



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

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

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2018

A continuación, se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, al 30 de junio de 2018 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, y los resultados consolidados de ENAP, para los períodos comprendidos entre el 1 de enero y el 30 de junio 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\$ 2,0 millones al 30 de junio de 2018 menor en US\$ 38,0 millones con el obtenido a junio de 2017 de US\$ 40,0 millones. El EBITDA alcanzó los US\$ 297,6 millones, inferior en US\$ 24,8 millones al obtenido en igual período de 2017. El patrimonio de ENAP alcanzó los US\$ 858,4 millones al 30 de junio de 2018 que se compara con los US\$ 815,6 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2017.

El Margen Bruto Consolidado alcanzó los US\$ 199,8 millones, el cual se explica por el margen bruto de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C) de US\$ 76,0 millones, Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P) de US\$ 108,7 millones y Línea de Negocio Gas y Energía de US\$ 15,1 millones.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de R&C de US\$ 76 millones fue inferior en US\$ 105 millones respecto mismo período de 2017, principalmente debido a un mayor costo de materia prima respecto del periodo anterior y menores descuentos en la compra de la canasta de crudos que explican un menor margen bruto de US\$ 48 millones. Asimismo, el cambio en la curva de los precios futuros del crudo respecto al año 2017, escenario de contango en el 2017 y de backwardation en 2018, explican una reducción del margen bruto por US\$ 40 millones. Finalmente, un mayor costo de energía y otros cargos explican una reducción del margen bruto de US\$ 17 millones.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de E&P de US\$ 108,5 millones tuvo una variación positiva de US\$ 56,7 millones respecto al mismo período del año anterior, explicado principalmente por Argentina debido a mayores ingresos de crudo por mayor volumen a venta y mejores precios, así como también mayores ingresos de gas por mayor volumen por US\$25,2 millones. Enap Magallanes debido a un menor costo de cuota de agotamiento por actualización de reservas, mayores ingresos de raw product por mayor volumen vendido y mayores precios, junto con mayores ventas de gas por mayor volumen explican un aumento del margen bruto de US\$ 18,2 millones. Finalmente, Ecuador presenta un aumento del margen por US\$ 13,3 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayor producción explicado por los buenos resultados de los pozos de MDC.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de G&E tuvo un margen positivo de US\$ 15,8 millones y se compara positivamente con los US\$ 1,3 millones obtenidos en el período enero-junio de 2017, el cual se explica principalmente por: (i) Margen por capacidad de regasificación reservada para contratos US\$10 millones, (ii) efecto precio que obedece a paridades y marcador Brent más altos que el 2017 por US\$ 2 millones, (iii) Ventas spot y otros ingresos por US\$ 3,8 millones.

Durante el primer semestre del 2018, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de dólares por barril 71,0 (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, mayor en 34% con respecto al promedio de enero-junio de 2017 (52,8 US\$/bbl).

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	jun-18	jun-17	Var	Var. %
Ingresos de actividades ordinarias	4.158,3	3.103,3	1.055,0	34,0%
Costos de ventas	(3.958,5)	(2.869,6)	(1.088,9)	37,9%
Margen bruto	199,8	233,7	(33,9)	14,5%
Otros ingresos, por función	40,6	15,2	25,4	167,1%
Costos de distribución	(123,9)	(109,3)	(14,6)	13,4%
Gastos de administración	(61,1)	(50,0)	(11,1)	22,2%
Otros gastos, por función	(16,5)	(18,2)	1,7	9,3%
Ganancia de actividades operacionales	38,9	71,4	(32,5)	45,5%
Otras ganancias (pérdidas)	0,0	16,9	(16,9)	100,0%
Ingresos financieros	1,6	2,1	(0,5)	23,8%
Costos financieros	(115,5)	(93,5)	(22,0)	23,5%
Participación en asociadas	10,9	7,8	3,1	39,7%
Diferencias de cambio	(13,5)	(0,5)	(13,0)	2600,0%
(Pérdida) ganancia antes de impuestos	(77,6)	4,2	(81,8)	1947,6%
Beneficio por impuestos a las ganancias	79,6	35,8	43,8	122,3%
Utilidad del periodo	2,0	40,0	(38,0)	95,0%

