



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2016**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2016

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, al 30 de junio de 2016 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2015, y los resultados consolidados intermedios de ENAP, para el período comprendido entre el 01 de enero y el 30 de junio de los años 2016 y 2015. 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 alcanzó un resultado positivo de US\$ 78,6 millones al 30 de junio de 2016. El EBITDA generado en el período alcanzó a US\$ 367,8 millones, lo cual representa un aumento en el margen EBITDA el cual ascendió a un 15,0% comparado con 12,8% alcanzado en el mismo periodo anterior. El patrimonio de ENAP alcanzó los US\$ 728,5 millones al 30 de junio de 2016, que se compara con US\$ 700,7 millones al cierre de diciembre 2015.

El margen bruto consolidado alcanzó los US\$ 320,2 millones, se explica por el margen bruto de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C) de US\$ 265,2 millones, Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P) de US\$ 58,3 y Línea de Negocio Gas y Energía de US\$ -3,3 millones. El margen bruto al 30 de junio de 2015 fue de US\$ 358,6 millones.

La Línea de Negocio de R&C, tuvo una variación negativa del Margen Bruto de US\$ 18,5 millones respecto al ejercicio anterior, esto se explica por un menor margen de producción propia e importado, lo que fue contrarrestado en gran parte por una disminución en los costos de crudo y no crudo.

La Línea de Negocio de E&P, tuvo una variación positiva del Margen Bruto de US\$ 8,8 millones respecto al ejercicio anterior, esto se explica por un aumento en el margen de Argentina por disminución de costos debido a la devaluación de la moneda y menor cuota de agotamiento en PDC debido al diferimiento de la extensión en el 2015. Lo anterior se contrarresta por menores ingresos de crudo, debido a menores precios y volúmenes a venta en el mercado local Argentino. En Ecuador existe un aumento en el margen debido a mayores ingresos de crudo por mayor volumen y menores costos y en Magallanes aumenta el margen debido a los ingresos por venta de gas a Methanex, lo que se contrarresta en menor medida por una mayor cuota de agotamiento por actualización de reservas. En oposición, Egipto presenta una disminución del margen debido al menor precio de crudo de 31% versus el año 2015 lo que impacta negativamente en los ingresos.

La Línea de Negocio de G&E, tuvo una variación negativa del Margen Bruto de US\$ 28,6 millones respecto al ejercicio anterior, esto se explica por una caída en los indexadores de precios de venta no compensados en su totalidad con el ahorro de costos. Los precios de venta, reflejan la caída en los Costos Marginales de Generación Eléctrica, provocando una disminución de 51% en el precio de venta a los clientes de generación. De la misma forma, el 2016 el segmento Distribuidores presentó una baja de un 27% en los precios de venta asociados a combustibles alternativos.

Durante el primer semestre de 2016, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 41,0 US\$/bbl en la Bolsa Intercontinental de Londres, menor en 30% con respecto al promedio del primer semestre de 2015 (58,9 US\$/bbl).

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	jun-16	jun-15	Var	Var.%
Ingresos de actividades ordinarias	2.460	3.392	(932)	27,5%
Costos de ventas	(2.140)	(3.033)	893	29,4%
Margen bruto	320	359	(39)	10,9%
Otros ingresos, por función	18	15	3	20,0%
Costos de distribución	(105)	(99)	(6)	6,1%
Gasto de administración	(42)	(41)	(1)	2,4%
Otros gastos, por función	(39)	(42)	3	7,1%
Otras ganancias (pérdidas)	0	0	0	0,0%
Ingresos financieros	3	3	0	0,0%
Costos financieros	(98)	(96)	(2)	2,1%
Participación en asociadas	8	6	2	33,3%
Diferencias de cambio	(7)	(12)	5	41,7%
Utilidad antes de impuestos	59	94	(35)	37,2%
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias	19	39	(20)	51,4%
Utilidad del período	79	132	(53)	40,2%
Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras	1	0	1	0,0%
Utilidad atribuible a los propietarios de la controladora	78	132	(54)	40,9%

