



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO  
TERMINADO AL 31 DE MARZO 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 31 de marzo 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 31 de marzo de los años 2018 y 2017. 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 en un contexto de mercado internacional adverso para la industria con mayores costos de compra de crudos logró un resultado positivo de US\$ 9,6 millones al 31 de marzo de 2018 prácticamente en línea con el obtenido a marzo de 2017 de US\$ 10,0 millones y un EBITDA de US\$ 180,7 millones. Este EBITDA superior en US\$ 53,2 millones a la cifra esperada en el Plan Anual de Gestión de ENAP (PAG) y superior en US\$ 27,1 millones al obtenido en igual período de 2017. Producto de lo anterior el patrimonio de ENAP se incrementó alcanzando los US\$ 869,2 millones al 31 de marzo de 2018 que se compara con los US\$ 838,6 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2017.

El Margen Bruto Consolidado alcanzó los US\$ 100,0 millones, el cual se explica por el margen bruto de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C) de US\$ 56,4 millones, Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P) de US\$ 38,5 millones y Línea de Negocio Gas y Energía de US\$ 5,1 millones.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de R&C de US\$ 56,4 millones fue inferior a los US\$ 97,2 millones obtenidos en el mismo período de 2017 a consecuencia principalmente de un mayor costo de materia prima en 1,9 US\$/Bbl. respecto del periodo anterior que explican un menor margen de US\$ 34 millones.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de E&P de US\$ 38,5 millones tuvo una variación positiva de US\$ 30,2 millones respecto al mismo período del año anterior, explicado principalmente por Magallanes debido a un menor costo de cuota de agotamiento por actualización de reservas y mayores ingresos de raw product por mayor volumen vendido y mayores precios. En Ecuador, existe un delta positivo en el margen debido a mayores ingresos de crudo por mayor producción explicado por los buenos resultados de los pozos de MDC. Asimismo, Argentina presenta una variación positiva en el margen debido a mayores ingresos de crudo por mayor volumen a venta y mejores precios.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de G&E tuvo un margen positivo de US\$ 5,1 millones y se compara positivamente con los US\$ 2,3 millones negativos obtenidos en el período enero-marzo de 2017, el cual se explica principalmente por: (i) efecto precio que obedece a paridades y marcador Brent más altos que el 2017, (ii) Margen por capacidad de regasificación reservada por entrada en vigencia de nuevo contrato y (iii) Ventas spot.

Durante el primer trimestre del 2018, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de dólares por barril 67,2 (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, mayor en 23% con respecto al promedio de enero-marzo de 2017 (54,7 US\$/bbl).

**RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

Cifras en Millones de dólares (US\$)

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	mar-18	mar-17	Var	Var. %
Ingresos de actividades ordinarias	1.992,8	1.577,3	415,5	26,3%
Costos de ventas	(1.892,8)	(1.474,0)	(418,8)	28,4%
<b>Margen bruto</b>	<b>100,0</b>	<b>103,3</b>	<b>(3,3)</b>	<b>3,2%</b>
Otros ingresos, por función	32,7	5,0	27,7	554,0%
Costos de distribución	(61,9)	(55,1)	(6,8)	12,3%
Gastos de administración	(29,1)	(25,5)	(3,6)	14,1%
Otros gastos, por función	(8,4)	(7,0)	(1,4)	20,0%
<b>Ganancia de actividades operacionales</b>	<b>33,3</b>	<b>20,7</b>	<b>12,6</b>	<b>60,9%</b>
Otras ganancias (pérdidas)	0,0	6,2	(6,2)	100,0%
Ingresos financieros	0,5	0,8	(0,3)	37,5%
Costos financieros	(54,7)	(45,9)	(8,8)	19,2%
Participación en asociadas	4,0	3,3	0,7	21,2%
Diferencias de cambio	(6,8)	3,5	(10,3)	294,3%
<b>(Pérdida) ganancia antes de impuestos</b>	<b>(23,7)</b>	<b>(11,4)</b>	<b>(12,3)</b>	<b>107,9%</b>
Beneficio por impuestos a las ganancias	33,3	21,4	11,9	55,6%
<b>Utilidad del ejercicio</b>	<b>9,6</b>	<b>10,0</b>	<b>(0,4)</b>	<b>4,0%</b>
Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras	0,0	0,3	(0,3)	100,0%
Utilidad atribuible a los propietarios de la controladora	9,6	9,7	(0,1)	1,0%

Cifras en Millones de dólares (US\$)

