	<b>sep-17</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Cobertura gastos financieros <sup>(5)</sup>	2,40	3,61	(1,21)	33,6%

<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-18</b>	<b>dic-17</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
<b>Activos</b>	<b>sep-18</b>	<b>dic-17</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Activos totales <sup>(1)</sup>	7.228,7	6.769,8	458,9	6,8%
Activos promedio <sup>(2)</sup>	6.999,2	6.306,5	692,7	11,0%
<b>Inventarios</b>	<b>sep-18</b>	<b>dic-17</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Rotación de inventarios <sup>(3)</sup>	8,31	6,69	1,61	24,1%
Permanencia de inventarios <sup>(4)</sup>	1,44	1,79	(0,35)	19,4%

<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-18</b>	<b>dic-17</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio <sup>(1)</sup>	(6,22)	2,89	(9,11)	315,2%
Rentabilidad de activos <sup>(2)</sup>	(0,94)	0,37	(3,55)	948,4%

<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

## **9.- 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.

Los activos sobre los cuales aplica la metodología son los siguientes:

- ❖ Activo Fijo
- ❖ Activos Intangibles
- ❖ Inversiones en sociedades Filiales y Asociadas
- ❖ Otros activos no corrientes

La evaluación de deterioro del valor de los activos se realiza a fin de verificar si existe algún indicio que el valor libro sea menor al importe recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro (de haberlo). En caso que el activo no genere flujos de caja que sean independientes de otros activos, la Empresa determina el valor recuperable de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece el activo.

El valor recuperable es el más alto entre el valor justo menos los costos de vender y el valor en uso. Para determinar el valor en uso, se calcula el valor presente de los flujos de caja futuros descontados, a una tasa asociada al activo evaluado. Si el valor recuperable de un activo se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las NIIF según lo que se señala en la Nota 3 de los Estados Financieros.

De acuerdo con las normas de la Comisión para el Mercado Financiero, las inversiones en empresas filiales y coligadas, se valorizan según el método de la participación de las respectivas empresas, según este método, la inversión se registra inicialmente al costo, y es ajustada posteriormente por los cambios posteriores a la adquisición en la parte del inversor, de los activos netos de la participada.

## 10.- SITUACIÓN DE MERCADO.

### Precio del Petróleo Crudo

En el período enero-septiembre de 2018, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 72,7 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, mayor en 38 % con respecto al promedio de enero-septiembre 2017 (52,6 US\$/bbl).

Bajo este período, el Brent alcanzó sus niveles más altos desde el 2014. Al respecto, cobraba relevancia las preocupaciones sobre la capacidad de reserva de la OPEP, la continua caída de las exportaciones iraníes producto de la imposición de sanciones por parte de EE. UU. y el acuerdo entre los EE. UU., México y Canadá sobre el NAFTA con efectos positivos para las perspectivas económicas.

En cuanto a la OPEP, si bien dicha organización se mantuvo apostando a un mercado equilibrado, la capacidad de reserva limitada terminó apoyando los precios a medida que los barriles de crudo iraní eran retirados gradualmente del mercado. Si bien las sanciones hacia Irán entrarían en vigor oficialmente el 4 de noviembre, sus efectos se comenzaron a explicitar durante el período de análisis. Desde el mes de julio las exportaciones petroleras iraníes cayeron a su nivel más bajo en cuatro meses luego de que Corea del Sur y Europa redujeran las compras. Si bien algunos países importantes como Japón habrían aumentado sus requerimientos de este tipo de crudo, esto sólo respondería a la motivación por asegurar el suministro antes de que comenzaran a regir dichas sanciones. De esta forma, el panorama para Irán se fue agravando progresivamente y con ello los precios fueron impulsados significativamente.

Bajo este contexto, se realizó una reunión entre la OPEP y sus aliados para revisar su política de recortes. Los resultados de ésta consiguieron que los precios fueran todavía más impulsados y el precio del crudo alcanzó su nivel más alto desde 2014, superando los 80 US\$/bbl. Fue relevante el hecho de que los miembros participantes de la reunión no demostraron una urgencia para aumentar la producción. Más aún, desde Arabia Saudita, trascendió que sus autoridades estarían cómodas con precios del Brent por encima de los 80 US\$/bbl.

