



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

**CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO  
TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE 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 diciembre de 2018 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, y los resultados consolidados de ENAP, para los ejercicios comprendidos entre el 1 de enero y el 31 de diciembre 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**

En un escenario donde ENAP ha venido desarrollando desde mediados del 2017 planes de mejoras en eficiencia y productividad, la empresa tuvo que registrar ajustes contables, bajo normas IFRS, por el menor valor económico de activos productivos. En efecto, en el último trimestre del 2018, y de acuerdo con las normas establecidas por IFRS, se revisó en conjunto a los auditores externos, el valor económico de los activos productivos de ENAP, reconociéndose un menor valor en relación a lo contabilizado por US\$ 204 millones de dólares. Esta desvalorización explica de manera importante la pérdida de US\$ 231 millones de dólares que tuvo la empresa al 31 de diciembre de 2018, que se compara con una utilidad de US\$ 23,7 millones al 31 de diciembre de 2017.

El menor valor antes señalado, básicamente afectó a activos en el área de Exploración y Producción, lo que recoge la baja en el precio del gas que comenzó a producirse en el 2017, se mantuvo todo el 2018 y que no se estima pueda recuperarse en el mediano plazo; así como también, por la revisión de las demandas de gas hacia ENAP de las empresas en la zona de Magallanes, todo lo cual llevó al Honorable Directorio de Enap, bajo un criterio de prudencia, a reconocer el menor valor económico de dichos activos. Del mismo modo, el resultado considera provisiones extraordinarias para el año 2018, asociadas al Plan de Reestructuración que se dio a inicios del 2019, por un monto de US\$ 23 millones. Con todo, el total de ajustes contables extraordinarios para el año 2018, ascienden a US\$ 227 millones. Adicionalmente a esto, el resultado de ENAP se da en un contexto de bajos márgenes de refinación provocados por excedentes de inventario y mayores costos de compra de crudo.

El EBITDA alcanzó US\$ 526,4 millones y el patrimonio de ENAP se incrementó alcanzando los US\$ 1.030,8 millones al 31 de diciembre de 2018 que se compara con los US\$ 815,6 millones al 31 de diciembre de 2017

El Margen Bruto Consolidado alcanzó los US\$ 340,8 millones, de acuerdo al siguiente detalle:

Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C)	US\$ 90,2 millones
Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P)	US\$ 222,2 millones
Línea de Negocio Gas y Energía	US\$ 28,4 millones.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de R&C de US\$ 90,2 millones fue afectado por el contexto internacional del mercado de productos, lo que se tradujo en un menor Margen Bruto de US\$ 297,4 millones respecto al ejercicio 2017. Esta caída se debe principalmente a un menor margen en la venta de productos propios por US\$ 143,2 millones, mayores costos de materia prima por US\$ 22,4 millones, cambio en la curva de contratación de coberturas (Contango en el 2017 y Backwardation en 2018) por US\$ 67,6 millones y mayores costos de energía por US\$ 64 millones.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de E&P de US\$ 222,2 millones tuvo una variación positiva de US\$ 97,4 millones respecto al mismo ejercicio del año anterior, explicado principalmente por Argentina, filial que tuvo mayores ingresos por venta de crudo y gas por US\$ 68,4 millones a consecuencia de mayores volúmenes y mejores precios de venta. Por su parte Enap Magallanes presenta un mayor margen de US\$ 15,8 millones

debido a mejores precios y mayor volumen. Lo anterior se contrarresta con mayor costo de cuota de agotamiento por US\$ 13,7 y menor compensación (subsidio Magallanes) al precio del gas por US\$ 5 millones. Luego, Ecuador presenta un aumento del margen por US\$ 25,5 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayor producción y Egipto tiene un mayor margen de US\$ 8,7 millones respecto al año anterior principalmente por mayores ingresos de crudo debido al mejor precio del Brent.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de G&E tuvo un margen positivo de US\$ 28,3 millones y se compara positivamente con la pérdida en el margen de US\$ 5,5 millones obtenidos en el ejercicio anterior, el cual se explica principalmente por mayor margen por partida de contrato de suministro con capacidad regasificación en el año 2018 por US\$ 30 millones.

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 refuerza 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.

**RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

Cifras en Millones de dólares (US\$)			
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	dic-18	dic-17	Var
Ingresos de actividades ordinarias	8.304,8	6.420,1	1.884,7
Costos de venta sin depreciación	(7.499,8)	(5.487,2)	(2.012,6)
<b>Margen bruto neto</b>	<b>805,0</b>	<b>932,9</b>	(127,9)
Depreciación	(464,2)	(426,0)	(38,2)
<b>Margen bruto</b>	<b>340,8</b>	<b>506,9</b>	(166,1)
Otros ingresos, por función	45,7	41,1	4,6
Costos de distribución	(236,9)	(229,4)	(7,5)
Gastos de administración	(135,6)	(111,9)	(23,7)
Otros gastos, por función	(262,2)	(107,8)	(154,4)
<b>Ganancia de actividades operacionales</b>	<b>(248,2)</b>	<b>98,9</b>	<b>(347,1)</b>
Otras ganancias (pérdidas)	2,5	7,7	(5,2)
Ingresos financieros	5,9	4,6	1,3
Costos financieros	(243,8)	(206,2)	(37,6)
Participación en asociadas	18,0	18,7	(0,7)
Diferencias de cambio	(41,2)	(2,1)	(39,1)
<b>(Pérdida) ganancia antes de impuestos</b>	<b>(506,8)</b>	<b>(78,4)</b>	<b>(428,4)</b>
Beneficio por impuestos a las ganancias	275,8	102,1	173,7
<b>(Perdida) utilidad del ejercicio</b>	<b>(231,0)</b>	<b>23,7</b>	<b>(254,7)</b>