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	mar-18	dic-17	Var	Var. %
<b>ACTIVOS</b>	<b>6.826,6</b>	<b>6.792,8</b>	<b>33,8</b>	<b>0,5%</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	130,5	91,5	39,0	42,6%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	784,5	822,3	(37,8)	4,6%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	55,2	33,1	22,1	66,8%
Inventarios	972,3	1.039,0	(66,7)	6,4%
Activos por impuestos corrientes	220,8	217,7	3,1	1,4%
Otros activos financieros corrientes	11,7	0,8	10,9	1362,5%
Otros activos corrientes	20,1	24,4	(4,3)	17,6%
Activos no corrientes clasificados para la venta	41,0	41,0	0,0	0,0%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	136,0	135,2	0,8	0,6%
Propiedades, planta y equipo, neto	3.258,3	3.240,7	17,6	0,5%
Activos por impuestos diferidos	961,4	934,4	27,0	2,9%
Derechos de uso	118,5	129,3	(10,8)	8,3%
Otros activos no corrientes	116,3	83,4	32,9	39,4%
<b>PASIVOS</b>	<b>5.957,4</b>	<b>5.954,2</b>	<b>3,2</b>	<b>0,1%</b>
Otros Pasivos financieros corrientes	1.362,6	960,2	402,4	41,9%
Otros pasivos arrendamientos corrientes	41,9	42,2	(0,3)	0,7%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	885,2	866,2	19,0	2,2%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	41,3	20,1	21,2	105,5%
Otros pasivos corrientes	159,2	166,7	(7,5)	4,5%
Otros pasivos financieros no corrientes	3.130,7	3.558,4	(427,7)	12,0%
Pasivos por arrendamiento, no corriente	78,7	88,8	(10,1)	11,4%
Otros pasivos no corrientes	257,8	251,6	6,2	2,5%
<b>PATRIMONIO</b>	<b>869,2</b>	<b>838,6</b>	<b>30,6</b>	<b>3,6%</b>

## 2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

### INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS				
Cifras en Millones de dólares (US\$)				
	mar-18	mar-17	Var. US\$	Var. %
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	1.396,3	1.171,1	225,2	19,2%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	336,4	185,6	150,8	81,3%
Ingresos por ventas E&P	180,1	153,8	26,3	17,1%
Otros ingresos	7,2	7,1	0,1	1,8%
Ingresos por ventas gas natural importado	72,8	59,7	13,1	21,8%
<b>TOTAL INGRESOS ORDINARIOS</b>	<b>1.992,8</b>	<b>1.577,3</b>	<b>415,5</b>	<b>26,3%</b>

El aumento en los ingresos ordinarios de US\$ 415,5 millones, se explica principalmente por mayores ventas de productos propios por US\$ 225,2 millones (19,2%). De este incremento, US\$ 204 millones se explican producto del aumento del precio internacional de los productos que implicaron un aumento en el precio de los productos propios desde 68,7 US\$/Bbl a marzo de 2017 a 80,6 US\$/Bbl a marzo de 2018 (17,43%). Adicionalmente, el incremento en el volumen vendido en el período de 2.707,3 Mm<sup>3</sup> a 2.753,3 Mm<sup>3</sup> (1,7%) explica un incremento de los ingresos por US\$20 millones.

Con respecto al incremento en la venta de producto importados y comprados por R&C (Diésel, Gasolinas y Petróleo Combustible), éstas presentan un incremento de US\$ 150,8 millones. De este incremento, US\$ 102,3 millones se explican por un incremento en el volumen de venta que subió de 405 a 629 Mm<sup>3</sup>. Junto a lo anterior, el precio de venta aumentó desde 72,8 US\$/Bbl a 85,1 US\$/Bbl (17%) lo que explica que a nivel de ingresos se refleje un aumento de US\$ 48,5 millones.

Los ingresos por venta en E&P aumentaron en US\$ 26,3 millones originado principalmente en Argentina con un aumento de US\$ 13,8 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayores volúmenes y precios. En Ecuador se tiene un aumento de US\$ 9,2 millones asociados principalmente a MDC por mayor producción versus el año anterior (+52%) y E&P Magallanes presenta un aumento de US\$ 2,7 millones debido a mayores ingresos de raw product por mayor volumen y precio.

Los ingresos por venta de gas natural importado aumentaron en US\$ 13,1 millones debido principalmente a los mayores precios del commodity en el mercado internacional, que obedece a paridades y marcador Brent más altos que el 2017. El volumen de ventas de Gas Natural importado alcanzó los 7,84 millones de Btu a marzo 2018, levemente superior a los 7,81 millones de Btu de venta al mismo periodo de 2017.

