



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

**CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO
TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2017

A continuación, se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, al 31 de diciembre de 2017 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, y los resultados consolidados de ENAP, para los ejercicios comprendidos entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de los años 2017 y 2016. Todas las cifras están expresadas en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS).

1.- RESUMEN EJECUTIVO

ENAP en un contexto de mercado internacional adverso para la industria con mayores costos de compra de crudos logró un resultado positivo de US\$ 23,7 millones al 31 de diciembre de 2017 y un EBITDA de US\$ 664,5 millones. Este EBITDA superior en US\$ 47 millones a la cifra esperada en el Plan Anual de Gestión de ENAP (PAG) ha sido consecuencia de la gestión de la Administración que logró minimizar los efectos negativos para este ejercicio en el mercado internacional, manteniendo resultados positivos y un EBITDA superior a los US\$ 600 millones en los últimos 5 años. Producto de lo anterior el patrimonio de ENAP se incrementó alcanzando los US\$ 838,6 millones al 31 de diciembre de 2017.

El Margen Bruto Consolidado alcanzó los US\$ 507,0 millones, el cual se explica por el margen bruto de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C) de US\$ 387,7 millones, Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P) de US\$ 124,8 millones y Línea de Negocio Gas y Energía un margen negativo de US\$ 5,5 millones.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de R&C de US\$ 387,7 millones fue inferior a los US\$ 427,9 millones obtenidos en el ejercicio 2016 a consecuencia de un mayor costo de la canasta de refinación donde se obtuvieron menores descuentos en la compra de crudo y también por un aumento de los costos no crudo relacionado con el aumento del precio internacional del crudo Brent, sumado a la mayor utilización de cargas complementarias, las cuales también aumentaron su costo. Lo anterior se vio compensado positivamente con mayores volúmenes de venta de producción propia y la gestión operacional de las refinerías.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de E&P de US\$ 124,8 millones tuvo una variación negativa de US\$ 8,1 millones respecto del año anterior, explicado por menores ingresos de crudo debido a menores volúmenes de venta y mayores costos de lifting en Argentina y un mayor costo de cuota de agotamiento en Magallanes. Lo anterior fue compensado positivamente con aumento de volúmenes de venta de Gas en Magallanes y aumento de ingresos y márgenes de Ecuador por mayor producción de nuevos pozos y un mayor margen en Egipto debido a menor lifting cost y menores costos de transporte asociados al funcionamiento del pipeline.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de G&E tuvo un margen negativo de US\$ 5,5 millones y se compara positivamente con los US\$ 13,6 millones negativos obtenidos en el ejercicio 2016, el cual se explica principalmente por: (i) Mayor exportación de volúmenes hacia Argentina y (ii) a la incorporación del margen de venta de energía.

En el ejercicio enero-diciembre de 2017, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent ICE registró un promedio de 54,8 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, un 22 % mayor respecto al promedio del año 2016 (45,1 US\$/bbl).

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	dic-17	dic-16	Var	Var. %
Ingresos de actividades ordinarias	6.420,2	5.217,1	1.203,1	23,1%
Costos de ventas	(5.913,2)	(4.669,9)	(1.243,3)	26,6%
Margen bruto	507,0	547,2	(40,2)	7,3%
Otros ingresos, por función	41,1	67,8	(26,7)	39,4%
Costos de distribución	(229,5)	(206,4)	(23,1)	11,2%
Gastos de administración	(111,9)	(100,5)	(11,4)	11,3%
Otros gastos, por función	(107,8)	(106,8)	(1,0)	0,9%
Ganancia de actividades operacionales	98,9	201,3	(102,4)	50,9%
Otras ganancias (pérdidas)	7,7	105,9	(98,2)	92,7%
Ingresos financieros	4,5	7,2	(2,7)	37,5%
Costos financieros	(206,2)	(187,0)	(19,2)	10,3%
Participación en asociadas	18,7	18,2	0,5	2,7%
Diferencias de cambio	(2,1)	(18,4)	16,3	88,6%
(Pérdida) ganancia antes de impuestos	(78,5)	127,2	(205,7)	161,7%
Beneficio por impuestos a las ganancias	102,1	55,4	46,7	84,3%
Utilidad del ejercicio	23,7	182,6	(158,9)	87,0%
Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras	1,0	1,3	(0,3)	23,1%
Utilidad atribuible a los propietarios de la controladora	22,7	181,3	(158,6)	87,5%