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	jun-18	dic-17	Var	Var. %
ACTIVOS	7.202,2	6.769,8	432,4	6,4%
Efectivo y equivalentes al efectivo	107,9	91,5	16,4	17,9%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	813,6	822,3	(8,7)	1,1%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	40,5	33,1	7,4	22,4%
Inventarios	1.293,3	1.039,0	254,3	24,5%
Activos por impuestos corrientes	240,8	217,7	23,1	10,6%
Otros activos financieros corrientes	13,7	0,8	12,9	1612,5%
Otros activos corrientes	16,4	24,4	(8,0)	32,8%
Activos no corrientes clasificados para la venta	41,0	41,0	0,0	0,0%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	138,0	135,2	2,8	2,1%
Propiedades, planta y equipo, neto	3.332,4	3.240,7	91,7	2,8%
Activos por impuestos diferidos	978,8	911,3	67,5	7,4%
Derechos de uso	107,8	129,3	(21,5)	16,7%
Otros activos no corrientes	78,0	83,5	(5,5)	6,5%
PASIVOS	6.343,8	5.954,2	389,6	6,5%
Otros Pasivos financieros corrientes	1.623,5	960,2	663,3	69,1%
Otros pasivos arrendamientos corrientes	40,8	42,2	(1,4)	3,3%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.119,4	866,2	253,2	29,2%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	7,7	20,1	(12,4)	61,7%
Otros pasivos corrientes	138,7	166,7	(28,0)	16,8%
Otros pasivos financieros no corrientes	3.097,2	3.558,4	(461,2)	13,0%
Pasivos por arrendamiento, no corriente	69,3	88,8	(19,5)	22,0%
Otros pasivos no corrientes	247,2	251,6	(4,4)	1,7%
PATRIMONIO	858,4	815,6	42,8	5,2%

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS				
Cifras en Millones de dólares (US\$)				
	jun-18	jun-17	Var. US\$	Var. %
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	2.769,1	2.210,2	558,9	25,3%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	857,3	447,3	410,0	91,7%
Ingresos por ventas E&P	369,5	305,5	64,0	21,0%
Otros ingresos	4,8	10,0	(5,2)	52,3%
Ingresos por ventas gas natural importado	157,6	130,3	27,4	21,0%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	4.158,3	3.103,3	1.055,1	34,0%

El aumento en los ingresos ordinarios de US\$ 1.055,1 millones, se explica principalmente por mayores ventas de productos propios por US\$ 558,9 millones (25,3%). De este incremento, US\$ 525,8 millones se explican producto del aumento del precio internacional de los productos que implicaron un aumento en el precio de los productos propios desde 67,0 US\$/Bbl a junio de 2017 a 80,7 US\$/Bbl a junio de 2018 (23,8%). Adicionalmente, el aumento en el volumen vendido en el período explica un incremento de los ingresos por US\$33,1 millones (1,5%). El incremento de volumen respecto al periodo anterior en R&C es de Mm3 790 (12,5%) , en la línea E&P de Mboe 645 (6.9 %) y en la línea de G&E una disminución de MM Mbtu -472 (2,8%).

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\$ 410,0 millones. De este incremento, US\$ 249,0 millones se explican por un incremento en el volumen de venta que subió de 6.416,0 MBbl a 9.737,2 MBbl, asociado a mayor demanda. Junto a lo anterior, el precio de venta aumentó desde 69,7 US\$/Bbl a 88,0 US\$/Bbl lo que explica que a nivel de ingresos se refleje un aumento de US\$ 161 millones.

Los ingresos por venta en E&P aumentaron en US\$ 64,0 millones, originado principalmente en la filial Argentina con un aumento de US\$ 25,2 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayores volúmenes y precios y mayores ingresos de gas por mayor volumen; seguido de la filial en Ecuador que aumentó en US\$ 16,7 millones los ingresos asociado principalmente a MDC por mayor producción versus el año anterior (+44%). Egipto aumentó los ingresos en US\$ 6 millones debido a mayor precio de Brent y Enap Magallanes presenta un aumento de US\$ 16,1 millones debido a mayores ingresos de raw product por mayor volumen y precio, junto con mayores exportaciones de gas y mayores ventas a industriales nacionales.

Los ingresos por venta de gas natural importado aumentaron en US\$ 27,4 millones debido principalmente a mayor marcador Brent respecto al año 2017, lo cual impactó positivamente en los precios de venta 2018, superando en 1,87 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\$ 42,1 millones. Esto representa una rebaja del 8% con respecto a los US\$ 45,8 millones al 30 de junio de 2017, a pesar del mayor volumen de ventas a Gasco cuyo consumo se vio incrementado en el primer semestre en un 7% respecto al mismo período de 2017.