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	jun-16	dic-15	Var	Var.%
ACTIVOS	5.560	5.454	106	1,9%
Efectivo y equivalentes al efectivo	212	114	98	86,0%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	570	632	(62)	9,8%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	47	27	20	74,1%
Inventarios	656	566	90	15,9%
Activos por impuestos corrientes	103	92	11	12,0%
Otros activos financieros corrientes	18	90	(72)	80,0%
Otros activos corrientes	30	4	26	650,0%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	130	147	(17)	11,6%
Propiedades, planta y equipo, neto	2.832	2.798	34	1,2%
Activos por impuestos diferidos	894	888	6	0,7%
Otros activos no corrientes	68	96	(28)	29,2%
PASIVOS	4.831	4.753	78	1,6%
Otros pasivos financieros corrientes	596	492	104	21,1%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	494	436	58	13,3%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	45	39	6	15,4%
Otros pasivos corrientes	115	128	(13)	10,2%
Otros pasivos financieros no corrientes	3.249	3.310	(61)	1,8%
Otros pasivos no corrientes	332	348	(16)	4,6%
PATRIMONIO	729	701	28	4,0%

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS				
Cifras en Millones de dólares (US\$)				
	jun-16	jun-15	Variación	
			US\$	%
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	1.786,5	2.382,0	(595,5)	25,0%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	244,0	457,0	(213,0)	46,6%
Ingresos por ventas E&P	260,8	301,7	(40,9)	13,6%
Ingresos por ventas gas natural importado	126,1	165,1	(39,0)	23,6%
Ingresos por ventas de servicios	11,8	35,0	(23,2)	66,3%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	2.460,3	3.391,9	(931,6)	27,5%

La disminución en los ingresos por venta de productos propios (US\$ 595,5 millones), se explica principalmente por la reducción del precio internacional de los productos, lo cual repercute en los precios de venta en el mercado local. El precio de venta promedio de productos propios disminuyó desde 76,3 US\$/Bbl durante el primer semestre de 2015 a un promedio de 53,2 US\$/Bbl durante el primer semestre de 2016 (30,3%). En el caso del volumen, éste aumentó el primer semestre del 2016 en un 7,5% comparado mismo periodo año anterior. El volumen de venta de producción propia aumentó a 5.285,6 Mm³ comparado con los 4.915,2 Mm³ del primer semestre 2015.

Con respecto a la venta de productos importados y comprados por R&C (Diésel, Gasolinas y Petróleo Combustible), éstas totalizaron 716,9 Mm³ a junio del año 2016, lo cual se compara con los 882,06 Mm³ del mismo periodo del ejercicio anterior, esta disminución de un 18,7% se explica principalmente porque la demanda fue cubierta con productos propios existentes en stock y derivados de la operación normal de las plantas propias. No obstante lo anterior, el precio de venta cayó desde 82,4 US\$/Bbl a 54,1 US\$/Bbl, lo que explica que a nivel de ingresos se refleje una baja de US\$ 213,0 millones entre ambos periodos comparados.

Los ingresos por venta en E&P disminuyeron en US\$ 40,9 millones originado principalmente en Egipto con una disminución de US\$ 15,5 millones debido al menor precio de crudo (Brent 2016: 41 US\$/bbl vs Brent 2015: 59,3 US\$/bbl) y en Argentina una disminución de US\$ 41,3 millones debido a menores precios y volumen a venta en el mercado local. Lo anterior se compensa con un aumento en los ingresos en E&P Magallanes de US\$ 13,8 millones debido al mayor volumen de gas vendido a Methanex y en Ecuador de US\$ 2,1 millones asociados a mayores ingresos de crudo por mayor volumen.

La disminución en los ingresos por venta en G&E, se explica por una caída en los precios de venta. La baja en el segmento Generadores Eléctricos equivale a US\$ 52 millones producto de una disminución del CMg promedio desde 131,7 US\$/MWh en el primer semestre del año 2015 a 67,4 US\$/MWh para el mismo periodo del año 2016 implicando una baja de 5,9 US\$/MMBtu en el precio de venta. Por otra parte el menor precio en ventas a Distribuidores afectó en una caída en los ingresos por venta de US\$ 8 millones, explicado principalmente por una reducción de precio de 2,56 US\$/MMBtu derivada de la caída del precio de los combustibles alternativos.

Los ingresos por ventas de servicios disminuyeron US\$ 23,2 millones ya que el año pasado este monto incluye un ingreso extraordinario asociado a modificación de contratos de suministro con un cliente de gas natural.

Los ingresos asociados a la compensación del Estado que cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas producido en la Región de Magallanes, ascendieron a US\$ 45,5 millones, en línea con los US\$ 45,3 millones al 30 de junio de 2015.