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	dic-17	dic-16	Var	Var. %
ACTIVOS	6.792,8	5.843,3	949,5	16,2%
Efectivo y equivalentes al efectivo	91,5	66,1	25,4	38,4%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	822,3	644,1	178,2	27,7%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	33,1	48,6	(15,5)	31,9%
Inventarios	1.039,0	727,9	311,1	42,7%
Activos por impuestos corrientes	217,7	135,3	82,4	60,9%
Otros activos financieros corrientes	0,8	11,7	(10,9)	93,2%
Otros activos corrientes	24,4	17,3	7,1	41,0%
Activos no corrientes clasificados para la venta	41,0	12,8	28,2	220,3%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	135,2	121,6	13,6	11,2%
Propiedades, planta y equipo, neto	3.240,7	3.137,6	103,1	3,3%
Activos por impuestos diferidos	934,4	834,7	99,7	11,9%
Derechos de uso	129,3	0,0	129,3	indet.
Otros activos no corrientes	83,4	85,6	(2,2)	2,6%
PASIVOS	5.954,2	5.036,0	918,2	18,2%
Otros Pasivos financieros corrientes	960,2	867,6	92,6	48,3%
Otros pasivos arrendamientos corrientes	42,2	0,0	42,2	indet.
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	866,2	584,1	282,1	48,3%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	20,1	13,0	7,1	54,6%
Otros pasivos corrientes	166,7	138,8	27,9	20,1%
Otros pasivos financieros no corrientes	3.558,4	3.139,7	418,7	13,3%
Pasivos por arrendamiento, no corriente	88,8	0,0	88,8	indet.
Otros pasivos no corrientes	251,6	292,8	(41,2)	14,1%
PATRIMONIO	838,6	807,3	31,3	3,9%

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS				
Cifras en Millones de dólares (US\$)				
	dic-17	dic-16	Var. US\$	Var. %
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	4.610,0	3.664,5	945,5	25,8%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	921,1	683,7	237,4	34,7%
Ingresos por ventas E&P	629,7	615,1	14,6	2,4%
Otros ingresos	29,4	46,3	(16,9)	36,6%
Ingresos por ventas gas natural importado	230,1	207,5	22,6	10,9%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	6.420,2	5.217,1	1.203,1	23,1%

El aumento en los ingresos ordinarios de US\$ 1.203,1 millones, se explica principalmente por mayores ventas de productos propios (945,5 millones) debido al aumento del precio internacional de los productos, lo cual repercute en los precios de venta en el mercado local y al aumento en el volumen vendido; el precio de venta promedio de productos propios aumentó desde 57,0 US\$/Bbl en 2016 a 69,3 US\$/Bbl en 2017 (21,59%). En el caso del volumen, éste aumentó en el ejercicio 2017 en un 2,64% comparado con el mismo ejercicio del año anterior. El volumen de venta de producción propia aumentó a 66 MMBbles comparado con los 64,3 MMBbles al 31 de diciembre 2016.

Con respecto a la venta de producto importados y comprados por R&C (Diésel, Gasolinas y Petróleo Combustible), éstas totalizaron una venta de 12,5 MMBbles acumulado a Diciembre del año 2017, lo cual se compara con los 11,9 MMBbles del ejercicio anterior, este aumento de un 4,8% se explica principalmente porque se cubrió la demanda que dejó el paro de planta programados de refinerías con productos de terceros. Junto a lo anterior, el precio de venta aumentó desde 57,2 US\$/Bbl a 73,6 US\$/Bbl, lo que explica que a nivel de ingresos se refleje un aumento de US\$ 237,4 millones entre ambos ejercicios comparados.

Los ingresos por venta en E&P aumentaron en US\$ 14,6 millones originado principalmente en E&P Magallanes con un aumento de US\$ 21,6 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayor precio, mayores ingresos de gas asociados a mayor venta a Methanex y mayores ingresos de Raw Product por mayor volumen y precio. En Ecuador se tiene un aumento de US\$ 26,2 millones asociados a PBH-I y MDC por mayor producción versus el año anterior (+23% y +20% respectivamente). Lo anterior, se ve contrarrestado con Argentina que presenta una disminución de US\$ 30,9 millones debido principalmente a menores ingresos de crudo por menor volumen (-23% vs 2016) e incentivos a la exportación que no aplicaron para el 2017. Asimismo, Egipto presenta una disminución de US\$ 2,2 millones debido a menor volumen (-19% vs 2016).

Los ingresos por venta de gas natural en G&E aumentaron en US\$ 22,6 millones explicados principalmente por: (i) efecto precio que obedece a paridades y marcador Brent más altos que el 2016, (ii) una mayor venta de volúmenes de exportación hacia Argentina.

Los ingresos asociados a la compensación del Estado de Chile que cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas producido en la Región de Magallanes, ascendieron a US\$ 95,3 millones (US\$ 95,5 millones al 31 de diciembre de 2016).

COSTOS DE VENTAS

En línea con la alza en los ingresos, los costos de ventas al 31 de diciembre de 2017 aumentaron en US\$ 1.243,3 millones, disminuyendo el margen de beneficio bruto a 8%. El detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costos de ventas a Ingresos de actividades	dic-17	%	dic-16	%	Var
Ingresos de actividades ordinarias	6.420,2	100%	5.217,1	100%	1.203,1
Costos de ventas	(5.913,2)	-92%	(4.669,9)	-90%	(1.243,3)
Margen bruto	507,0	8%	547,2	10%	(40,2)

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

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costos de ventas desagregados	dic-17	dic-16	Var	Var.%
Costos por compra de crudo	(3.549,7)	(2.624,8)	(924,9)	35,2%
Costos operacionales no crudo	(746,7)	(685,6)	(61,1)	8,9%
Costo de producción E&P	(495,6)	(474,1)	(21,5)	4,5%
Costos de compra de productos	(875,5)	(637,0)	(238,5)	37,4%
Otros Costos	(10,3)	(31,0)	20,7	66,8%
Costo por venta de gas natural	(235,4)	(217,3)	(18,1)	8,3%
TOTAL COSTOS DE VENTAS	(5.913,2)	(4.669,9)	(1.243,3)	26,6%