COSTOS DE VENTAS

En línea con el alza en los ingresos, los costos de ventas al 30 de junio de 2018 presentan un aumento de US\$ 1.088,9 millones, lo que finalmente hace caer el margen de beneficio bruto en US\$ 33,9 millones, esto representa una disminución desde un 8% de las ventas a un 5%. El detalle es el siguiente:

Ratio Costos de ventas a Ingresos de actividades	jun-18	%	jun-17	%	Var
Ingresos de actividades ordinarias	4.158,3	100%	3.103,3	100%	1.055,0
Costos de ventas	(3.958,5)	-95%	(2.869,6)	-92%	(1.088,9)
Margen bruto	199,8	5%	233,7	8%	(33,9)

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

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costos de ventas desagregados	jun-18	jun-17	Var	Var. %
Costos por compra de crudo	(2.364,7)	(1.682,5)	(682,3)	40,6%
Costos operacionales no crudo	(369,9)	(383,5)	13,5	3,5%
Costo de producción E&P	(253,5)	(249,7)	(3,8)	1,5%
Costos de compra de productos	(829,7)	(426,3)	(403,4)	94,6%
Costo por venta de gas natural	(140,7)	(127,6)	(13,1)	10,3%
TOTAL COSTOS DE VENTAS	(3.958,5)	(2.869,6)	(1.088,9)	37,9%

El costo de compra de crudo aumentó US\$ 682,3 millones (40,6%) lo que se explica principalmente por un alza en el precio del costo de la materia prima, que pasó de 51,8 US\$/Bbl promedio a junio en el año 2017 a un promedio de 70,8 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\$ 125.092 y abono de MUS\$ 17.440 por los períodos terminados al 30 de junio 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-junio de 2018 respecto a igual período en 2017:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Detalle Costos no crudo	jun-18	jun-17	Var	Var. %
Costos variables	(103,3)	(149,3)	45,9	30,8%
Costos fijos	(157,5)	(135,6)	(21,9)	16,2%
Depreciación	(91,1)	(80,8)	(10,3)	12,7%
Logística	(18,0)	(17,8)	(0,2)	1,1%
TOTAL COSTO NO CRUDO	(369,9)	(383,5)	13,5	3,5%

Los costos variables en el periodo presentan una disminución de 30,8% influenciado por el ajuste de la provisión por deterioro de repuestos capitalizables, antes de depreciación por US\$ 58 millones. En

contrapartida, hay un aumento de los costos por energía por US\$ 12,1 millones, por mayor costo del Brent (efecto en fuel gas). Por otra parte, los costos fijos aumentaron 16,2% al aumentar los gastos de personal producto de la variación del tipo de cambio e IPC por US\$ 13 millones y un aumento de costo en contratos de almacenamiento, construcción y mantenimiento por US\$ 8 millones. La depreciación se incrementa en US\$ 10 millones ya que incorpora depreciación asociada a los repuestos capitalizables.

MARGEN PRIMO

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Productos propios	jun-18	jun-17	Var	Var. %
Ingresos por ventas	2.769,1	2.210,2	558,9	25,3%
Costo de venta primo	(2.364,7)	(1.682,5)	(682,2)	40,5%
Margen primo total	404,5	527,7	(123,2)	23,4%
MARGEN PRIMO US\$ / Bbl	11,7	15,5	(3,8)	24,6%

El Margen Primo Unitario promedio en el período enero-junio de 2018 disminuyó US\$ 3,8 US\$/Bbl, lo que representa US\$ 123,2 millones de menor margen primo respecto del periodo anterior.

Este menor margen primo se relaciona principalmente con un mayor costo de materia prima respecto del periodo anterior y menores descuentos en la compra de la canasta de crudos por US\$ 48 millones; asimismo, el cambio de escenario en la curva de los precios futuros del crudo respecto al año 2017, backwardation en 2018 versus contango en 2017 explican una reducción del margen bruto por US\$ 40 millones.