COSTOS DE VENTAS

En línea con la baja en los ingresos, los costos de ventas de ENAP al 30 de junio de 2016 disminuyeron en US\$ 893,3 millones, aumentando el margen de beneficio bruto a 13%, en contraste con el 11% para igual período del año anterior. El detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costo de venta a Ingresos de actividades	jun-16	%	jun-15	%	Var
Ingresos de actividades ordinarias	2.460,3	100%	3.391,9	100%	(931,6)
Costos de ventas	(2.140,1)	-87%	(3.033,4)	-89%	893,3
Margen bruto	320,2	13%	358,5	11%	(38,3)

La baja en el costo de venta de US\$ 893,3 millones, se explica principalmente por la variación de los siguientes conceptos:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costo de venta desagregados	jun-16	jun-15	Var	Var. %
Costos por compra de crudo	(1.227,6)	(1.709,8)	483,1	28,3%
Costos operacionales no crudo	(327,0)	(448,7)	121,7	27%
Costo de producción E&P	(198,9)	(254,0)	55,1	21,7%
Costos de compra de productos	(227,7)	(428,0)	200,3	47%
Costo de venta de crudo	(31,1)	(50,1)	19,0	37,8%
Costo por venta de gas natural	(127,9)	(142,8)	14,9	10%
TOTAL COSTO DE VENTA	(2.140,1)	(3.033,4)	893,3	29,4%

El costo de compra de crudo disminuyó US\$ 483,1 millones (28,3%) lo que se explica por una baja en el precio del costo promedio de la materia prima que pasó de 54,9 US\$/Bbl durante el primer semestre del año 2015 a 36,8 US\$/Bbl durante el mismo período del año 2016, relacionado con la caída del precio internacional y a la optimización del proceso de compra de crudo.

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 periodo, abono neto de MUS\$ 34.442 por el periodo terminado al 30 de junio de 2016 y cargo neto de MUS\$ 641 por el periodo terminado al 30 de junio de 2015, 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 crudos presentaron las siguientes variaciones durante el primer semestre 2016 respecto a igual periodo del año anterior:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Detalle Costos no crudo	jun-16	jun-15	Var	Var.%
Costos variables	(103,5)	(218,7)	115,2	52,7%
Costos fijos	(130,3)	(120,0)	(10,3)	8,6%
Depreciación	(78,3)	(86,0)	7,7	9,0%
Logística	(14,9)	(24,0)	9,1	37,9%
TOTAL COSTO NO CRUDO	(327,0)	(448,7)	121,7	27,1%

Los costos variables disminuyeron en US\$ 115,2 millones, principalmente por menores costos de energía (GNL, Energía eléctrica, vapor y consumo interno).

MARGEN PRIMO

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Productos propios	jun-16	jun-15	Var	Var.%
Ingresos por ventas (MMUS\$)	1.786,5	2.382,0	(595,5)	25,0%
Costo de venta primo	(1.227,6)	(1.709,8)	482,1	28,2%
Margen primo total	558,9	672,2	(113,3)	16,9%
MARGEN PRIMO US\$ / Bbl	16,4	21,6	(5,1)	23,8%

El Margen Primo Unitario disminuyó en 5,1 US\$/Bbl respecto al mismo período del año anterior, lo cual está asociado al comportamiento de los márgenes internacionales para productos derivados del petróleo durante el período.

El detalle es el siguiente:

Margen Primo - Producción Propia 2016 (US\$/Bbl)							Promedio
	ene	feb	mar	abr	may	jun	1er semestre
Precio de venta	50,2	44,1	49,9	54,2	58,0	63,2	53,3
Costo materia prima	30,2	26,4	33,9	37,6	45,0	47,9	36,8
Margen US\$/Bbl	20,0	17,7	16,0	16,6	13,0	15,3	16,4

Margen Primo - Producción Propia 2015 (US\$/Bbl)							Promedio
	ene	feb	mar	abr	may	jun	1er semestre
Precio de venta	66,7	71,2	76,3	75,4	84,0	85,1	76,4
Costo materia prima	45,0	47,0	55,0	59,3	61,3	61,7	54,9
Margen US\$/Bbl	21,6	24,2	21,3	16,1	22,7	23,4	21,6

VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Otros ingresos por función aumentaron US\$ 3,5 millones al pasar de US\$14,9 millones al 30 de junio de 2015 a US\$ 18,4 millones al 30 de junio de 2016, debido principalmente a que en 2016 se efectuó un recupero de PPUA por utilidades ajenas ascendentes a US\$4,2 millones.