Los ingresos asociados a la compensación del Estado de Chile que cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas producido en la Región de Magallanes, ascendieron a US\$ 16,2 millones (US\$ 17,5 millones al 31 de marzo de 2017).

**COSTOS DE VENTAS**

En línea con el alza en los ingresos, los costos de ventas al 31 de marzo de 2018 presentan un aumento de US\$ 418,8 millones, lo que finalmente hace caer el margen de beneficio bruto en US\$3,3 millones, esto representa una caída desde un 7% de las ventas a un 5%. El detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costos de ventas a Ingresos de actividades	mar-18	%	mar-17	%	Var
Ingresos de actividades ordinarias	1.992,8	100%	1.577,3	100%	415,5
Costos de ventas	(1.892,8)	-95%	(1.474,0)	-93%	(418,8)
Margen bruto	100,0	5%	103,3	7%	(3,3)

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

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costos de ventas desagregados	mar-18	mar-17	Var	Var.%
Costos por compra de crudo	(1.185,9)	(892,9)	(293,0)	32,8%
Costos operacionales no crudo	(177,3)	(201,8)	24,5	12,2%
Costo de producción E&P	(138,7)	(143,3)	4,6	3,2%
Costos de compra de productos	(324,3)	(171,8)	(152,5)	88,8%
Otros Costos	0,0	(3,3)	3,3	100,0%
Costo por venta de gas natural	(66,6)	(60,9)	(5,7)	9,3%
<b>TOTAL COSTOS DE VENTAS</b>	<b>(1.892,8)</b>	<b>(1.474,0)</b>	<b>(418,8)</b>	<b>28,4%</b>

El costo de compra de crudo aumentó US\$ 293,0 millones (32,8%) lo que se explica por un alza en el precio del costo de la materia prima, que pasó de 53,2 US\$/Bbl promedio a marzo en el año 2017 a un promedio de 68,5 US\$/Bbl 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\$ 57.860 y cargo de MUS\$ 38.377 por los períodos terminados al 31 de marzo 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-marzo de 2018 respecto a igual período en 2017:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Detalle Costos no crudo	mar-18	mar-17	Var	Var.%
Costos variables	(27,0)	(77,9)	50,9	65,4%
Costos fijos	(83,5)	(69,7)	(13,8)	19,8%
Depreciación	(57,5)	(42,3)	(15,2)	35,9%
Logística	(9,3)	(11,9)	2,6	21,8%
<b>TOTAL COSTO NO CRUDO</b>	<b>(177,3)</b>	<b>(201,8)</b>	<b>24,5</b>	<b>12,2%</b>

Los costos variables en el periodo presentan un aumento de 9% por costo de energía equivalente a US\$ 5 millones, por mayor costo del Brent (efecto en fuel gas), compensado con una disminución de mermas y otros por US\$ 5 millones y un ajuste de la provisión de obsolescencia de repuestos capitalizables por US\$ 51 millones. Por otra parte, los costos fijos aumentaron por aumento de gastos de personal por US\$ 6,5 millones producto de la variación del tipo de cambio e IPC y un aumento de US\$ 4,3 millones por concepto aumento de costo en contratos de almacenamiento, construcción y mantenimiento. La depreciación se incrementa en US\$ 15 millones ya que incorpora depreciación asociada a los materiales repuestos capitalizables.

**MARGEN PRIMO**

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Productos propios	mar-18	mar-17	Var	Var. %
Ingresos por ventas (MMUS\$)	1.396,3	1.171,1	225,2	19,2%
Costo de venta primo	(1.185,9)	(892,9)	(292,9)	32,8%
Margen primo total	210,4	278,2	(67,7)	24,4%
<b>MARGEN PRIMO US\$ / Bbl</b>	<b>12,1</b>	<b>15,5</b>	<b>(3,4)</b>	<b>21,7%</b>

El Margen Primo Unitario promedio en el período enero-marzo de 2018 disminuyó US\$ 3,4 US\$/Bbl, lo que representa US\$ 67,7 millones de menor margen primo respecto del periodo anterior.

Este menor margen se explica principalmente en US\$ 34,6 millones relacionados con un encarecimiento de la canasta comprada en 2018 versus la comprada en el mismo periodo el 2017 y por otro lado en US\$ 21,4 millones de menor margen primo relacionados al efecto “backwardation”, esto es que los precios spot de compra de crudo el primer trimestre 2017 presentaron un efecto Contango de -0,9 US\$/bbl y en cambio en el primer trimestre de 2018 tenemos un efecto “backwardation” de +0,5 US\$/bbl.