El costo de compra de crudo aumentó US\$ 924,9 millones (35,2%) lo que se explica por un alza en el precio del costo de la materia prima, que pasó de 41,7 US\$/Bbl promedio en el año 2016 a un promedio de 53,7 US\$/Bbl durante el ejercicio 2017, 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 ejercicio, cargo de MUS\$ 71.520 y abono de MUS\$ 26.002 por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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 de producción en E&P se vieron afectados principalmente por un aumento en la cuota de agotamiento de US\$ 41 millones en Magallanes producto de mayor producción a venta y activaciones de inversiones.

Los costos no crudo presentaron las siguientes variaciones en el ejercicio 2017 respecto al ejercicio 2016:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Detalle Costos no crudo	dic-17	dic-16	Var	Var. %
Costos variables	(286,3)	(232,8)	(53,5)	23,0%
Costos fijos	(279,5)	(271,4)	(8,1)	3,0%
Depreciación	(153,2)	(153,9)	0,7	0,5%
Logística	(27,7)	(27,5)	(0,2)	0,7%
TOTAL COSTO NO CRUDO	(746,7)	(685,6)	(61,1)	8,9%

Los costos variables aumentaron en US\$ 53,5 millones, principalmente por mayor costo de energía derivado del fuel gas US\$ 17 millones, reverso de provisiones por US\$20 millones en 2016 y otros efectos por US\$16,5 millones.

MARGEN PRIMO

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Productos propios	dic-17	dic-16	Var	Var. %
Ingresos por ventas (MMUS\$)	4.610,0	3.664,5	945,5	25,8%
Costo de venta primo	(3.549,7)	(2.624,8)	(924,9)	35,2%
Margen primo total	1.060,3	1.039,7	20,6	2,0%
MARGEN PRIMO US\$ / Bbl	15,6	15,5	0,1	0,3%

El Margen Primo Unitario promedio en el ejercicio 2017 está prácticamente en línea respecto al ejercicio anterior.

El detalle es el siguiente:

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
Margen US\$/Bbl	19,4	14,7	12,6	17,2	14,7	14,7	17,1	16,4	19,6	14,3	13,7	13,4	15,6

Margen Primo - Producción Propia 2016 (US\$/Bbl)													
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Prom. Anual
Precio de venta	50,2	44,1	49,9	54,2	58,0	63,2	61,9	56,1	59,8	61,9	61,3	65,5	57,2
Costo materia prima	30,2	26,4	33,9	37,6	45,0	47,9	47,1	41,7	43,1	52,0	50,5	44,8	41,7
Margen US\$/Bbl	20,0	17,7	16,0	16,6	13,0	15,3	14,8	14,4	16,7	9,9	10,7	20,7	15,5

VARIACIONES OTROS RUBROS

Las Otras ganancias (pérdidas) disminuyeron US\$ 98,2 millones, pasando de US\$ 105,9 millones a diciembre de 2016 a US\$ 7,7 millones al 31 de diciembre de 2017, ya que en el año 2016 el Grupo adquirió el Complejo Petropower (Petropower Energía Ltda.-PPW), generando un impacto positivo en resultados de US\$ 92,7 millones.

Los Otros ingresos por función disminuyeron US\$ 30,7 millones al pasar de un saldo de US\$ 71,8 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 41,1 millones al término del ejercicio 2017. En el año 2016 se reconocieron ventas adicionales de excedentes de energía al SIC que incluía reclasificación de años anteriores por parte de Petropower, recupero de seguros y otros.

Los Costos de distribución presentan un aumento de US\$ 23,1 millones al pasar de US\$ 206,4 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 229,5 millones al 31 de diciembre de 2017 debido principalmente al aumento en transporte marítimo, terrestre y por oleoductos y logística.

Los Costos financieros presentan un aumento de US\$ 19,2 millones al pasar de US\$ 187,0 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 206,2 millones al 31 de diciembre de 2017, este aumento se explica por mayores obligaciones con el público (bonos) por US\$14,5 millones, por reconocimiento de pasivos no financieros de largo plazo US\$6 millones, pasivos por arrendamientos (IFRS 16) US\$4,2 millones, neto de intereses capitalizados que aumentaron en US\$7,5 millones dado los proyectos de cogeneradora y PIAM.

Los Gastos de administración aumentaron en US\$ 11,4 millones, al 31 de diciembre de 2017 respecto al ejercicio 2016. El incremento corresponde principalmente a mayores gastos de capacitación, reajuste y apreciación del peso en el ejercicio por US\$ 5,2 millones, mayores servicios por US\$ 1,7 millones, reasignación de centros de costos (que fueron costos indirectos en 2016) por US\$ 2,5 millones y otros por US\$ 2 millones.