De esta forma, a fines del período de análisis fue robustecida la tendencia en el mercado y el precio del Brent se acercó a su quinto aumento trimestral consecutivo, el tramo más largo desde principios del 2007. Ante esto, el presidente Donald Trump y funcionarios del gobierno central de EE.UU. intentaron limitar estas alzas señalando que habría suficiente suministro en el mercado. En su discurso ante las Naciones Unidas, el presidente de EE.UU. reiteró su apelación a la OPEP para que acelere su ritmo de producción. Además, acusó a Irán de sembrar el caos, prometiendo nuevas sanciones al país. No obstante, el efecto de estas declaraciones se tradujo en que el mercado volvió a centrar su atención en la posibilidad de nuevas sanciones contra Irán.

De todas maneras, el mercado se mantuvo expectante ante la incertidumbre de las posibles medidas que podría tomar la OPEP. A finales de septiembre, un funcionario de la industria petrolera nigeriana señaló que la organización actuará para equilibrar el mercado y disminuir los precios, pero que de todas formas sus opciones podrían verse limitadas por la capacidad adicional disponible. Por otra parte, Rusia y Arabia Saudita firmaron un acuerdo privado en septiembre para aumentar la producción con el fin de colaborar con EE.UU. quien les solicitó su asistencia para deprimir la tendencia al alza en los precios.

De acuerdo con estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, octubre 2018) el consumo mundial de petróleo promedió 100,67 millones de barriles por día (MMbd) en el período enero-septiembre 2018 mientras que la oferta mundial fue de 100,55 MMbd,



generándose en consecuencia un aumento de inventarios, a nivel mundial, de 0,4 MMbpd con respecto al mismo período del año anterior.

**MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2018**  
(Cifras en millones de barriles diarios)

	Ene-Sep 2018	Ene-Sep 2017	Variación
<b>DEMANDA</b>	<b>100,67</b>	<b>98,25</b>	<b>2,42</b>
OECD	47,89	47,01	0,88
NO-OECD	52,78	51,24	1,54
<b>OFERTA</b>	<b>100,55</b>	<b>97,72</b>	<b>2,83</b>
Norteamérica	25,45	22,51	2,94
Resto NO-OPEP	35,98	35,92	0,06
LGN y Condensados OPEP	6,63	6,85	-0,22
Crudo OPEP	32,48	32,43	0,05
<b>INVENTARIOS</b>	<b>-0,1</b>	<b>-0,5</b>	<b>0,4</b>
<i>Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook Octubre 2018"</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 relación a igual período del 2017, siguiendo a grandes rasgos el aumento del precio del crudo Brent.

Durante el período enero-septiembre del 2018, el precio de la gasolina promedió 82,9 US\$/bbl de 2018, aumentando así en 25% con respecto al mismo período del 2017. En EE.UU. el consumo promedio aumentó en 1,05% en relación al período anterior y la acumulación promedio de los inventarios de gasolina disminuyó en un 16,51 %.

En el caso del precio del diésel, fue impulsado por el aumento de consumo debido a incremento en el sector transporte por la creciente producción de shale oil y capacidad limitada de transporte en oleoductos. El promedio del período enero-septiembre del 2018 fue de 86,9 US\$/bbl, esto es, 32% mayor al mismo período del año anterior. En EE.UU. los inventarios promedio de diésel exhibieron una caída de 16,21% a la vez que su consumo se deterioró en 0,69% respecto al período anterior. A diferencia de la gasolina, los inventarios del diésel terminaron ubicándose bajo el promedio de los últimos cinco años.

Por su parte, el precio del Fuel Oil N° 6 registró un precio promedio de 25,2 US\$/bbl en el período, con un aumento de 36% con respecto al 2017.