El detalle es el siguiente:

Margen Primo - Producción Propia 2018 (US\$/Bbl)				
	ene	feb	mar	Prom. 1er Trim.
Precio de venta	81,5	83,0	77,1	80,5
Costo materia prima	69,7	70,0	65,7	68,5
<b>Margen US\$/Bbl</b>	<b>11,8</b>	<b>13,0</b>	<b>11,4</b>	<b>12,1</b>

Margen Primo - Producción Propia 2017 (US\$/Bbl)				
	ene	feb	mar	Prom. 1er Trim.
Precio de venta	71,7	67,7	66,7	68,7
Costo materia prima	52,4	53,0	54,2	53,2
<b>Margen US\$/Bbl</b>	<b>19,4</b>	<b>14,7</b>	<b>12,6</b>	<b>15,5</b>

**VARIACIONES OTROS RUBROS**

Los Otros ingresos por función aumentaron US\$ 27,7 millones al pasar de un saldo de US\$ 5,0 millones al 31 de marzo de 2017 a US\$ 32,7 millones en el mismo período de 2018 principalmente debido a que se presenta en otros ingresos US\$ 28 millones, por reverso de provisión de incobrables.

Los Costos de distribución presentan un aumento de US\$ 6,8 millones al pasar de US\$ 55,1 millones al 31 de marzo de 2017 a US\$ 61,9 millones al 31 de marzo de 2018 debido principalmente al aumento en transporte por oleoductos y servicios de logística.

Los Gastos de administración aumentaron en US\$ 3,6 millones al 31 de marzo de 2018 respecto al mismo período de 2017. Este incremento corresponde principalmente al rubro personal que aumentó US\$ 1,7 millones por variación de tipo de cambio e IPC y US\$ 1,6 millones producto de anticipo de pagos por convenios colectivos y gastos de capacitación en el primer trimestre de 2018.

En Otros gastos por función, se observa una variación menor de US\$ 1,4 millón respecto del año anterior, al pasar de US\$ 7,0 millones al 31 de marzo de 2017 a US\$ 8,4 millones al 31 de marzo de 2018, debido principalmente al aumento en costos de campañas exploratorias.

Las Otras ganancias (pérdidas) disminuyeron US\$ 6,2 millones, no habiendo movimiento en esta cuenta al 31 de marzo de 2018. Al 31 de marzo de 2017 se reflejaba en esta cuenta la utilidad en la venta de las oficinas de su casa matriz, ubicadas en Av. Vitacura 2736.

Los Costos financieros presentan un aumento de US\$ 8,8 millones al pasar de US\$ 45,9 millones al 31 de marzo de 2017 a US\$ 54,7 millones al 31 de marzo de 2018, este aumento se explica principalmente por mayores obligaciones con el público (bonos) por US\$ 7 millones y mayor amortización de gastos diferidos asociados a obligación por bonos por US\$ 2 millones.

La diferencia de cambio pasó de un saldo positivo de US\$ 3,5 millones al 31 de marzo de 2017 a un saldo negativo de US\$ 6,8 millones al 31 de marzo 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\$ 33,3 millones al 31 de marzo de 2018, lo que se compara con el beneficio de US\$ 21,4 millones obtenido al 31 de marzo de 2017, este mayor abono por impuesto a las ganancias de US\$ 11,9 millones se explica en el siguiente cuadro:

<b>Cifras en Millones de dólares (US\$)</b>				
<b>Desglose de impuestos</b>	<b>mar-18</b>	<b>mar-17</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
<b>Resultados antes de impuestos</b>	<b>(23,8)</b>	<b>(11,4)</b>	<b>(12,4)</b>	<b>109,2%</b>
Impuesto a la renta, Chile	(2,2)	(2,0)	(0,2)	8,4%
Impuestos pagados en el exterior	(5,9)	(2,0)	(3,8)	188,2%
Impuestos diferidos	13,5	6,6	7,0	105,8%
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%	27,8	18,8	9,0	47,6%
Utilidad del ejercicio	9,6	10,0	(0,5)	4,7%