Cifras en Millones de dólares (US\$)			
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	dic-18	dic-17	Var
<b>ACTIVOS</b>	<b>7.238,0</b>	<b>6.769,8</b>	<b>468,2</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	525,1	91,5	433,6
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	781,4	822,3	(40,9)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	39,2	33,1	6,1
Inventarios	932,0	1.039,0	(107,0)
Activos por impuestos corrientes	160,0	217,7	(57,7)
Otros activos financieros corrientes	127,9	0,8	127,1
Otros activos corrientes	7,7	24,4	(16,7)
Activos no corrientes clasificados para la venta	0,0	41,0	(41,0)
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	132,2	135,2	(3,0)
Propiedades, planta y equipo, neto	3.166,9	3.240,7	(73,8)
Activos por impuestos diferidos	1.193,0	911,3	281,7
Derechos de uso	96,8	129,3	(32,5)
Otros activos no corrientes	75,8	83,5	(7,7)
<b>PASIVOS</b>	<b>6.207,2</b>	<b>5.954,2</b>	<b>253,0</b>
Otros Pasivos financieros corrientes	1.037,3	960,2	77,1
Otros pasivos arrendamientos corrientes	37,3	42,2	(4,9)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	811,5	866,2	(54,7)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	18,7	20,1	(1,4)
Otros pasivos corrientes	266,6	166,7	99,9
Otros pasivos financieros no corrientes	3.689,3	3.558,4	130,9
Pasivos por arrendamiento, no corriente	62,1	88,8	(26,7)
Otros pasivos no corrientes	284,4	251,6	32,8
<b>PATRIMONIO</b>	<b>1.030,8</b>	<b>815,6</b>	<b>215,2</b>

## 2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

### INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS			
Cifras en Millones de dólares (US\$)			
	dic-18	dic-17	Var. US\$
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	5.609,1	4.609,9	999,2
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	1.618,6	921,1	697,5
Ingresos por ventas E&P	775,9	629,7	146,2
Otros ingresos	14,9	29,4	(14,5)
Ingresos por ventas gas natural importado	286,3	230,1	56,2
<b>TOTAL INGRESOS ORDINARIOS</b>	<b>8.304,8</b>	<b>6.420,1</b>	<b>1.884,7</b>

Durante el 2018, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent ICE registró un promedio de 71,5 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, un 30,5 % mayor respecto al promedio del año 2017 (54,8 US\$/bbl).

Este incremento del precio internacional del Brent genera impacto directo en los ingresos por venta de Enap, lo que explica casi en su totalidad la variación positiva de US\$ 1.884,7 millones, entre un año y otro.

El aumento en los ingresos por ventas de productos propios de US\$ 999,2 millones debido a incrementos de precio, genera un mayor ingreso de US\$ 1.146 millones, lo que fue compensado por menores ingresos debido a una baja en los márgenes de refinación por US\$ -147 millones.

Con respecto a la venta de productos importados (Diésel, Gasolinas y Petróleo Combustible), se produce un incremento de volumen equivalente a un 43,8%, acompañado de mejores precios de venta, los que varían desde 73,6 US\$/Bbl a 89,9 US\$/Bbl.

Los ingresos por venta en E&P aumentaron en US\$ 146,2 millones, originado principalmente en la filial Sipetrol Argentina con un aumento de US\$ 65,2 millones debido a mayores ingresos de crudo y gas por mayores volúmenes y precios. A su vez la filial en Ecuador aumentó en US\$ 30,4 millones los ingresos asociados principalmente al campo petrolero MDC por mayor producción versus el año anterior (+27%). Egipto aumentó los ingresos en US\$ 11,5 millones debido a mayor precio de Brent. Finalmente, Enap Magallanes presenta un aumento de US\$ 39,1 millones en sus ingresos debido a mayores precios de crudo, ingresos por venta de raw product y mayores ingresos de gas por mayor volumen.

Los ingresos por venta de gas natural importado aumentaron en US\$ 56,2 millones debido principalmente a mayor marcador Brent respecto al año 2017, lo cual impactó positivamente en los precios de venta 2018, superando en 2,2 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\$ 90,3 millones. Esto representa una rebaja del 5% con respecto a los US\$ 95,3 millones al 31 de diciembre de 2017.

#### **COSTOS DE VENTAS**

Los costos de ventas al 31 de diciembre de 2018 presentan un aumento de US\$ 2.050,8 millones respecto del 2017, lo que representa una variación de 34,7%, de acuerdo al siguiente detalle:

<b>Cifras en Millones de dólares (US\$)</b>			
<b>Costos de ventas desagregados</b>	<b>dic-18</b>	<b>dic-17</b>	<b>Var</b>
Costos por compra de crudo	(4.808,2)	(3.549,7)	(1.258,6)
Costos operacionales no crudo	(791,6)	(746,7)	(44,9)
Costo de producción E&P	(543,4)	(495,6)	(47,8)
Costos de compra de productos	(1.570,7)	(875,5)	(695,2)
Costo por venta de gas natural	(261,0)	(235,4)	(25,5)
<b>TOTAL COSTOS DE VENTAS</b>	<b>(7.964,0)</b>	<b>(5.913,2)</b>	<b>(2.050,8)</b>

El incremento de los ingresos en un 29,4%, comparado con el incremento en los costos de un 34,7%, genera finalmente una caída en el margen de un 32,8%, es decir US\$ 166, 1 millones de menor margen en el 2018 en comparación con el 2017.