El detalle es el siguiente:

Margen Primo - Producción Propia 2018 (US\$/Bbl)							
	ene	feb	mar	abr	may	jun	Prom. 1er Sem.
Precio de venta	81,5	83,0	77,1	79,7	87,2	86,6	82,5
Costo materia prima	69,7	70,0	65,7	67,8	75,9	75,8	70,8
Margen US\$/Bbl	11,8	13,0	11,4	11,9	11,3	10,9	11,7

Margen Primo - Producción Propia 2017 (US\$/Bbl)							
	ene	feb	mar	abr	may	jun	Prom. 1er Sem.
Precio de venta	71,7	67,7	66,7	66,1	65,8	63,8	67,0
Costo materia prima	52,4	53,0	54,2	48,9	51,0	49,2	51,4
Margen US\$/Bbl	19,4	14,7	12,6	17,2	14,7	14,7	15,5

Para la línea E&P, a pesar de los mayores volúmenes de venta y los mayores ingresos, el incremento en costos se explica casi en su totalidad por la mayor provisión en la participación de trabajadores en Ecuador por las mayores utilidades de la filial.

VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Otros ingresos por función aumentaron US\$ 25,4 millones al pasar de un saldo de US\$ 15,2 millones al 30 de junio de 2017 a US\$ 40,6 millones en el mismo período de 2018 principalmente debido a que se presenta en otros ingresos US\$ 28 millones, por un ajuste a la provisión de deudores incobrables.

Los Costos de distribución presentan un aumento de US\$ 14,6 millones al pasar de US\$ 109,3 millones al 30 de junio de 2017 a US\$ 123,9 millones al 30 de junio de 2018 debido al aumento en contratos logísticos en Magallanes para cubrir incrementos de exportaciones y de importaciones de LPG por US\$ 5,9 millones asociados al aumento en ventas LPG a Junio 2018 de US\$ 52 millones; aumento en precios de contratos con proveedores de transporte US\$ 3 millones; aumento de IPC y apreciación del peso chileno en 7,5%, por US\$ 1,2 millones; US\$1,3 millones Otros costos del personal (bonos, becas, etc.); US\$ 1,6 millones Iniciativas operacionales (Compresor Boca Pozo Gas Baja Cullen Gen 6, Normalización Poliducto Dual, reparación compresor); US\$ 1,9 millones otras variaciones.

Los Gastos de administración aumentaron en US\$ 11,1 millones al 30 de junio de 2018 al pasar de US\$ 50,0 millones al 30 de junio de 2017 a US\$ 61,1 millones al 30 de junio de 2018. Este incremento corresponde principalmente al rubro personal que aumentó US\$ 2,5 millones asociados a variación IPC 2,5% y apreciación CLP en 7,5%; US\$ 3,2 millones por provisiones de personal y otros efectos diversos.

Las Otras ganancias disminuyeron US\$ 16,9 millones, debido a que al 30 de junio de 2018 no presenta movimiento. Al 30 de junio de 2017 se reflejaba en esta cuenta la utilidad en la venta de las oficinas de su casa matriz, ubicadas en Av. Vitacura 2736 y la utilidad en la venta de derechos asociados a GNL Quintero S.A.

Los Costos financieros presentan un aumento de US\$ 22,0 millones al pasar de US\$ 93,5 millones al 30 de junio de 2017 a US\$ 115,57 millones al 30 de junio de 2018, este aumento se explica principalmente por: i) el aumento por US\$ 6,0 millones de intereses financieros de préstamos bancarios está asociado a un aumento de la tasa libor utilizados para financiar capital de trabajo ii) intereses adicionales por US\$ 14,4 millones relacionados con variación en el stock de deuda.

La diferencia de cambio pasó de un saldo negativo de US\$ 0,5 millones al 30 de junio de 2017 a un saldo negativo de US\$ 13,5 millones al 30 de junio 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\$ 79,6 millones al 30 de junio de 2018, lo que se compara con el beneficio de US\$ 35,8 millones obtenido al 30 de junio de 2017, este mayor abono por impuesto a las ganancias de US\$ 43,8 millones se explica en el siguiente cuadro:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Desglose de impuestos	jun-18	jun-17	Var.	Var. %
Resultados antes de impuestos	(77,6)	4,2	(81,8)	1952,4%
Impuesto a la renta, Chile	(3,4)	(5,5)	2,1	38,5%
Impuestos pagados en el exterior	(12,4)	(2,2)	(10,3)	476,3%
Impuestos diferidos	46,6	10,8	35,8	332,2%
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%	48,8	32,6	16,2	49,7%
Utilidad del periodo	2,0	40,0	(38,0)	95,0%

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Al 30 de junio de 2018 el total de activos presenta un aumento de US\$ 432,4 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\$ 16,4 millones (17,9%) explicada por la principalmente por la posición de cierre de saldos en bancos que aumentó US\$ 25,1 millones dado los compromisos de corto plazo asumidos, compensado en parte por una disminución en los depósitos a plazo de US\$ 8,3 millones.