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

#### ACTIVOS

Al 31 de marzo de 2018 el total de activos presenta un aumento de US\$ 33,8 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\$ 39,0 millones (42,6%) explicada por la posición de cierre de saldos en bancos que aumentó US\$ 45 millones dado los compromisos de corto plazo asumidos.
- La cuenta Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes disminuye US\$ 37,8 millones al pasar de US\$ 822,3 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 784,5 millones al 31 de marzo de 2018 (4,6%) debido principalmente a mayor recaudación de distribuidores nacionales respecto a diciembre 2017 por US\$ 44 millones, neto de aumento de cuentas por cobrar por ventas a SIC por parte de Petropower por US\$ 14 millones y aumento en otros deudores por US\$ 7,0 millones.
- Las Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente refleja un aumento de US\$ 22,1 millones (66,8%) con respecto al 31 de diciembre de 2017 principalmente debido al aumento en cuenta por cobrar a GNL Chile S.A. por US\$ 17 millones, asociado a la operatoria de un embarque adicional de GNL al término de primer trimestre de 2018 y aumento de US\$ 5 millones con el Ministerio de Energía por compensación de Gas en Magallanes.
- El rubro Inventarios refleja una disminución de US\$ 66,7 millones (6%) con respecto al 31 de diciembre de 2017. La principal variación está en el inventario de petróleo crudo en existencias y en tránsito que disminuyó US\$ 59,6 millones, desde US\$ 430,2 millones a US\$ 370,6 millones explicado por una disminución en el volumen de inventarios de 162,1 Mm<sup>3</sup>, compensado en parte con un aumento menor del 2,6% en el precio unitario del crudo el cual pasó desde los 61,9 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2017 a 63,5 US\$/Bbl al 31 de marzo de 2018. Adicionalmente hay un menor volumen de Materiales en bodega por mayores consumos por US\$ 4,1 millones.
- La cuenta Otros activos financieros corrientes aumenta US\$ 10,9 millones al pasar de US\$ 0,8 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 11,7 al 31 de marzo de 2018 (1.362,5%), principalmente debido al aumento en derivados de coberturas.
- Un aumento en Otros activos no corrientes de US\$ 32,9 millones (39,4%) principalmente en la cuenta Otros activos financieros no corrientes que pasa de US\$ 14,7 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 51,0 millones al 31 de marzo de 2018 por la toma de un “escrow account” para garantizar la compra de CEOP por US\$ 14 millones y aumento en la posición de cierre de los derivados de coberturas tipo CCS por US\$ 12 millones.
- Un aumento en la cuenta Propiedades, planta y equipo, neto de US\$ 17,6 millones (0,5%) principalmente producto de:  
Aumento US\$ 98,4 millones, por aumento de las construcciones en curso de Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua, mantención de estanques y ductos en ERSA y proyecto PIAM en Argentina.  
Bajas por US\$ 114,8 millones, correspondientes a depreciaciones, bajas, castigos.  
Aumento US\$ 34 millones de ajuste por repuestos capitalizables, neto de depreciación acumulada.



- La cuenta Derechos de uso presenta una disminución de US\$ 10,8 millones al pasar de un saldo de US\$ 129,3 millones al 31 de diciembre de 2017 a un saldo al 31 de marzo de 2018 de US\$ 118,5 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.
- La cuenta Activos netos por impuestos diferidos aumenta US\$ 27,0 millones al pasar de US\$ 934,4 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 961,4 al 31 de marzo de 2018 (2,9%), principalmente asociado a aumento en las diferencias temporales en activos por pérdidas fiscales por US\$ 55 millones compensado en parte con una utilización de diferencia temporarias de impuesto diferido por US\$ 28 millones, principalmente impuestos diferidos asociado a provisión de materiales por US\$ 14 millones y otras provisiones por US\$ 14 millones.

#### *PASIVOS*

Al 31 de marzo de 2018 los pasivos en su conjunto aumentaron en US\$ 3,2 millones (0,1%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2017. Las principales variaciones corresponden a:

- Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar presenta un saldo al 31 de marzo de 2018 de US\$ 885,2 millones que se compara con los US\$ 866,2 al 31 de diciembre de 2017 y cuyo aumento de US\$ 19 millones (2,2%) corresponde principalmente a posición de cierre, en línea con el incremento de precio en los Inventarios de crudo y producto y que aumentaron un 2,6%.
- Las Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente presenta un saldo al 31 de marzo de 2018 de US\$ 41,3 millones que se compara con los US\$ 20,1 al 31 de diciembre de 2017 y cuyo aumento corresponde principalmente al aumento en cuentas por pagar a GNL Chile por US\$ 27,0 millones debido a un embarque adicional y menores obligaciones con Codelco por US\$ 6 millones asociado al contrato de cobertura de energía que concluyó a fines de 2017.
- Los Otros pasivos financieros no corrientes disminuyeron US\$ 426.628 al bajar de US\$ 3.558.352 al 31 de marzo de 2017 a US\$ 3.130.734 al 31 de marzo de 2018. Esta disminución se explica principalmente por el traspaso de la porción de Obligaciones con el público de largo plazo con vencimiento dentro del 2018 a Obligaciones con el Público de corto plazo por un valor de US\$ 410.807 y que se presentan bajo Otro pasivos financieros corrientes,
- El aumento en Otros pasivos no corrientes de US\$ 6,2 millones (2,5%) al pasar de 251,6 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 257,86 millones al 31 de marzo de 2018, esta disminución corresponde principalmente a la disminución de pasivos por impuestos diferidos, provisiones no corrientes por beneficio a los empleados y otras provisiones a largo plazo.
- Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes, que disminuyen US\$ 25,3 millones esta disminución corresponde a la posición de cierre de los saldos de coberturas de crudo (TSS) que disminuyeron en US\$ 11, pasivos por cobertura de tipo de cambio de cuentas por cobrar comerciales que disminuyó en US\$ 16; y otros incrementos marginales por US\$3.