Los Costos de distribución aumentaron US\$ 6,0 millones al pasar de US\$ 98,8 millones al 30 de junio de 2015 a US\$ 104.8 millones al 30 de junio de 2016 (6,1%). Debido a mayores costos asociados al transporte marítimo y terrestre.

Los Otros gastos por función disminuyeron US\$ 2,9 millones al pasar de US\$ 41,9 millones al 30 de junio de 2015 a US\$ 39,0 millones al 30 de junio de 2016, debido principalmente a un efecto compensado entre menores costos asociados a resultados de campañas exploratorias, costos exploratorios y pozos secos de exploración y abandonos por US\$ 18,2 millones, compensado con un aumento de provisión incobrables al 30 de junio de 2016 por US\$ 13,8 millones y otros ajustes por US\$ 1,5 millones.

Los Costos financieros, por su parte, tuvieron un aumento de US\$ 1,9 millones (2,0%) al pasar de US\$ 95,8 millones acumulado al 30 de junio de 2015 a US\$ 97,7 millones al 30 de junio de 2016, principalmente asociado a sobregiro bancario en la filial Argentina para cubrir flujos operacionales.

El rubro Participación en asociadas aumentó US\$ 2,0 millones al pasar de US\$ 6,2 millones al 30 de junio de 2015 a US\$ 8,2 millones al 30 de junio de 2016 (32,3%), principalmente por: GNL Chile S.A. aumentó en US\$ 1,9 millones al 30 de junio de 2016, Geotérmica del Norte S.A. aumentó en US\$ 1,7 millones, GNL Quintero S.A. disminuyó en US\$ 1,0 millón y Petropower Energía Ltda, disminuyó en US\$ 0,6 millón al primer semestre de 2016.

La diferencia de cambio pasó de un saldo negativo de US\$ 11,8 millones al 30 de junio de 2015 a US\$ 6,7 millones negativos al 30 de junio de 2016. 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 pesos. 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.

El rubro impuesto reflejó un beneficio de US\$ 19,2 millones al 30 de junio de 2016, lo que se compara con el beneficio de US\$ 38,8 millones obtenido al 30 de junio de 2015, este menor abono por impuesto a la renta de US\$ 19,6 millones se explica en el siguiente cuadro:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Desglose de impuestos	jun-16	jun-15	Var.	Var.%
Resultados antes de impuestos	59,4	93,5	(34,1)	36,5%
Impuesto a la renta, Chile	0,3	(0,1)	0,5	356,5%
Impuestos pagados en el exterior	(2,9)	(1,8)	(1,0)	55,3%
Impuestos diferidos	(16,0)	(4,2)	(11,9)	286,4%
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%	37,8	44,9	(7,1)	15,8%
Utilidad del periodo	78,6	132,3	(53,7)	40,6%

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Al 30 de junio de 2016 el total de activos presenta un aumento de US\$ 106,5 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2015. Este leve 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 por US\$ 98,8 millones al pasar de US\$ 113,6 millones al cierre de 2015 a US\$ 212,4 millones al 30 de junio de 2016 (87,0%), debido a mayores flujos provenientes de la operación y a menores flujos utilizados en actividades de inversión.

- El rubro Inventarios refleja un aumento de US\$ 89,9 millones (15,9%) con respecto al 31 de diciembre de 2015. Las principales variaciones son el efecto de:

- El Inventario de Productos aumenta en US\$ 53,3 millones, desde US\$ 272,0 millones al 31 de diciembre de 2015 a US\$ 325,4 millones al 30 de junio de 2016, que se explica por un ajuste de US\$ 59 millones del valor contable al valor neto realizable al 31 de diciembre de 2015; compensado con un menor precio en el costo unitario de las existencias de 4,2 US\$/Bbl (56,5 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2015 versus 52,3 US\$/Bbl al 30 de junio de 2016) y una disminución en el volumen de inventario de productos desde 946,3 Mm³ a 912,5 Mm³.
- El Inventario de Crudos, aumentó en US\$ 45,3 millones, desde US\$ 220,8 millones a US\$ 266,1 millones, que se explica por un ajuste de US\$ 25 millones del valor contable al valor neto realizable al 31 de diciembre de 2015 y por un aumento en el precio unitario el cual pasó desde los 36,4 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2015 a 44,3 US\$/Bbl al 31 de junio de 2016, este aumento en el precio fue contrarrestado parcialmente por una disminución en el volumen desde 1003,0 Mm³ al 31 de diciembre de 2015 a 884,9 Mm³ al 30 de junio de 2016.
- Por otra parte hubo una disminución en el stock de materiales de bodegas y en tránsito por US\$ 8,7 millones

- La cuenta Propiedades planta y equipo aumenta US\$ 33,3 millones al pasar de US\$ 2.797,7 millones al 31 de diciembre de 2015 a US\$ 2.832,0 al 30 de junio de 2016 (1,2%) principalmente por aumento de las construcciones en curso debido a construcción de Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua, además de mantención de estanques y ductos.