- La cuenta Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes disminuye US\$ 8,7 millones al pasar de US\$ 822,3 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 813,6 millones al 30 de junio de 2018 (1,1%) debido principalmente a mayor recaudación a pesar de incremento en los precios nominales.

- Las Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente refleja un aumento de US\$ 7,4 millones (22,4%) con respecto al 31 de diciembre de 2017 principalmente debido al aumento de US\$ 4,9 millones con el Ministerio de Energía por compensación de Gas en Magallanes y a un aumento en cuenta por cobrar a GNL Chile S.A. por US\$ 1,9 millones.

- El rubro Inventarios refleja un aumento de US\$ 254,3 millones (24,5%) con respecto al 31 de diciembre de 2017. La principal variación está en el inventario de productos que aumenta US\$ 176,9 millones desde US\$ 532,0 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 708,9 millones al 30 de junio de 2018, principalmente por un aumento en el precio el cual pasó desde los 71,6 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2017 a 84,1 US\$/Bbl al 30 de junio de 2018 y un aumento menor en el volumen de 89,7 Mm³.

El inventario de petróleo crudo en existencias y en tránsito que aumentó US\$ 88,8 millones, desde US\$ 430,2 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 519,1 millones al 30 de junio de 2018, explicado por un aumento de 18,5% en el precio unitario del crudo el cual pasó desde los 61,9 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2017 a 73,4 US\$/Bbl al 30 de junio de 2018, compensado en parte por una disminución en el volumen de inventarios de 46,9 Mm³.

Adicionalmente hay un menor volumen de Materiales en bodega por mayores consumos por US\$ 11,5 millones.

- La cuenta Otros activos financieros corrientes aumenta US\$ 12,9 millones al pasar de US\$ 0,8 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 13,7 millones al 30 de junio de 2018, principalmente debido al aumento en derivados de coberturas.

- Una disminución en Otros activos no corrientes de US\$ 5,4 millones (6,4%) principalmente en Cuentas por cobrar no corriente de otros deudores.

- Un aumento en la cuenta Propiedades, planta y equipo, neto de US\$ 91,7 millones (2,8%) principalmente producto de: Aumento US\$ 268,6 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, aumento US\$ 48 millones por repuestos capitalizables, neto de depreciación acumulada y disminución por depreciaciones, castigos, bajas y otros por US\$ 224,9 millones.

- La cuenta Derechos de uso presenta una disminución de US\$ 21,5 millones al pasar de un saldo de US\$ 129,3 millones al 31 de diciembre de 2017 a un saldo al 30 de junio de 2018 de US\$ 107,8 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.

- La cuenta Activos netos por impuestos diferidos aumenta US\$ 67,5 millones al pasar de US\$ 911,3 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 978,8 al 30 de junio de 2018 (4,8%), principalmente asociado a aumento en las diferencias temporales en activos por pérdidas fiscales por US\$ 116,3 millones compensado en parte con una utilización de diferencia temporarias de impuesto diferido por US\$ 48,8 millones, principalmente impuestos diferidos asociado a provisión de materiales por US\$ 15,8 millones y otras provisiones por US\$ 33,0 millones.

PASIVOS

Al 30 de junio de 2018 los pasivos en su conjunto aumentaron en US\$ 389,6 millones (6,5%) 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 30 de junio de 2018 de US\$ 1.118,2 millones que se compara con los US\$ 866,2 al 31 de diciembre de 2017 y cuyo aumento de US\$ 252,0 millones (29,1%) corresponde principalmente a posición de cierre, en línea con el incremento de precio en los Inventarios de crudo y producto que aumentaron un 24,5%.

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

- La disminución en Otros pasivos corrientes de US\$ 28,0 millones (16,8%) al pasar de 166,7 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 138,7 millones al 30 de junio de 2018, esta disminución corresponde principalmente a la disminución de pasivos por impuestos corrientes, (Impuestos a la renta por pagar e impuesto específico a los combustibles).

- La disminución en Otros pasivos no corrientes de US\$ 6,3 millones (2,5%) al pasar de 251,6 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 245,36 millones al 30 de junio de 2018, esta disminución corresponde principalmente a la disminución de provisiones no corrientes por beneficio a los empleados.

- Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes, que aumentan en su conjunto US\$ 205,2 millones explicado por incremento en deuda de corto plazo para financiar capital de trabajo en US\$300 millones (principalmente efecto precio crudo), compensada parcialmente por menor uso de línea de sobregiro en Chile en US\$49 millones desde US\$69 millones en diciembre 2017 a US\$20 millones a junio 2018 y por efecto de tipo de cambio que afecta la valorización en la cuenta Otros pasivos financieros, disminuyendo en US\$42 millones con respecto a diciembre 2017.

- La cuenta Pasivos por arrendamiento (corriente y no corriente) presentan un saldo al 30 de junio de 2018 de US\$ 110,1 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 semestre de 2018 no se han incorporado contratos nuevos bajo esta modalidad (NIIF 16).

PATRIMONIO

- El Patrimonio aumentó en US\$ 42,8 millones (2,4%) al 30 de junio de 2018 respecto al 31 de diciembre de 2017, producto de la utilidad del período de US\$ 2,0 millones más una utilidad por reservas de coberturas de flujo de caja por US\$ 56 millones, al aplicar IFRS 9 y modificar el criterio de reconocimiento contable de las coberturas desde flujo de caja a valor razonable; compensado con cargos por otras reservas de US\$ 9 millones y ajustes del período a resultados acumulados por US\$ 6,2 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 30 de junio de 2018 y 2017, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 107,9 millones al 30 de junio de 2018 que se compara con US\$ 115,2 millones al 30 de junio de 2017.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 168,5 millones al 30 de junio de 2018, que se compara con los US\$ 347,1 millones al 30 de junio 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\$ 264,8 millones, que se compara con US\$ 301,8 millones al 30 de junio de 2017. Esta disminución se debe principalmente a disminución en Capex durante el periodo comparado.

El flujo de actividades de financiación al 30 de junio de 2018 fue obtención neta de recursos por US\$ 122,8 millones que se compara con US\$ 11,1 millones en el mismo período de 2017. Las principales variaciones fueron debido a que durante el primer semestre de 2018 se obtuvieron mayores importes procedentes de préstamo de corto plazo, para cubrir las necesidades de inversión.

El detalle de los principales rubros es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	jun-18	jun-17	Var	Var. %
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	168,5	347,1	(178,6)	51,5%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(264,8)	(301,8)	36,9	12,2%
Flujos de efectivo (utilizados en) provenientes de actividades de financiación	122,8	11,1	111,6	1003,7%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	26,5	56,5	(30,0)	53,1%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(10,0)	(7,3)	(2,7)	36,9%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	16,4	49,1	(32,7)	66,6%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	91,5	66,1	25,4	38,4%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	107,9	115,2	(7,3)	6,3%

5.- EBITDA

El EBITDA de US\$ 297,6 millones al 30 de junio de 2018 se compara con los US\$ 322,4 obtenidos en el mismo período de 2017, el detalle es el siguiente:

EBITDA	jun-18	jun-17	Var. US\$	Var. %
Margen Bruto	199,8	233,7	(33,9)	14,5%
Otros ingresos, por función	40,6	15,2	25,3	166%
Costos de distribución	(123,9)	(109,3)	(14,6)	13%
Gastos de administración	(61,1)	(50,0)	(11,1)	22%
Otros gastos, por función	(16,5)	(18,2)	1,7	9%
Resultado Operacional	38,9	71,5	(32,6)	46%
Depreciación y cuota de agotamiento ⁽¹⁾	224,1	222,7	1,4	1%
Abandono pozos exploratorios ⁽²⁾	4,1	6,4	(2,4)	37%
Costos no absorbidos y otros ⁽³⁾	2,4	1,0	1,4	149%
Amortización por contratos de arrendamiento	20,4	13,8	6,6	48%
Costos campañas exploratorias ⁽³⁾	7,8	7,0	0,7	11%
EBITDA	297,6	322,4	(24,8)	7,7%

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

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

⁽³⁾ Incorporado en el rubro Costo de Ventas

Al 30 de junio de 2018 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 93,5 millones, por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 192,9 millones y la Línea Gas y Energía obtuvo un EBITDA de US\$ 11,2 millones; en el mismo período de 2017 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 204, millones, por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 121,2 millones y la Línea Gas y Energía fue negativo de US\$ 3,3 millones.