- La cuenta Pasivos por arrendamiento (corriente y no corriente) presentan un saldo al 31 de marzo de 2018 de US\$ 120,6 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. En el primer trimestre de 2018 no se han incorporado contratos nuevos bajo esta modalidad (NIIF 16).

#### **PATRIMONIO**

- El Patrimonio aumentó en US\$ 30,6 millones (3,6%) al 31 de marzo de 2018 respecto al 31 de diciembre de 2017, producto de la utilidad del período de US\$ 9,6 millones una utilidad por la posición de cierre de las coberturas por US\$ 22 millones y variación negativa de otras reservas patrimoniales por US\$ 2 millones.

#### **Aporte extraordinario de capital**

- El Ministerio de Hacienda mediante Decreto Supremo N°1639 del 06 de noviembre de 2017, autorizó efectuar un aporte extraordinario de capital a la Empresa Nacional del Petróleo por un monto de MUS\$ 400.000, este aporte se realizará mediante uno o más depósitos, en un plazo que no podrá exceder el 06 de agosto de 2018, este aporte será financiado con recursos disponibles en activos financieros del Tesoro Público. Dicho aporte fue incorporado en el presupuesto del año 2018.

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

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 31 de marzo de 2018 y 2017, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 130,5 millones al 31 de marzo de 2018 que se compara con US\$ 169,6 millones al 31 de marzo de 2017.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 228,2 millones al 31 de marzo de 2018, que se compara con los US\$ 175,6 millones al 31 de marzo de 2017. Los flujos de actividades de operación reflejan el aumento en el pago a proveedores por el suministro de bienes y servicios, y otros pagos de operación.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 108,6 millones, que se compara con US\$ 136,4 millones al 31 de marzo de 2017. Este aumento se debe principalmente a que durante el primer trimestre de 2018 se tomó un escrow account por US\$ 14,0 millones como garantía compra CEOP, además y en contraposición, durante el primer trimestre de 2017 se recibieron importes procedentes de la venta de las oficinas en Vitacura 2736.

El flujo de actividades de financiación al 31 de marzo de 2018 fue negativo de US\$ 77,9 millones que se compara con una obtención neta de US\$ 65,8 millones en el mismo período de 2017. Las principales variaciones fueron debido a que durante el primer trimestre de 2017 se obtuvieron mayores importes

procedentes de préstamo de corto y largo plazo, además durante el primer trimestre de 2018 aumentó el pago de pasivos por arrendamientos financieros e intereses pagados.

El detalle de los principales rubros es el siguiente:

<b>Cifras en Millones de dólares (US\$)</b>				
<b>Estado de Flujo de Efectivo</b>	<b>mar-18</b>	<b>mar-17</b>	<b>Var</b>	<b>Var. %</b>
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	228,2	175,6	52,7	30,0%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(108,6)	(136,4)	27,8	20,4%
Flujos de efectivo (utilizados en) provenientes de actividades de financiación	(77,9)	65,8	(143,7)	218,3%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	41,7	104,9	(63,2)	60,2%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(2,7)	(1,4)	(1,3)	86,8%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	39,0	103,5	(64,5)	62,3%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	91,5	66,1	25,4	38,4%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	130,5	169,6	(39,1)	23,0%

## 5.- EBITDA

El EBITDA de US\$ 180,7 millones al 31 de marzo de 2018 se compara con los US\$ 153,6 obtenidos en el mismo período de 2017, el detalle es el siguiente:

<b>EBITDA</b>	<b>mar-18</b>	<b>mar-17</b>	<b>Var. US\$</b>	<b>Var. %</b>
<b>Margen Bruto</b>	<b>100,1</b>	<b>103,3</b>	<b>(3,2)</b>	<b>3,1%</b>
Otros ingresos, por función	32,6	5,0	27,7	557%
Costos de distribución	(61,9)	(55,1)	(6,8)	12%
Gastos de administración	(29,1)	(25,5)	(3,6)	14%
Otros gastos, por función	(8,4)	(7,0)	(1,4)	20%
<b>Resultado Operacional</b>	<b>33,3</b>	<b>20,7</b>	<b>12,6</b>	<b>61%</b>
Depreciación y cuota de agotamiento <sup>(1)</sup>	129,8	128,2	1,7	1%
Abandono pozos exploratorios <sup>(2)</sup>	1,5	1,7	(0,1)	7%
Costos no absorbidos y otros <sup>(3)</sup>	1,5	0,8	0,7	96%
Amortización por contratos de arrendamiento	10,2	0,0	10,2	indet.
Costos campañas exploratorias <sup>(3)</sup>	4,3	2,3	2,0	88%
<b>EBITDA</b>	<b>180,7</b>	<b>153,6</b>	<b>27,1</b>	<b>17,6%</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 31 de marzo de 2018 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 76,3 millones, por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 101,4 millones y la Línea Gas y Energía obtuvo un EBITDA de US\$ 3,0 millones; en el mismo período de 2017 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 99,6 millones, por la Línea

Exploración y Producción fue de US\$ 58,1 millones y la Línea Gas y Energía fue negativo de US\$ 4,1 millones.

## 6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

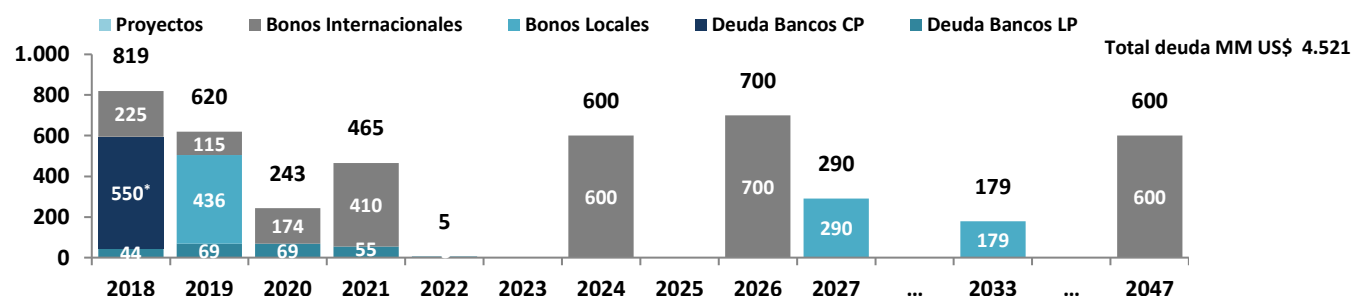
El presente desglose por segmentos de negocio muestra la contribución al margen bruto de las operaciones de la línea Refinación y Comercialización (R&C), de la línea Exploración y Producción (E&P) y de la línea Gas y Energía (G&E) para el período al 31 de marzo de 2018 y 2017:

Cifras en Millones de dólares (US\$)

Información por segmentos de negocios	R&C mar-18	E&P mar-18	G&E mar-18	R&C mar-17	E&P mar-17	G&E mar-17
Ingresos actividades ordinarias	1.763,3	156,7	72,8	1.380,6	136,9	59,8
Costos de ventas	(1.703,9)	(128,6)	(67,1)	(1.281,2)	(134,5)	(61,5)
Subtotal	59,3	28,1	5,7	99,4	2,5	(1,8)
ingresos interlíneas	(44,9)	23,4	25,2	(34,5)	16,9	17,6
costos interlíneas	44,9	(10,1)	(25,2)	34,5	(8,9)	(17,6)
subtotal	59,3	41,4	5,7	99,4	10,5	(1,8)
Distribución del corporativo	(2,9)	(2,9)	(0,6)	(2,2)	(2,2)	(0,5)
Margen bruto	56,4	38,5	5,1	97,2	8,4	(2,3)

## 7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 31 DE MARZO 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\$ 144 millones en Enap Sipetrol Argentina y uso de líneas de sobregiro por MMUS\$46 en Chile.