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

El costo de compra de crudo aumentó US\$ 1.258,6 millones (35,5%) lo que se explica principalmente por un alza en el precio del costo de la materia prima, que pasó de 54,8 US\$/Bbl promedio a diciembre en el año 2017 a un promedio de 71,5 US\$/Bbl (30,5%) durante el ejercicio 2018, relacionado con el aumento del precio internacional del crudo Brent.

Los costos operacionales no crudo presentaron una variación de US\$ 44,9 de mayor costo. Esta variación se explica por mayores costos fijos en contratos, servicios y remuneraciones por US\$ 19 millones y mayor depreciación por US\$ 25,8 millones, principalmente relacionada con capitalización de activos fijos.

El costo de producción de E&P aumentó en US\$ 47,8 millones principalmente explicado mayor depreciación y cuota de agotamiento, principalmente en Área Magallanes Argentina por activación Proyecto PIAM y en Magallanes Chile por US\$ 22,9 millones, Regalías por mayor producción en Argentina (Proyecto PIAM) e incremento de precio de crudo por US\$ 11,2 millones, mayor costo de crudo importado US\$7,6 millones y Otros mayores costos por US\$ 6,1 millones.

Con respecto al costo de venta de producto importados (Diésel, Gasolinas y Petróleo Combustible), se observa un incremento de US\$ 695,2 explicado principalmente por un incremento en el volumen de venta.

Respecto al margen bruto, este disminuye US\$ 166 millones principalmente explicado por una caída en el promedio del margen primo unitario, que en el ejercicio 2018 disminuyó US\$ 3,6 US\$/Bbl. respecto del ejercicio anterior.

Margen Primo - Producción Propia 2018 (US\$/Bbl)													
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Prom. Anual
Precio de venta	81,5	83,0	77,1	79,7	87,2	86,6	86,1	84,8	89,7	89,7	88,4	75,7	84,1
Costo materia prima	69,7	70,0	65,7	67,8	75,9	75,8	77,1	74,5	76,9	79,3	73,7	59,7	72,2
<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>10,4</b>	<b>14,7</b>	<b>15,9</b>	<b>12,0</b>

Margen Primo - Producción Propia 2017 (US\$/Bbl)													
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Prom. Anual
Precio de venta	71,7	67,7	66,7	66,1	65,8	63,8	63,8	67,0	73,2	72,5	77,6	76,3	69,3
Costo materia prima	52,4	53,0	54,2	48,9	51,0	49,2	46,7	50,6	53,6	58,2	63,9	62,9	53,7
<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>14,3</b>	<b>13,7</b>	<b>13,4</b>	<b>15,6</b>

#### **VARIACIONES OTROS RUBROS**

Los Otros ingresos por función presentan un saldo de US\$ 45,7 millones al 31 de diciembre de 2018 que se comparan con los US\$ 41,1 millones al 31 de diciembre de 2017. Esta variación de US\$ 4,6 millones está relacionada principalmente al recupero de cuentas por cobrar por US\$ 15,9 millones, neto de otros efectos del 2017.

Los Costos de distribución presentan un aumento de US\$ 7,5 millones al pasar de US\$ 229,4 millones 31 de diciembre de 2017 a US\$ 236,9 millones al 31 de diciembre de 2018, debido principalmente al aumento en contratos logísticos por US\$ 10,2 millones asociados a incrementos de exportaciones y de importaciones de LPG en Magallanes, compensado en parte por la disminución en precios de contratos con proveedores de transporte.

Los gastos de administración presentan un aumento de US\$ 23,7 millones al pasar de US\$ 111,9 millones 31 de diciembre de 2017 a US\$ 135,6 millones al 31 de diciembre de 2018, debido a la provisión de ajuste de dotación por US\$ 23 millones.

Los Otros gastos por función presentan un saldo de US\$ 262,2 millones al 31 de diciembre de 2018, comparado con el saldo de US\$ 107,8 millones a diciembre 2017, lo que representa un incremento de US\$ 154,4 millones. Esta variación se explica principalmente por el reconocimiento del deterioro contable de activos de la cartera de la Línea de Negocios E&P por US\$ 179,8 millones. De este total US\$ 150,8 millones corresponden a activos de Magallanes en Chile y US\$ 29 millones correspondientes a activos de la filial en Argentina. El reconocimiento de este deterioro se da en un contexto del incremento de la oferta de gas natural en Argentina a partir de incentivos de precio otorgados por el gobierno Argentino para potenciar el desarrollo de reservas de gas no convencional y que generan una caída de los precios de mercado en dicho país, condiciones que se han venido dándose desde el año 2017 y donde las expectativas de recuperación, bajo las actuales condiciones de mercado, no se visualizan en mediano plazo. Además, a partir de la decisión del gobierno Argentino de abrir nuevamente las exportaciones de gas natural, a partir de octubre de 2018, ENAP Magallanes dejó de ser el único proveedor de gas natural en Chile. Debido a esto, el Directorio de la empresa bajo un criterio prudencial decidió revisar las inversiones proyectadas para el año 2019 y siguientes, el nivel de perforación de pozos, consideraciones del desarrollo de área relevante para el potencial de negocio en gas no convencional, estimación de precios a largo plazo para venta empresas y residenciales, y los efectos de cambios en el contexto de los actores que participan en el desarrollo de la industria, realizando con ello un ajuste al valor de los activos de acuerdo a la capacidad revisada de generación de ingresos futuros del negocio.