La diferencia de cambio pasó de un saldo negativo de US\$ 18,4 millones al 31 de diciembre de 2016 a un saldo negativo de US\$ 2,1 millones al 31 de diciembre de 2017, ambos valores incorporan el costo de las coberturas de cuentas por cobrar, dichas coberturas consisten en contratos forward que permiten fijar el tipo de cambio a futuro, en previsión del riesgo de pérdida por las cuentas por cobrar a clientes denominadas en moneda local.

Adicionalmente, dado que la cobertura de las cuentas por cobrar se inicia entre 7 y 10 días antes de que se origine la cuenta por cobrar, fecha en la cual toma precio el inventario, la contrapartida a esta cobertura compensa los costos de cobertura.

Bajo Otros gastos por función, no obstante, se observa una variación menor de US\$ 1,0 millón respecto del año anterior, durante el año 2017 se incluyen ajustes por deterioro en Argentina en Pampa del Castillo-La Guitarra por US\$ 34,4 y US\$ 21,8 millones en Campamento Central Cañadón Perdido (CCCP). En el año 2016 bajo este rubro se incluyen principalmente una provisión de incobrables en ENAP Sipetrol Argentina S.A. y pozos secos de exploración.

El rubro impuesto reflejó un beneficio de US\$ 102,1 millones al 31 de diciembre de 2017, lo que se compara con el beneficio de US\$ 55,4 millones obtenido al 31 de diciembre de 2016, este mayor abono por impuesto a las ganancias de US\$ 46,7 millones se explica en el siguiente cuadro:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Desglose de impuestos	dic-17	dic-16	Var.	Var. %
Resultados antes de impuestos	(78,5)	127,2	(205,6)	161,7%
Impuesto a la renta, Chile	(17,3)	(1,4)	(15,9)	1143,5%
Impuestos pagados en el exterior	18,6	(8,6)	27,3	316,0%
Impuestos diferidos	27,9	(0,4)	28,3	6735,0%
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%	72,9	65,9	7,1	10,7%
Utilidad del ejercicio	23,7	182,6	(158,9)	87,0%

En síntesis, el beneficio fiscal al 31 de diciembre de 2017 de US\$ 102,1 millones, se produce principalmente por el reconocimiento del impuesto especial del 40% a los resultados de ENAP Matriz, ya que se a nivel de impuesto a la renta se produce una compensación entre los impuestos a la renta a pagar de Enap Refinerías S.A. y Sipetrol S.A. con el beneficio por impuesto renta de ENAP matriz.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Al 31 de diciembre de 2017 el total de activos presenta un aumento de US\$ 949,5 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2016. Este aumento se genera principalmente por el efecto compensado de las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- El rubro Inventarios refleja un aumento de US\$ 311,1 millones (42,7%) con respecto al 31 de diciembre de 2016. Las principales variaciones son el efecto de:

- El Inventario de Crudos, aumentó en US\$ 140,9 millones, desde US\$ 289,3 millones a US\$ 430,2 millones, que se explica por un aumento en el volumen desde los 899,5 Mm3 al 31 de diciembre de 2016 a 1.030,1 Mm3 al 31 de diciembre de 2017, y por un aumento en el precio unitario del crudo el cual pasó desde los 48,4 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2016 a 61,9 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2017.
- El Inventario de Productos aumenta en US\$ 165,7 millones, desde US\$ 366,3 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 532,0 millones al 31 de diciembre de 2017, lo que se explica por el alza en el costo unitario de las existencias de 59,8 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2016 a 71,6 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2017, y al aumento del volumen de inventario de productos que pasó desde 973,4 Mm3 al 31 de diciembre de 2016 a 1.111,9 Mm3 al 31 de diciembre de 2017
- Por otra parte un aumento en el stock de materiales de bodegas y en tránsito por US\$ 4,5 millones.

- La cuenta Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes aumenta US\$ 178,2 millones al pasar de US\$ 644,1 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 822,3 al 31 de diciembre de 2017 (27,7%) debido principalmente al aumento de un 24% en el nivel de venta de diciembre de 2017 respecto a diciembre 2016, esto explica el aumento en los deudores por ventas de US\$ 146,0 millones (26,3%), por otra parte los

deudores varios aumentaron en US\$ 8,7 millones y aumento en otros deudores por US\$ 23,6 millones por préstamos al personal establecido en convenios colectivos.

- La cuenta Derechos de uso presenta un saldo al 31 de diciembre de 2017 de US\$ 129,3 millones 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.

- La cuenta Activos netos por impuestos diferidos aumenta US\$ 96,7 millones al pasar de US\$ 834,7 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 934,4 al 31 de diciembre de 2017 (11,9%), principalmente debido aumento en las diferencias temporales en activos por pérdidas fiscales, diferencias temporales relativos a derechos de uso, y diferencias temporales relativos a reservas de coberturas.

- Un aumento en la cuenta Propiedades, planta y equipo, neto de US\$ 103,1 millones (3,3%) principalmente producto de aumento en las inversiones de E&P y construcciones en curso.

- La cuenta Activos por impuestos corrientes aumenta US\$ 82,4 millones al pasar de US\$ 135,3 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 217,7 al 31 de diciembre de 2017 (60,9%), principalmente debido a IVA crédito fiscal, asociado a las inversiones en Propiedad, planta y equipo en la Refinería Aconcagua. Aumento por Impuestos por recuperar extranjeros y aumento en Pagos provisionales mensuales, neto.