## 8.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

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

LIQUIDEZ	mar-18	dic-17	Var.	Var.%
Liquidez Corriente <sup>(1)</sup>	0,90	1,10	(0,21)	18,7%
Razón Ácida <sup>(2)</sup>	0,51	0,60	(0,09)	15,2%

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

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

ENDEUDAMIENTO	mar-18	dic-17	Var.	Var.%
Razón de endeudamiento <sup>(1)</sup>	6,85	7,10	(0,25)	3,5%
Razón de endeudamiento financiero neto <sup>(2)</sup>	4,95	5,26	(0,31)	6,0%
Razón de endeudamiento, financiero corriente <sup>(3)</sup>	30,33	21,25	9,08	42,7%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente <sup>(4)</sup>	69,67	78,75	(9,08)	11,5%
	mar-18	mar-17	Var.	Var.%
Cobertura gastos financieros <sup>(5)</sup>	3,30	3,35	(0,04)	1,3%

<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

ACTIVIDAD	mar-18	dic-17	Var.	Var.%
<b>Activos</b>				
Activos totales <sup>(1)</sup>	6.826,6	6.792,8	33,8	0,5%
Activos promedio <sup>(2)</sup>	6.809,7	6.318,0	491,7	7,8%
<b>Inventarios</b>				
Rotación de inventarios <sup>(3)</sup>	6,93	6,69	0,24	3,5%
Permanencia de inventarios <sup>(4)</sup>	1,73	1,79	(0,06)	3,4%

<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)

RENTABILIDAD	mar-18	dic-17	Var.	Var.%
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio <sup>(1)</sup>	2,65	2,89	(0,25)	8,5%
Rentabilidad de activos <sup>(2)</sup>	0,36	0,37	(2,26)	602,9%

<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

Durante el primer trimestre del 2018, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de dólares por barril 67,2 (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, mayor en 23% con respecto al promedio de enero-marzo de 2017 (54,7 US\$/bbl).

La política productiva de la OPEP y sus países aliados continuaron sosteniendo los precios, exhibiendo un firme compromiso con sus recortes de suministro. En particular, el cumplimiento de la OPEP alcanzó un récord del 162% durante el mes de marzo, con un nivel productivo situado en 32 MMbd, su menor nivel en un año. Por otro lado, también surgieron disrupciones que impulsaron los precios. En este sentido destacan

las protestas laborales que enfrentó la empresa estatal petrolera de Libia, la actual crisis económica de Venezuela, las amenazas terroristas de la Banda Delta del Níger en Nigeria y los conflictos geopolíticos entre Irán y EE.UU.

Finalmente, a finales de marzo, las amenazas de una guerra comercial entre China y EE.UU. que friccionara los mercados ejercieron una presión en el precio de las materias primas. Sin embargo, en términos generales las perspectivas en torno a la economía mundial continuaron siendo sólidas, lo cual impulsó el mercado de renta variable en desmedro del dólar, impulsando los precios del crudo y sus derivados.

De acuerdo a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, abril 2018) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 99,7 millones de barriles por día (MMbd) en el período enero-marzo 2018 mientras que la oferta mundial fue de 98,8 MMbpd, generándose en consecuencia una disminución de inventarios, a nivel mundial, de 0,4 MMbpd con respecto al mismo período año anterior.

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

	Ene-Mar 2018	Ene-Mar 2017	Variación
<b>DEMANDA</b>	<b>99,66</b>	<b>97,60</b>	<b>2,06</b>
OECD	47,57	46,80	0,77
NO-OECD	52,10	50,80	1,29
<b>OFERTA</b>	<b>98,78</b>	<b>97,11</b>	<b>1,67</b>
Norteamérica	23,71	22,41	1,29
Resto NO-OPEP	35,78	35,85	-0,07
LGN y Condensados OPEP	6,90	6,76	0,13
Crudo OPEP	32,39	32,08	0,31
<b>INVENTARIOS</b>	<b>-0,9</b>	<b>-0,5</b>	<b>-0,4</b>
<i>Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook April 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 el período enero-marzo de 2018 en relación a igual período de 2017, siguiendo a grandes rasgos el aumento del precio del crudo Brent.

El precio de la gasolina promedió 76,8 US\$/bbl en enero-marzo de 2018, aumentando así en 17% con respecto al mismo período de 2017. El precio de la gasolina siguió en menor grado la tendencia del crudo. En EE.UU. el consumo promedio de gasolina aumentó en 3,0% con relación al período anterior y la acumulación promedio de los inventarios de gasolina disminuyó 2,3%. Los inventarios continúan sobre el promedio de los últimos cinco años.

En el caso del precio del diésel, impulsado por aumento de consumo debido a factores estacionales, el promedio del período enero-marzo de 2018 fue 81,5 US\$/bbl, esto es, 23% mayor al promedio de enero-marzo del año pasado. El precio del diésel siguió la tendencia del crudo. En EE.UU. los inventarios promedio de diésel exhibieron una caída de 16,1% a la vez que su consumo se fortaleció en 0,7% 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 promedio de 22,6 US\$/bbl en el período enero-marzo de 2018, con un aumento de 21% con respecto a igual período de 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 65 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un impacto en resultados de US\$ 65 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.