Adicionalmente en el 2018 se reconoce un menor valor de activos en la Línea R&C por US\$ 24 millones correspondiente al castigo de Plantas y Equipos.

Las Otras ganancias disminuyeron US\$ 5,2 millones principalmente debido a que al 31 de diciembre de 2017 se reflejaba en esta cuenta principalmente 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\$ 37,6 millones al pasar de US\$ 206,2 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 243,8 millones al 31 de diciembre de 2018, explicado principalmente por un aumento en la deuda financiera promedio durante el 2018 respecto al ejercicio 2017 de un 9%, asociado al plan de inversiones de la Empresa y a un mayor financiamiento de capital de trabajo, producto de mayores precios del Brent. Este mayor nivel de deuda bancaria (préstamos bancarios y obligaciones por bonos) generó un mayor costo financiero de US\$26,0 millones debido a un mayor pago de intereses, por mayor nivel de deuda promedio y aumento en tasa libor a tres meses, principalmente, mayores intereses relacionados a financiamiento de proveedores y otros efectos contables generaron un mayor gasto de intereses por US\$ 11,3 millones.

La diferencia de cambio pasó de un saldo negativo de US\$ 2,1 millones al 31 de diciembre de 2017 a un saldo negativo de US\$ 41,2 millones al 31 de diciembre de 2018 producto de los efectos de la devaluación de moneda en Argentina por US\$ 20 millones y de la variación del tipo de cambio en la posición de cierre de los activos monetarios en pesos (apreciación de CLP) por US\$ 19 millones. Este último efecto de la apreciación

del peso local se relaciona con saldos en caja mantenidos para el pago del Bono en UF en enero del 2019 se vio compensado positivamente en el mes de enero de 2019 donde se compensó totalmente generando una utilidad por el mismo concepto.

El rubro impuesto reflejó un beneficio de US\$ 275,8 millones al 31 de diciembre de 2018, lo que se compara con el beneficio de US\$ 102,1 millones obtenido al 31 de diciembre de 2017. Este aumento se explica por aumento de pérdidas tributarias en ENAP por US\$ 236,2 millones y aumento de impuestos diferidos por US\$ 179,4 millones a nivel de grupo, asociado a provisiones por deterioro, y de valor neto realizable del inventario, principalmente; neto de pago por impuestos corrientes de US\$ 41,9 millones y otras variaciones por US\$ 15,2 millones.

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

#### *ACTIVOS*

Al 31 de diciembre de 2018 el total de activos presenta un aumento de US\$ 468,2 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\$ 433,6 millones (473,9%) explicada principalmente por la posición de cierre con el objeto de cubrir el pago de capital del Bono por UF 9.750.000 (US\$ 395,1 millones) con vencimiento el 12 de enero de 2019.

- La cuenta Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes disminuye US\$ 40,9 millones al pasar de US\$ 822,3 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 781,4 millones al 31 de diciembre de 2018 (5,0%) debido a una disminución en la venta del mes de diciembre de 2018 respecto a mismo mes de 2017, en un 5,0%.

- Las Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente refleja un aumento de US\$ 6,1 millones (18,4%) con respecto al 31 de diciembre de 2017 principalmente debido a un aumento en cuenta por cobrar a GNL Chile S.A. por US\$ 8,8 millones. Compensado en parte por una disminución de US\$ 1,7 millones con el Ministerio de Energía por compensación de Gas en Magallanes y otras disminuciones por US\$ 1 millón.

- El rubro Inventarios refleja una disminución de US\$ 107,0 millones (10,3%) 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\$ 86,0 millones, desde US\$ 430,2 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 344,3 millones al 31 de diciembre de 2018, explicado principalmente explicado por la baja el valor libro de los productos respecto de su valor razonable, lo cual forma parte de la estrategia de cobertura de crudo (TSS) de la Empresa y que se vio compensado con el ajuste a valor de mercado de los instrumentos de cobertura.

El inventario de productos disminuyó US\$ 8,6 millones desde US\$ 532,0 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 523,4 millones al 31 de diciembre de 2018, explicado por la baja el valor libro de los productos respecto de su valor razonable, lo cual forma parte de la estrategia de cobertura de crudo (TSS) de la Empresa y que se vio compensado con el ajuste a valor de mercado de los instrumentos de cobertura.

Adicionalmente hay un menor volumen de Materiales en bodega por mayores consumos por US\$ 12,5 millones.