6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

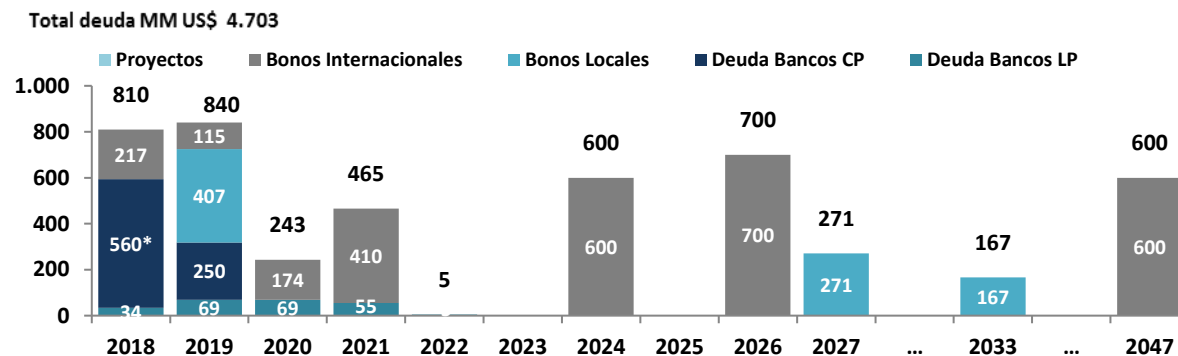
El presente desglose por segmentos de negocio muestra la contribución al margen bruto de las operaciones de

la línea Refinación y Comercialización (R&C), de la línea Exploración y Producción (E&P) y de la línea Gas y Energía (G&E) para el período al 30 de junio 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	jun-18	jun-18	jun-18	jun-17	jun-17	jun-17
Ingresos actividades ordinarias	3.694,2	306,3	157,6	2.699,5	273,3	130,3
Costos de ventas	(3.615,1)	(229,1)	(141,8)	(2.514,8)	(236,5)	(128,9)
Subtotal	79,1	77,2	15,8	184,8	36,8	1,4
ingresos interlíneas	(92,9)	63,2	50,3	(70,0)	32,2	37,8
costos interlíneas	92,9	(28,5)	(50,3)	70,0	(13,2)	(37,8)
subtotal	79,1	111,8	15,8	184,8	55,8	1,4
Distribución del corporativo	(3,1)	(3,1)	(0,7)	(3,7)	(3,7)	(0,8)
Margen bruto	76,0	108,7	15,1	181,1	52,1	0,6

7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 30 DE JUNIO 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\$ 180 millones en Enap Sipetrol Argentina y uso de líneas de sobregiro por MMUS\$20 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	jun-18	dic-17	Var.	Var. %
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	0,88	1,10	(0,23)	20,7%
Razón Ácida ⁽²⁾	0,43	0,60	(0,16)	27,4%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO	jun-18	dic-17	Var.	Var. %
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	7,39	7,10	0,29	4,1%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	5,33	5,26	0,06	1,2%
Razón de endeudamiento, financiero corriente ⁽³⁾	34,39	21,25	13,14	61,8%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente ⁽⁴⁾	65,61	78,75	(13,14)	16,7%
	jun-18	jun-17	Var.	Var. %
Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾	2,58	3,45	(0,87)	25,2%

⁽¹⁾ Razón de endeudamiento = (Total pasivos corrientes + Total pasivos no corrientes) / Patrimonio total

⁽²⁾ Razón de endeudamiento financiero neto = (Pasivos Financieros - Activos financieros-efect y eq al efect) / Patrimonio total

⁽³⁾ Razón de endeudamiento, corriente = Pasivo financiero corriente / Total pasivos financieros

⁽⁴⁾ Razón de endeudamiento, no corriente = Pasivo financiero no corriente / Total pasivos financieros

⁽⁵⁾ Cobertura gastos financieros = EBITDA / Costos financieros

ACTIVIDAD	jun-18	dic-17	Var.	Var. %
Activos				
Activos totales ⁽¹⁾	7.202,2	6.792,8	409,4	6,0%
Activos promedio ⁽²⁾	6.997,5	6.318,0	679,5	10,8%
Inventarios				
Rotación de inventarios ⁽³⁾	6,85	6,69	0,15	2,3%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	1,75	1,79	(0,04)	2,3%

⁽¹⁾ Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

⁽²⁾ Activos promedio = (Activos Totales del período actual + Activos totales año anterior) / 2