- Un aumento en la cuenta Efectivo y equivalentes al efectivo de US\$ 25,4 millones (38,4%) producto de posición de cierre, dado los compromisos de corto plazo asumidos.

Lo anterior, se ve parcialmente compensado, principalmente por:

- Las Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente refleja una disminución de US\$ 15,5 millones (31,9%) con respecto al 31 de diciembre de 2016 principalmente debido a la disminución en la cuenta con el Ministerio de energía y disminución en GNL Chile S.A.

PASIVOS

Al 31 de diciembre de 2017 los pasivos en su conjunto aumentaron en US\$ 918,2 millones (18,2%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2016. Las principales variaciones corresponden a:

- Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes, que aumentó US\$ 511,3 millones debido principalmente al aumento en endeudamiento para financiar capital de trabajo, inversiones y refinanciar deuda por vencer principalmente en el segundo semestre de 2017. La primera operación realizada corresponde a un préstamo de la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. quienes firmaron un contrato de crédito con The Bank of Nova Scotia, como segundo financiamiento del Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) por US\$80 millones. Por otra parte, con fecha 18 de mayo de 2017, la Empresa matriz efectuó una colocación de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local, por un monto de UF 6.500.000, a un plazo de 10 años, con una sola amortización final; neto de traspaso al corto plazo de otras deudas. Finalmente, con fecha 14 de septiembre de 2017, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,5% anual por un monto de MUS\$ 600.000. El plazo de vencimiento es a 30 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

- Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar presenta un saldo al 31 de diciembre de 2017 de US\$ 866,2 millones que se compara con los US\$ 584,1 al 31 de diciembre de 2016 y cuyo aumento corresponde al financiamiento de los embarques de crudo y producto al cierre del ejercicio.

- La cuenta Pasivos por arrendamiento (corriente y no corriente) presenta un saldo al 31 de diciembre de 2017 de US\$ 131,0 millones 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.

Lo anterior se ve parcialmente compensado principalmente por:

- La disminución en Otros pasivos no corrientes de US\$ 41,2 millones (14,1%) al pasar de 292,8 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 251,6 millones al 31 de diciembre de 2017, esta disminución corresponde principalmente a la disminución de pasivos por impuestos diferidos.

PATRIMONIO

- El Patrimonio aumentó en US\$ 31,3 millones (3,9%) al 31 de diciembre de 2017 respecto al 31 de diciembre de 2016, producto de la utilidad del ejercicio de US\$ 23,7 millones y un aumento en la reservas por coberturas que fue compensado en parte por un efecto negativo en las reservas actuariales en planes de beneficios definidos, el efecto neto asciende a US\$ 7,6 millones.

Aporte extraordinario de capital

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

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 31 de diciembre de 2017 y 2016, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 91,5 millones al 31 de diciembre de 2017 que se compara con US\$ 66,1 millones al 31 de diciembre de 2016.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 438,0 millones al 31 de diciembre de 2017, que se compara con los US\$ 619,0 millones al 31 de diciembre de 2016. Los flujos de actividades de operación reflejan la caída en resultado operacional más otros efectos como 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\$ 709,1 millones, que se compara con US\$ 673,1 millones al 31 de diciembre de 2016. Esto es debido principalmente al aumento, respecto al año anterior, en las inversiones en propiedades, planta y equipo por US\$ 102,1 millones.

El flujo de actividades de financiación al 31 de diciembre de 2017 fue positivo de US\$ 297,9 millones que se compara con una obtención neta de US\$ 19,9 millones en el ejercicio 2016. Las principales variaciones fueron por el aumento en los importes procedentes de préstamo de corto plazo, aumento en los importes procedentes de obligaciones con el público y que en el año 2016 se pagaron obligaciones con el público de US\$ 600 millones.

El detalle de los principales rubros es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	dic-17	dic-16	Var	Var.%
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	438,0	619,0	(180,9)	29,2%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(709,1)	(673,1)	(36,0)	5,4%
Flujos de efectivo (utilizados en) provenientes de actividades de financiación	297,9	19,9	278,0	1399,2%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	26,8	(34,2)	61,1	178,4%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(1,4)	(13,3)	11,8	89,2%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	25,4	(47,5)	72,9	153,5%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	66,1	113,6	(47,5)	41,8%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	91,5	66,1	25,4	38,4%

5.- EBITDA

El EBITDA de US\$ 664,5 millones al 31 de diciembre de 2017 se compara con los US\$ 678,0 obtenidos en el ejercicio 2016, el detalle es el siguiente:

EBITDA	dic-17	dic-16	Var. US\$	Var. %
Margen Bruto	507,0	547,2	(40,2)	7,3%
Otros ingresos, por función	41,1	67,8	(26,7)	39%
Costos de distribución	(229,5)	(206,4)	(23,1)	11%
Gastos de administración	(111,9)	(100,5)	(11,4)	11%
Otros gastos, por función	(107,8)	(106,7)	(1,1)	1%
Resultado Operacional	98,9	201,3	(102,5)	51%
Depreciación y cuota de agotamiento ⁽¹⁾	426,0	392,4	33,6	9%
Abandono pozos exploratorios ⁽²⁾	23,4	50,9	(27,5)	54%
Costos no absorbidos y otros ⁽³⁾	1,9	21,6	(19,7)	91%
Amortización por contratos de arrendamiento	39,7	0,0	39,7	indet.
Costos campañas exploratorias ⁽³⁾	17,1	11,8	5,3	45%
Deterioro	57,5	0,0	57,5	indet.
EBITDA	664,5	678,0	(13,5)	2,0%

(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 31 de diciembre de 2017 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 421,4 millones, por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 242,5 millones y la Línea Gas y Energía obtuvo un EBITDA de US\$ 0,6 millones; en el ejercicio 2016 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 485,7 millones, por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 209,1 millones y la Línea Gas y Energía fue negativo de US\$ 16,8 millones.

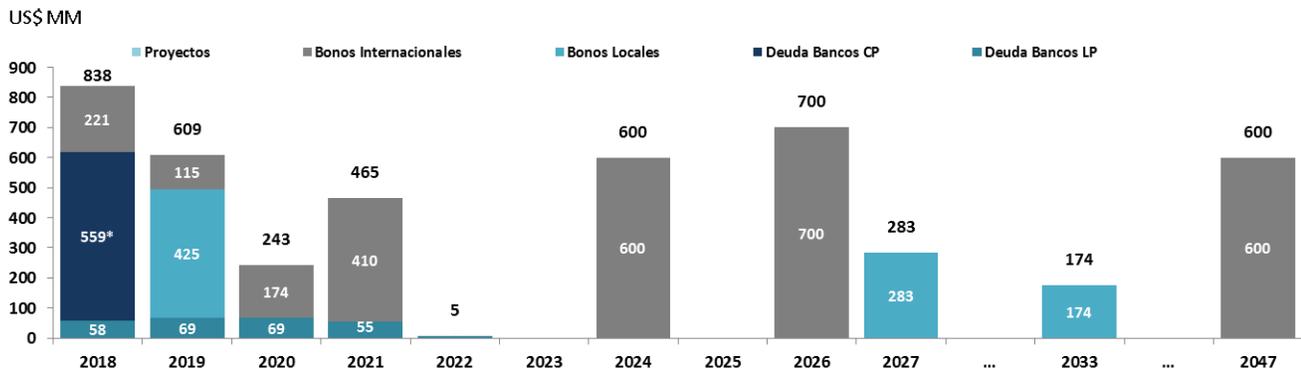
6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

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 2017 y 2016:

Cifras en Millones de dólares (US\$)						
	R&C	E&P	G&E	R&C	E&P	G&E
Información por segmentos de negocios	dic-17	dic-17	dic-17	dic-16	dic-16	dic-16
Ingresos actividades ordinarias	5.619,0	556,2	244,7	4.450,9	557,9	207,5
Costos de ventas	(5.222,0)	(465,2)	(248,1)	(4.015,0)	(420,2)	(219,3)
Subtotal	397,0	90,9	(3,5)	436,0	137,7	(11,8)
ingresos interlíneas	(146,7)	73,5	79,8	(119,4)	57,2	73,1
costos interlíneas	146,7	(30,4)	(79,8)	119,4	(53,9)	(73,1)
subtotal	397,0	134,1	(3,5)	436,0	140,9	(11,8)
Distribución del corporativo	(9,3)	(9,3)	(2,1)	(8,1)	(8,1)	(1,8)
Margen bruto	387,7	124,8	(5,5)	427,9	132,9	(13,6)

7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

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



*Incluye préstamos de corto plazo por US\$ 130 millones en Enap Sipetrol Argentina y uso de líneas de sobregiro por MMUS\$69 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	dic-17	dic-16	Var.	Var.%
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	1,10	1,04	0,06	6,2%
Razón Ácida ⁽²⁾	0,60	0,58	0,01	2,4%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO	dic-17	dic-16	Var.	Var.%
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	7,10	6,23	0,87	13,9%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	5,26	4,85	0,41	8,5%
Razón de endeudamiento, financiero corriente ⁽³⁾	21,25	21,65	(0,40)	1,8%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente ⁽⁴⁾	78,75	78,35	0,40	0,5%
	dic-17	dic-16	Var.	Var.%
Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾	3,22	3,63	(0,40)	11,1%

⁽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	dic-17	dic-16	Var.	Var.%
Activos	dic-17	dic-16	Var.	Var.%
Activos totales ⁽¹⁾	6.792,8	5.843,2	949,6	16,3%
Activos promedio ⁽²⁾	6.318,0	5.617,5	700,5	12,5%
Inventarios	dic-17	dic-16	Var.	Var.%
Rotación de inventarios ⁽³⁾	6,69	7,22	(0,53)	7,3%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	1,79	1,66	0,13	7,9%

⁽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	dic-17	dic-16	Var.	Var. %
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	2,89	24,56	(21,67)	88,2%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	0,37	3,25	(2,24)	68,9%

⁽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 Superintendencia de Valores y Seguros, 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 2017, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent ICE registró un promedio de 54,8 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, un 22 % mayor respecto al promedio del año 2016 (45,1 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 a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, enero 2018) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 98,4 millones de barriles por día (MM bpd) en 2017, mientras que la oferta mundial fue 97,9 MMbpd, generándose en consecuencia una disminución de inventarios, a nivel mundial, de 0,7 MMbpd con respecto al 2016.