- Una disminución en Activos por impuestos corrientes de US\$ 57,7 millones pasando de un saldo de US\$ 217,7 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 160,0 millones al 31 de diciembre de 2018 principalmente correspondiente a la disminución en la cuenta IVA crédito fiscal por US\$ 50,2 millones.
- Un aumento en Otros activos financieros corrientes de US\$ 127,1 millones (15887,5%) principalmente derivados de coberturas US\$ 127,9 millones, (cobertura Brent –TSS US\$ 119,1 millones, cobertura de tipo de cambio US\$ 8,9 millones).
- Una disminución en Otros activos corrientes de US\$ 16,7 millones (68,4%) principalmente en Otros activos no financieros corrientes, seguros pagados por anticipado que disminuyen en US\$ 16,1 millones.
- Una disminución en Activos no corrientes clasificados para la venta que al 31 de diciembre 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, el cual fue vendido durante el año 2018.
- Una disminución en la cuenta Propiedades, planta y equipo de US\$ 73,8 millones (2,3%) producto de adiciones por US\$ 574,5 millones principalmente construcciones en curso de Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua y PIAM en Argentina, y otras inversiones, neto de depreciación, amortizaciones, castigos, bajas y otros por US\$ 468,5 millones y deterioros en la línea E&P por US\$ 179,8 millones.
- La cuenta Activos por impuestos diferidos aumenta US\$ 281,7 millones al pasar de US\$ 911,3 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 1.193,0 al 31 de diciembre de 2018 (30,9%), principalmente asociado a aumento en las diferencias temporales en activos por pérdidas fiscales por US\$ 158,4 millones; relativos a deterioros US\$ 98,0 millones, relativos a valor neto realizable de inventarios US\$ 36,8 millones, compensado en parte principalmente con una utilización de diferencia temporarias relativos a reservas de cobertura por US\$ 18,6 millones.
- La cuenta Derechos de uso presenta una disminución de US\$ 32,5 millones al pasar de un saldo de US\$ 129,3 millones al 31 de diciembre de 2017 a un saldo al 31 de diciembre de 2018 de US\$ 96,8 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 31 de diciembre de 2018 los pasivos en su conjunto aumentaron en US\$ 253,0 millones (4,2%) 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 aumentan en su conjunto US\$ 208,0 millones, debido a que al 31 de diciembre se mantiene vigente el Bono UF 9.750.000 (US\$ 395,1 millones) el cual se amortizó en su totalidad con fecha 12 de enero de 2019, para lo cual la Empresa había refinanciado pasivos emitiendo con fecha 06 de noviembre de 2018, un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 5,25% anual por un monto de US\$ 680 millones. El pago de capital se realizará en tres cuotas iguales en los años 2027, 2028 y 2029.

- La cuenta Pasivos por arrendamiento (corriente y no corriente) presentan un saldo al 31 de diciembre de 2018 una disminución de US\$ 31,6 millones y que corresponde a la amortización mensual de los contratos en esta modalidad, que consiste en la aplicación de la NIIF 16 “Arrendamientos”.
- Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar presenta un saldo al 31 de diciembre de 2018 presentan un saldo de US\$ 811,5 millones que se compara con los US\$ 866,2 al 31 de diciembre de 2017 y cuya disminución de US\$ 54,7 millones (6,3%) corresponde principalmente a posición de cierre.
- Aumento en Otros pasivos corrientes de US\$ 99,9 millones (59,9%) al pasar de 166,7 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 266,6 millones al 31 de diciembre de 2018, este aumento corresponde principalmente a Pasivos por impuestos corrientes por US\$ 51,6 millones (debido al aumento en impuesto específico a los combustibles de US\$ 49,6) y el aumento en Provisiones corrientes por beneficios a los empleados de US\$ 46,9 millones (aumento de provisiones asociadas al ajuste de dotación por US\$ 33,9 millones y participación en utilidades y bonos del personal por US\$ 8,2 millones).
- El aumento en Otros pasivos no corrientes de US\$ 32,8 millones (13,0%) al pasar de US\$ 251,6 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 284,4 millones al 31 de diciembre de 2018, corresponde principalmente a aumento en Otras provisiones a largo plazo por US\$ 31,4 millones (Desmantelamiento, costos restauración y rehabilitación) y aumento en Otros pasivos no financieros, no corrientes por US\$ 27,6 millones compensado en parte por la disminución en Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados por US\$ 26,7 millones (traspaso a provisión corriente de Indemnización por años de servicios).

#### **PATRIMONIO**

- El Patrimonio aumentó en US\$ 215,2 millones (26,4%) al 31 de diciembre de 2018 respecto al 31 de diciembre de 2017, producto del aporte de capital efectuado por el Ministerio de Hacienda por US\$ 400 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\$ 5,1 millones, neto de la pérdida del ejercicio de US\$ 231,0 millones y ajustes a resultados acumulados por US\$ 0,4 millones.

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

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

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 525,1 millones al 31 de diciembre de 2018 que se compara con US\$ 91,5 millones al 31 de diciembre de 2017.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 538,6 millones al 31 de diciembre de 2018, que se compara con los US\$ 438,0 millones al 31 de diciembre 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\$ 533,0 millones, que se compara con US\$ 709,1 millones al 31 de diciembre de 2017. Esta disminución se debe principalmente a disminución en compras de propiedades, planta y equipo.

El flujo de actividades de financiación al 31 de diciembre de 2018 fue obtención neta de recursos por US\$ 452,1 millones que se compara con US\$ 297,9 millones en el ejercicio 2017. La principal variación fue debido a importes procedentes del aporte de capital de US\$ 400 millones recibido durante el 2018.