**11.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.**

ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos a través de su filial ENAP Sipetrol S.A. y, en la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo a

través de ENAP Refinerías S.A. La refinación y comercialización de sus productos en Chile representa una parte substancial de las operaciones de ENAP.

La Empresa accede al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos, situación que le permite asegurar el abastecimiento y el cumplimiento de sus compromisos comerciales. El abastecimiento de petróleo crudo de ENAP Refinerías S.A. se obtiene mayoritariamente de Sudamérica y el Mar del Norte, siendo los principales proveedores Brasil, Colombia, Ecuador, Argentina y el Reino Unido. Las refinerías de la compañía cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima. En cuanto al origen de las importaciones de productos refinados, durante el último año éstos provinieron principalmente de los Estados Unidos.

El negocio de ENAP Refinerías S.A. consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y posterior venta de los productos así elaborados en el mercado doméstico, de acuerdo a su política de precios de paridad de importación. El margen de refinación se encuentra afecto a la fluctuación de los precios internacionales del petróleo crudo, de los productos refinados y al diferencial entre ambos (margen internacional o “crack”). Considerando un nivel de refinación promedio de 68 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un impacto en resultados de US\$ 68 millones en una dirección u otra.

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, ENAP ha orientado sus inversiones al incremento de su flexibilidad productiva y de la calidad de sus productos. Hasta ahora no se han contratado derivados financieros para fijar el margen de refinación, pero se están monitoreando permanentemente los niveles de precio ofrecidos por el mercado.

Los riesgos relevantes para el negocio están esencialmente en el margen de refinación y en las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo y productos, debido al tiempo que transcurre entre el momento de la compra (embarque) de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos. Para cubrir este último riesgo, se efectúan coberturas del tipo Time Spread Swaps. Dichas estrategias de cobertura son complementadas con el uso de contratos de venta swap de productos refinados. Dada la alta volatilidad del precio del crudo, la administración ha continuado con la política de contratación de coberturas que permitieran minimizar el impacto de eventuales bajas repentinas y significativas en el precio del crudo, considerando el ciclo del negocio de refinación, por el desfase entre los precios de venta de los productos y el costo del crudo refinado. No obstante lo anterior es importante mencionar que estos instrumentos por su naturaleza y forma de operar, protegen de las variaciones de precios del crudo, pero no aseguran en un 100% la eliminación de efectos en resultados producto de la volatilidad en la compra de materia prima.

Adicionalmente, la compañía ha efectuado operaciones del tipo Swap de Diferencial, el cual tiene por objetivo fijar el precio de aquellos embarques indexados a los marcadores WTI ó DTD al marcador Brent ICE. En cada licitación de compra de petróleo crudo, la decisión de comprar una u otra alternativa ofrecida se toma en base a un modelo de optimización que toma en cuenta, entre otras variables, un margen de refinación proyectado sobre el marcador Brent ICE. Por lo anterior, al adjudicar una licitación de petróleo crudo a una oferta denominada en marcador WTI ó DTD es de relevancia asegurar que el diferencial entre el dicho marcador y el Brent ICE en el momento que se tomó la decisión de compra no se deteriore en forma significativa, con el fin de mantener el criterio de optimización que primó al momento de adjudicar la compra de dicho crudo.

El tipo de cambio es otro de los factores de riesgo del negocio debido a que parte importante de los ingresos son en pesos y los pasivos en dólares. Este factor se ve minimizado por la política de cobertura de tipo de

cambio de cuentas por cobrar y de precios de productos basada en la paridad de importación indexada en dólares, situación que se analiza en forma periódica para mantener una posición competitiva, considerando la libertad de precios y de importación que existe en Chile.

El valor razonable, de los contratos forward de moneda, es calculado tomando como referencia a los tipos de cambio forward actuales de contratos con similares perfiles de vencimiento. El valor razonable del swap de diferencial es calculado utilizando las tablas de contratos de futuros de los marcadores relevantes (WTI Nymex, DTD Brent o ICE Brent).

## **12.- RIESGOS DEL NEGOCIO.**

ENAP mantiene 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.