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

	Ene-Dic 2017	Ene-Dic 2016	Variación
DEMANDA	98,39	96,95	1,44
OECD	47,11	46,75	0,36
NO-OECD	51,28	50,20	1,07
OFERTA	97,97	97,21	0,75
Norteamérica	22,69	21,94	0,75
Resto NO-OPEP	35,97	36,04	-0,07
LGN y Condensados OPEP	6,84	6,55	0,29
Crudo OPEP	32,47	32,68	-0,21
INVENTARIOS	-0,4	0,3	-0,7
<i>Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook January 2018"</i>			

A inicios del año 2017, el precio del crudo oscilaba en torno a los 55 US\$/bbl, luego de que la OPEP y Rusia dieran señales de cumplimiento a los recortes de producción acordados en noviembre del año anterior por todo el 2017. Durante el primer trimestre del año los precios se mantuvieron alrededor de este nivel. Ya en marzo el mercado empieza a manifestar pesimismo por el creciente número de rigs de shale oil en EE.UU., lo cual generaba una amenaza para la ansiada disminución de la sobreoferta mundial.

A inicios de abril, EE.UU. llevó a cabo un ataque con misiles en Siria a raíz del ataque con armas químicas perpetrado por el gobierno sirio contra sus propios civiles. Si bien la producción de crudo por parte de Siria es menor, su posición cercana a Irak y Turquía hizo que el mercado tomara atención a este suceso.

Posteriormente, este impulso en los precios se empezó a revertir una vez que comenzaban a surgir preocupaciones en torno al equilibrio de mercado producto de un continuo crecimiento de la industria del shale oil en EE.UU. acompañado de un menor cumplimiento de los recortes comprometidos y una recuperación productiva que empezó a exhibir Libia, país perteneciente a la OPEP y eximido de los recortes.

A finales de mayo, la OPEP y Rusia trataron de detener esta presión sobre los precios a través de la extensión de recortes hasta marzo de 2018. Sin embargo, esto finalmente terminó por deprimir los precios al generar dudas sobre su cumplimiento y mantener en líneas generales las mismas condiciones del acuerdo suscrito para la primera mitad del presente año. A pesar de que Arabia Saudita comprometía su credibilidad al expresar que los nuevos recortes se verían reflejados en las exportaciones hacia EE.UU. la falta de señales, como aumentar las cuotas de recortes, no revirtió la tendencia.

Bajo este contexto, a inicios de julio la OPEP y Rusia dieron una importante señal en San Petersburgo. Acordaron recomendar una prórroga de la política de recortes en caso de que no se consiguiera estabilizar el mercado y Arabia Saudita se comprometió a continuar limitando sus exportaciones a 6,6 MMbd, su menor nivel desde octubre de 2014 y 1 MMbd menos que lo realizado hace un año.

A finales de agosto y hasta finales de año comenzaron a surgir importantes disrupciones en el mercado internacional. EE.UU. impuso importantes sanciones económicas a Venezuela las que entre otras cosas prohibía a empresas y personas estadounidenses transar bonos con el gobierno soberano y PDVSA. La llegada efectiva del Huracán Harvey a la Costa del Golfo tuvo efectos significativos en los precios del crudo y sus derivados. Las inundaciones y las fallas de energía ocasionadas por el huracán redujeron la capacidad de refinación de EE.UU. en alrededor de 4,25 MMbd, lo que equivalía a un 22% del total de su capacidad. A finales de septiembre, un referéndum independentista al norte de Irak generó disputas entre árabes y kurdos en zonas que concentran importantes reservas de petróleo.

A inicios de noviembre, aconteció una detención masiva en Arabia Saudita liderada por el príncipe heredero Mohammed Bin Salman contra altas autoridades saudíes. 11 príncipes y diversos funcionarios de gobierno fueron detenidos por Bin Salman, conocido apoyador de la extensión de los recortes de producción por todo el año 2018. En diciembre, una fuga detuvo las operaciones en el oleoducto de Forties por el cual pasa cerca del 40% de la producción británica del Mar del Norte. Similarmente, una explosión en importante oleoducto de Libia redujo su producción en 100 Mbd.

Pese a que las disrupciones fueron un factor relevante en la evolución de los precios, la decisión de la OPEP y Rusia de extender los recortes por todo el 2018 fue el principal factor que explicó el alza sostenida que exhibió el crudo en el mes de diciembre y que le permitió superar los 65 US\$/bbl. En reunión celebrada el 30 de noviembre no sólo acordaron extender, también se decidió limitar la producción combinada de Nigeria y Libia que habían estado exentos de recortes debido a disturbios que habían afectado su producción.

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 2017 en relación al 2016, siguiendo a grandes rasgos la trayectoria del precio del crudo Brent ICE.