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>dic-18</b>	<b>dic-17</b>	<b>Var</b>
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	538,6	438,0	100,5
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(533,0)	(709,1)	176,1
Flujos de efectivo provenientes de actividades de financiación	452,1	297,9	154,2
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	457,6	26,8	430,8
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(24,0)	(1,4)	(22,6)
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	433,6	25,4	408,2
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	91,5	66,1	25,4
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	525,1	91,5	433,6

## 5.- EBITDA

El EBITDA de US\$ 526,4 millones al 31 de diciembre de 2018 se compara con los US\$ 664,5 millones obtenidos en el ejercicio 2017, el detalle es el siguiente:

<b>EBITDA</b>	<b>dic-18</b>	<b>dic-17</b>	<b>Var. US\$</b>	<b>Var.%</b>
<b>Margen Bruto</b>	<b>340,8</b>	<b>506,9</b>	<b>(166,1)</b>	<b>32,8%</b>
Otros ingresos, por función	45,8	41,1	4,7	11%
Costos de distribución	(236,9)	(229,4)	(7,4)	3%
Gastos de administración	(112,1)	(111,9)	(0,2)	0%
Otros gastos, por función	(262,5)	(107,8)	(154,7)	143%
Resultado Operacional	(224,9)	98,9	(323,8)	328%
Depreciación y cuota de agotamiento <sup>(1)</sup>	464,2	426,0	38,2	9%
Abandono pozos exploratorios <sup>(2)</sup>	24,2	23,4	0,8	4%
Costos no absorbidos y otros <sup>(3)</sup>	5,3	1,9	3,4	177%
Amortización por contratos de arrendamiento	43,1	39,7	3,4	9%
Costos campañas exploratorias <sup>(3)</sup>	16,8	17,1	(0,3)	2%
Otros egresos no operacionales	17,8	0,0	17,8	indet.
Deterioro de activos	179,8	57,5	122,3	213%
<b>EBITDA</b>	<b>526,4</b>	<b>664,5</b>	<b>(138,1)</b>	<b>20,8%</b>

<sup>(1)</sup> Ver Nota 14 letra f) en los estados financieros consolidados

<sup>(2)</sup> Ver Nota 31, otros gastos por función, en los estados financieros consolidados

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

<sup>(4)</sup> Ver Nota 31, otros gastos por función, en los estados financieros consolidados

Al 31 de diciembre de 2018 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 120,2 millones, por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 376,3 millones y la Línea Gas y Energía obtuvo un EBITDA de US\$ 29,9 millones; en el ejercicio 2017 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 421,4 millones, por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 242,5 millones y la Línea Gas y Energía fue negativo de US\$ 0,6 millones.

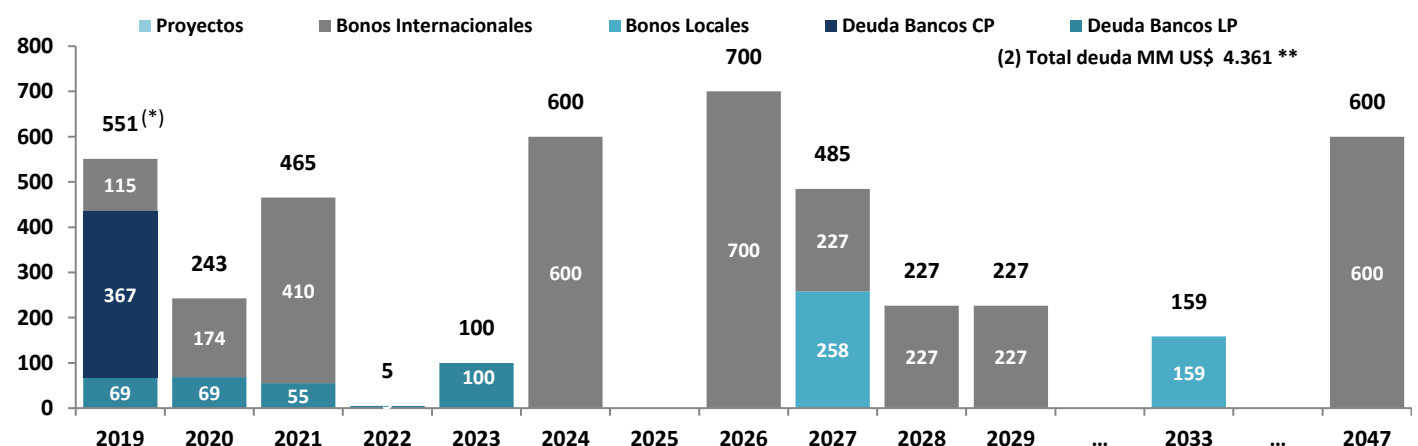
## 6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

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 ejercicio al 31 de diciembre 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	dic-18	dic-18	dic-18	dic-17	dic-17	dic-17
Ingresos actividades ordinarias	7.365,4	646,3	292,8	5.619,0	556,2	244,7
Costos de ventas	(7.241,6)	(483,0)	(285,4)	(5.222,0)	(465,2)	(248,1)
Subtotal	123,8	163,3	7,5	397,0	90,9	(3,5)
ingresos interlíneas	(298,9)	129,6	136,3	(146,7)	73,5	79,8
costos interlíneas	275,7	(60,3)	(113,0)	146,7	(30,4)	(79,8)
subtotal	100,5	232,6	30,7	397,0	134,1	(3,5)
Distribución del corporativo	(10,3)	(10,3)	(2,4)	(9,3)	(9,3)	(2,1)
Margen bruto	90,3	222,3	28,3	387,7	124,8	(5,5)

## 7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

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



(\*): cifra se encuentra neta de saldos en caja disponibles para pago de bono de fecha 12 de enero de 2019, asociados a emisión incorporada en (\*\*).

(\*\*): Incluye nueva emisión ENAP por US\$680 millones, con vencimientos '27-'28 y '29.