⁽³⁾ Rotación de inventarios = Costo de venta últimos doce meses / Inventario promedio últimos doce meses

⁽⁴⁾ Permanencia de inventarios = Inventario promedio últimos doce meses / Costo de venta últimos doce meses (promedio mensual)

RENTABILIDAD	jun-18	dic-17	Var.	Var. %
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	(1,62)	2,89	(4,51)	155,9%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(0,27)	0,37	(2,88)	769,7%

⁽¹⁾ Rentabilidad de patrimonio promedio = Resultado últimos 12 meses / ((Patrimonio período actual + Patrimonio período anterior) / 2)

⁽²⁾ 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 semestre del 2018, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de dólares por barril 71,0 (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, mayor en 34% con respecto al promedio de enero-junio de 2017 (52,8 US\$/bbl).

Durante el primer semestre los factores geopolíticos fueron los protagonistas en el aumento de precios de crudos y productos a nivel mundial. La política productiva de la OPEP y sus aliados continuaron sosteniendo los precios, exhibiendo un firme compromiso con sus recortes de suministro. El cumplimiento de la OPEP alcanzó un promedio de 125% a fines del primer semestre, con un nivel productivo situado bajo 32 MMbd, su menor nivel en un año. Este menor nivel productivo, sumado a disrupciones que presionaron aún más el delicado equilibrio entre la oferta y demanda por crudo, impulsaron los precios. En este sentido destacan las protestas laborales que enfrentó la empresa estatal petrolera de Libia, la actual crisis económica de Venezuela y su constante disminución en la producción, así como los conflictos geopolíticos entre Irán y EE.UU. El mercado se encontraba expectante ante la reunión del 22 de junio que sostendrían la OPEP y Rusia, ya que se rumoreaba un aumento en las cuotas de producción para así equilibrar el déficit ocasionado por la menor producción de Irán, Venezuela y Libia. Se esperaba al menos 1 MMbd de aumento. Sin embargo, luego de reunirse, la OPEP y Rusia anunciaron su intención de ajustarse en un 100% a las cuotas de producción establecidas en un principio. Finalmente, Arabia Saudita y Rusia informaron que la producción sería incrementada en 1 MMbd a partir de julio reafirmando que la medida sería respetada en un 100%.

De acuerdo a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, julio 2018) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 99,6 millones de barriles por día (MMbd) en el período enero-junio 2018 mientras que la oferta mundial fue de 99,4 MMbpd, generándose en consecuencia un aumento de inventarios, a nivel mundial, de 0,3 MMbpd con respecto al mismo período del año anterior.

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

	Ene-Jun 2018	Ene-Jun 2017	Variación
DEMANDA	99,63	97,93	1,70
OECD	47,26	46,80	0,46
NO-OECD	52,37	51,13	1,24
OFERTA	99,38	97,38	1,99
Norteamérica	24,47	22,42	2,05
Resto NO-OPEP	35,84	35,89	-0,05
LGN y Condensados OPEP	6,92	6,88	0,04
Crudo OPEP	32,15	32,20	-0,04
INVENTARIOS	-0,3	-0,5	0,3
<i>Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook Julio 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-junio 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 81,1 US\$/bbl en enero-junio de 2018, aumentando así en 25% con respecto al mismo período de 2017. El precio de la gasolina siguió la tendencia del crudo. En EE.UU. el consumo promedio de gasolina aumentó en 0,8% en relación al período anterior y la acumulación promedio de los inventarios de gasolina disminuyó 1,6 %. Los inventarios continúan sobre el promedio de los últimos cinco años.

En el caso del precio del diésel, fue impulsado por el aumento de consumo debido a incremento en el sector transporte por la creciente producción de shale oil y capacidad limitada de transporte en oleoductos. El promedio del período enero-junio de 2018 fue 85,2 US\$/bbl, esto es, 32% mayor al promedio de enero-junio del año pasado. El precio del diésel tuvo un incremento mayor al precio del crudo. En EE.UU. los inventarios promedio de diésel exhibieron una caída de 16,4% a la vez que su consumo se fortaleció en 2,1% respecto al período anterior. A diferencia de la gasolina, los inventarios del diésel terminaron ubicándose bajo el promedio de los últimos cinco años.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un precio promedio de 24,2 US\$/bbl en el período enero-junio de 2018, con un aumento de 32% con respecto al mismo período en 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 U\$ 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.