El precio de la gasolina promedió 67,7 US\$/bbl en el 2017, aumentando así en 19% con respecto al 2016. El precio de la gasolina aumentó en línea con el precio del crudo, durante este año los inventarios de gasolinas

terminadas en EE.UU. disminuyeron en 2,3 MMbbls ubicándose en niveles promedio de los últimos 5 años. Por otra parte, la demanda en EE.UU. experimentó un aumento de 185 Mbd.

En el caso del precio del diésel, el promedio de 2017 fue 68,6 US\$/bbl, esto es, 23 % mayor al promedio de 2016. 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 22,9 MMbbls ubicándose en niveles promedio de los últimos 5 años. Adicionalmente, la demanda en EE.UU. experimentó un aumento de 185 Mbd.

Al respecto, es importante destacar el efecto que tuvo el Huracán Harvey en los precios de estos productos. En particular, la producción de productos derivados se vio debilitada, así como también el suministro de éstos a través del oleoducto Colonial, el cual conecta Texas y Louisiana con la costa este de EE.UU. Bajo este contexto, caracterizado por el cierre de refinerías en todo Texas – incluyendo las de mayor capacidad – los productos se volvieron más escasos lo cual impulsó sus precios.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 46,1 US\$/bbl durante 2017, con un aumento de 44 % con respecto a 2016. El precio del fuel oil N° 6 aumentó en mayor proporción que el crudo debido a un repunte de la demanda en los mercados asiáticos para combustibles marinos, sumado a una menor producción en refinerías rusas por mantenciones no programadas, lo cual movilizó exportaciones desde el mercado norteamericano hacia Asia y Europa.

11.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.

ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos a través de su filial ENAP Sipetrol S.A. y, en la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo a través de ENAP Refinerías S.A. La refinación y comercialización de sus productos en Chile representa una parte substancial de las operaciones de ENAP.

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

El negocio de ENAP Refinerías S.A. consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y posterior venta de los productos así elaborados en el mercado doméstico, de acuerdo a su política de precios de paridad de importación. El margen de refinación se encuentra afecto a la fluctuación de los precios internacionales del petróleo crudo, de los productos refinados y al diferencial entre ambos (margen internacional o “crack”). Considerando un nivel de refinación promedio de 65 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un impacto en resultados de US\$ 65 millones en una dirección u otra.

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, ENAP ha orientado sus inversiones al incremento de su flexibilidad productiva y de la calidad de sus productos. Hasta ahora no

se han contratado derivados financieros para fijar el margen de refinación, pero se están monitoreando permanentemente los niveles de precio ofrecidos por el mercado.

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

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

El tipo de cambio es otro de los factores de riesgo del negocio debido a que parte importante de los ingresos son en pesos y los pasivos en dólares. Este factor se ve minimizado por la política de cobertura de tipo de cambio de cuentas por cobrar y de precios de productos basada en la paridad de importación indexada en dólares, situación que se analiza en forma periódica para mantener una posición competitiva, considerando la libertad de precios y de importación que existe en Chile.

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

12.- RIESGOS DEL NEGOCIO.

ENAP mantiene un Modelo de Gestión Integral de Riesgos, basado en estándares internacionales y las mejores prácticas en la materia. El modelo se sustenta en una política corporativa que apunta a fortalecer la gestión estratégica, y una metodología que asegura que los riesgos críticos sean identificados, evaluados y mitigados, en forma consistente y sistemática.

La gestión integral de riesgos se aplica en todas las líneas, unidades de negocio, áreas y procesos del grupo empresarial. Comienza en el primer nivel de la organización y se aplica en todos los ámbitos de gestión. Comprende todos los riesgos críticos, sean estos estratégicos, operacionales, de cumplimiento y de reportabilidad y financieros, que puedan afectar la visión, misión y el plan estratégico de negocios de ENAP y sus filiales.

Dentro de los principales riesgos financieros que se están gestionando, se mencionan: las pérdidas por variaciones significativas en la tasa de interés, el tipo de cambio, y los relacionados al inadecuado traspaso de riesgos en temas de seguros patrimoniales.

En los ámbitos de Cumplimiento, se están gestionando riesgos relacionados a la cultura ética de la empresa y las buenas prácticas, además de riesgos relacionados a la inexistencia y/o falta de actualización de normativa interna de la empresa.

En los ámbitos legales, se mencionan riesgos asociados a la gestión de juicios y a conflictos relacionados a la redacción ambigua de cláusulas contractuales, como también aquellos riesgos asociados al incumplimiento de normativa legal y reglamentaria que pueda afectar las operaciones y contratos en curso.

En el ámbito operacional se están gestionando, entre otros, aquellos riesgos relacionados a escapes, vertidos y/o fugas de hidrocarburos, ya sean líquidos y/o gaseosos, tanto en tierra, como en mar o ríos; como también aquellos riesgos relacionados al daño y/o lesión a las personas, las inflamaciones, incendios y explosiones, por último los vinculados a ruidos y emisiones de material particulado.

Dentro de la metodología establecida, el Comité de Auditoría de la empresa es la instancia encargada de hacer seguimiento periódico al cumplimiento de los compromisos asumidos por la administración, en relación a la implementación de las medidas tendientes a mitigar los riesgos detectados.