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 fueron 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:

LIQUIDEZ		dic-18	dic-17	Var.	Var.%
Liquidez Corriente <sup>(1)</sup>	(veces)	1,19	1,10	0,09	7,7%
Razón Ácida <sup>(2)</sup>	(veces)	0,76	0,60	0,16	26,2%

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

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

ENDEUDAMIENTO		dic-18	dic-17	Var.	Var.%
Razón de endeudamiento <sup>(1)</sup>	(veces)	6,02	7,30	(1,28)	17,5%
Razón de endeudamiento financiero neto <sup>(2)</sup>	(veces)	3,93	5,41	(1,48)	27,3%
Razón de endeudamiento, financiero corriente <sup>(3)</sup>	(porcentaje)	21,95	21,25	0,70	3,3%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente <sup>(4)</sup>	(porcentaje)	78,05	78,75	(0,70)	0,9%
		dic-18	dic-17	Var.	Var.%
Cobertura gastos financieros <sup>(5)</sup>	(veces)	2,16	3,22	(1,06)	33,0%

<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 - efectivo y equivalente) / 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		dic-18	dic-17	Var.	Var.%
<b>Activos</b>					
Activos totales <sup>(1)</sup>	(Millones US\$)	7.238,0	6.769,8	468,3	6,9%
Activos promedio <sup>(2)</sup>	(Millones US\$)	7.003,9	6.306,5	697,4	11,1%
<b>Inventarios</b>					
Rotación de inventarios <sup>(3)</sup>	(veces)	8,08	6,69	1,39	20,7%
Permanencia de inventarios <sup>(4)</sup>	(meses)	1,48	1,79	(0,31)	17,2%

<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		dic-18	dic-17	Var.	Var.%
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio <sup>(1)</sup>	(porcentaje)	(24,72)	2,89	(27,61)	955,1%
Rentabilidad de activos <sup>(2)</sup>	(porcentaje)	(4,03)	0,37	(6,65)	1775,4%

<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.

Con fecha 31 de diciembre de 2018, la realización de la medición del valor recuperable de los activos de la cartera de la línea de negocio E&P a través de método de “valor en uso” determinó un ajuste por deterioro para Enap Magallanes por MUS\$ 150.800 y por Área Magallanes (Argentina) por MUS\$ 29.032; las tasas de descuento utilizadas en las estimaciones actuales corresponden a un 6,4% para el caso de Enap Magallanes y 9,4% para Área Magallanes (Argentina). Los principales eventos y circunstancias que han llevado al

reconocimiento de estas pérdidas por deterioro de valor obedecen a un incremento de la oferta de gas natural en Argentina a partir de incentivos de precio otorgados por el gobierno para potenciar el desarrollo de reservas de gas no convencional, esto produjo una caída de los precios de mercado en dicho país, y las expectativas de recuperación, bajo las actuales condiciones de mercado, no se visualizan en mediano plazo. Además, a partir de la decisión del gobierno argentino de abrir nuevamente las exportaciones de gas natural, a partir de octubre de 2018, ENAP Magallanes dejó de ser el único proveedor de gas natural en Chile.

Considerando lo anterior se reevaluaron las inversiones proyectadas para el año 2019 y siguientes, el nivel de perforación de pozos, consideraciones del desarrollo de área relevante para el potencial de negocio en gas no convencional, estimación de precios a largo plazo para venta empresas y residenciales, y los efectos de cambios en el contexto de los actores que participan en el desarrollo de la industria. La estimación se ha conformado con los flujos de inversiones hasta el año 2030 y de ahí en adelante se realiza una proyección del último flujo por 20 años. Al 31 de diciembre de 2017, la realización de la medición del valor recuperable de los activos de la cartera de la línea de negocio E&P a través de método de “valor en uso” determinó un ajuste por deterioro para Pampa del Castillo por MUS\$ 34.413 y Campamento Central Cañadon Perdido por MUS\$ 21.776.

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 2018, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent ICE registró un promedio de 71,5 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, un 30 % mayor respecto al promedio del año 2017 (54,8 US\$/bbl).

Esta importante recuperación del precio se explica principalmente como el resultado positivo de la estrategia tomada por la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y otros países productores como Rusia a fines del año 2016 con el fin de disminuir la sobreoferta mundial que imperaba y que había llevado el precio del Brent a niveles de 27,5 US\$/bbl por una situación de sobreoferta en el mercado mundial que comenzó el 2014 y se prolongó a lo largo de 2015 y primer semestre del 2016.

De acuerdo con estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, enero 2019) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 100,08 millones de barriles por día

(MMbpd) en 2018, mientras que la oferta mundial fue 100,41 MMbpd, generándose en consecuencia un aumento de inventarios, a nivel mundial, de 0,8 MMbpd con respecto al 2017.

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

	Ene-Dic 2018	Ene-Dic 2017	Variación
<b>DEMANDA</b>	<b>100,08</b>	<b>98,55</b>	<b>1,53</b>
OECD	47,66	47,23	0,43
NO-OECD	52,42	51,32	1,10
<b>OFERTA</b>	<b>100,41</b>	<b>98,05</b>	<b>2,36</b>
Norteamérica	25,17	22,87	2,30
Resto NO-OPEP	36,02	35,87	0,15
LGN y Condensados OPEP	6,65	6,63	0,02
Crudo OPEP	32,57	32,68	-0,11
<b>INVENTARIOS</b>	<b>0,3</b>	<b>-0,5</b>	<b>0,8</b>
<i>Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook Enero 2019"</i>			

A principios del año 2018 el precio del crudo Brent oscilaba alrededor de los 68 US\$/bbl y alcanzó su mayor nivel desde octubre del 2014 en el mes de octubre del 2018 con 86,3 US\$/bbl, para luego descender al menor nivel desde agosto del 2017 el mes de diciembre cuando llegó a 50,5 US\$/bbl.

El año 2018 el precio del crudo Brent alcanzó los niveles más altos desde el año 2014, impulsados por la estrategia de recortes de producción de la OPEP y sus aliados, principalmente Rusia. La OPEP apostó por un mercado equilibrado en cuanto a oferta y demanda, pero la capacidad de reserva limitada terminó apoyando los precios a medida que los barriles de crudo iraní eran retirados gradualmente del mercado debido al embargo de EE.UU. a este país. Si bien las sanciones hacia Irán entrarían en vigor oficialmente el 4 de noviembre, sus efectos se comenzaron a explicitar a fines del primer semestre.

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. Desde Arabia Saudita, trascendió que sus autoridades estarían cómodas con precios del Brent por encima de los 80 US\$/bbl.

Con el inicio el segundo semestre el mercado comenzó a mostrarse expectante ante la inminente guerra comercial entre EE.UU. y China luego de que el 6 de julio comenzó a regir el memorándum firmado por el



presidente Trump que dictaba la aplicación de aranceles a las importaciones de productos industriales y tecnológicos provenientes desde China. Como respuesta, este país anunció que no le quedaba más alternativa que responder de la misma manera a EE.UU. por lo que inmediatamente comenzó a establecer impuestos a productos provenientes de dicho país. el país asiático informó que serían impuestas tarifas de un 25% a los combustibles provenientes desde EE.UU. Bajo este contexto, las perspectivas de demanda se vieron deterioradas lo cual deprimió la valoración del crudo y sus derivados.

Sin embargo, la preocupación del mercado con respecto a un déficit de oferta por parte de EE.UU. comenzó a disminuir debido a informes que dieron cuenta de un constante aumento de las exportaciones de crudo estadounidense. Durante el mes de agosto alcanzaron 2,7 MMbd y con proyección de crecimiento, considerando que debido al recorte de crudo iraní Europa aumentó en un 50% sus requerimientos de combustibles provenientes de dicho país.

La capacidad de reserva limitada de la OPEP continuó respaldando los precios del barril de crudo Brent al alza, lo que se prolongó hasta noviembre.

Durante el mes de noviembre se inició una disminución del precio del crudo ante el temor del mercado de una sobreoferta a nivel mundial. Las cifras de inventarios globales iniciaron una tendencia al alza, junto con alarmantes cifras de menor crecimiento y consumo por parte de China, el segundo consumidor a nivel mundial.

Por otra parte, las exenciones realizadas por el gobierno estadounidense a algunos países para que puedan comprar crudo de Irán se convirtieron en un factor que contribuyó a deprimir los precios. En cuanto a los países beneficiados, se destaca China, India y Corea del Sur, quienes podrán comprar crudo a Irán a un ritmo máximo de 360, 300 y 200 Mbd respectivamente.

En diciembre los productores de petróleo se vieron afectados por una caída del 30% en los precios del crudo desde octubre, ya que la oferta aumentó a la vez que la perspectiva de la demanda se debilitó en medio de una desaceleración económica mundial.

El aumento productivo en gran medida se ha debido a la creciente producción de petróleo crudo de EE.UU., que se ha incrementado en 2,5 MMbd desde principios de 2016 a un récord de 11,7 MMbd, lo que convierte a los Estados Unidos en el mayor productor de crudo del mundo. Hacia fines del 2018, EE.UU. exportó más petróleo crudo y combustible del que importó por primera vez desde 1973.

En la reunión celebrada por la OPEP y sus aliados el 11 de noviembre, Arabia Saudita confirmó que la organización acordaba la necesidad de recortar el suministro de petróleo el próximo año en alrededor 1,2 MMbd, a partir de enero del 2019.

### **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 durante el año 2018 con relación al 2017, siguiendo a grandes rasgos la trayectoria del precio del crudo Brent ICE.

El precio de la gasolina promedió 79,4 US\$/bbl en el 2018, aumentando así en 17% con respecto al 2017. El precio de la gasolina aumentó en menor proporción que el precio del crudo, durante este año. Los inventarios

de gasolinas terminadas en EE.UU. aumentaron en 2,7 MMbbls ubicándose sobre niveles promedio de los últimos 5 años. Por otra parte, la demanda en EE.UU. experimentó una disminución de 30 Mbd.

En el caso del precio del diésel, el promedio de 2018 fue 86,1 US\$/bbl, esto es, 26% mayor al promedio de 2017. El precio del diésel aumentó en línea con el precio del crudo, y durante este año los inventarios de diésel en EE.UU. disminuyeron en 13,7 MMbbls ubicándose bajo el promedio de los últimos 5 años. Adicionalmente, la demanda en EE.UU. experimentó un aumento de 326 Mbd, impulsada por el mayor consumo en transporte en camiones para movilizar la creciente producción de crudo shale oil.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 60,0 US\$/bbl durante 2018, con un aumento de 30 % con respecto a 2017. El precio del fuel oil N° 6 aumentó en línea con el precio del crudo, presentando un diferencial en relación con el precio del crudo superior a lo esperado debido a la menor disponibilidad de crudos pesados en el mercado por las sanciones al crudo iraní, así como la constante disminución del crudo venezolano.

## **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.