- La cuenta Otros activos corrientes aumenta US\$ 25,0 millones en su conjunto, al pasar de US\$ 5,2 millones al 31 de diciembre de 2015 a US\$ 30,2 al 30 de junio de 2016, por el reconocimiento de las primas de seguros anuales pagados en forma anticipado.

-Un aumento en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente de US\$ 20,3 millones al pasar de US\$ 26,8 millones al cierre de 2015 a US\$ 47,1 millones al 30 de junio de 2016 (75,7%), lo que se explica a consecuencia de la posición de cierre, con la cuenta por cobrar al Ministerio de Energía.

- La cuenta Activos por impuestos corrientes aumenta US\$ 10,6 millones al pasar de US\$ 92,2 millones al 31 de diciembre de 2015 a US\$ 102,8 al 30 de junio de 2016 (11,5%), principalmente a debido a incremento de la cuenta IVA Crédito fiscal.

Lo anterior se ve compensado principalmente por:

- Una disminución de US\$ 71,5 millones (79,6%) en la cuenta Otros activos financieros corrientes respecto a diciembre 2015, producto de la posición de cierre de los derivados de coberturas, principalmente Time Spread Swap - TSS que disminuye US\$ 86,7 millones, compensado con US\$ 15,2 que corresponde a porción corto plazo de recepción de bonos de nación Argentina por programa Petróleo plus.

- Una disminución en la cuenta Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes de US\$ 62,1 millones (9,8%) obedece principalmente a un incremento en el periodo promedio de cobro a junio 2016 en Enap Refinerías S.A., comparado con diciembre de 2015, el que disminuye de 25,1 a 23,2 días.

- Una disminución de US\$ 16,8 millones en el rubro Inversiones contabilizadas por el método de la participación (11,5%) debido a ajuste en asociada GNL Quintero S.A., se reclasificó en sus Estados Financieros del Año 2015, la presentación del unwind del contrato de derivado asociado al refinanciamiento de su deuda, cuyo efecto en ENAP fue una disminución de la inversión de US\$ 18,5 millones, compensado con el reconocimiento del resultado proporcional del periodo y otros efectos por US\$ 1,7 millones.

PASIVOS

Al 30 de junio de 2016 los pasivos en su conjunto aumentaron en US\$ 78,7 millones (1,7%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2015. Las principales variaciones corresponden a:

- El nivel de otros pasivos financieros corrientes y no corrientes aumentó en US\$ 43,2 millones debido principalmente a posición neta de los instrumentos de cobertura de corto plazo (TSS, SDI y tipo de cambio) lo que originó un mayor pasivo de US\$ 37 millones, respecto del 31 de diciembre de 2015.

- Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, aumentaron en US\$ 58,4 millones (13,4%) principalmente debido la relación con proveedores de crudo.

Lo anterior se ve compensado principalmente por:

- Las Cuentas Otros pasivos no corrientes disminuyeron en su conjunto US\$ 15,1 millones (4,3%) principalmente debido a la disminución en la cuenta Pasivos por impuestos diferidos.

PATRIMONIO

- El Patrimonio aumentó en US\$ 27,8 millones (4,0%) al 30 de junio de 2016 respecto al 31 de diciembre de 2015, producto de la utilidad del periodo de US\$ 78,6 millones compensado con otros cargos a otras reservas por US\$ 49,4 millones, coberturas por US\$ 30,5 millones, reconocimiento de ajuste Patrimonial en GNL Quintero S.A. por US\$ 18,5 millones y otras reservas por US\$ 0,4 millones.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 30 de junio de 2016 y 2015, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 212,4 millones al 30 de junio de 2016 que se compara con US\$ 115,0 millones al 30 de junio de 2015.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 415,5 millones al 30 de junio de 2016, que se compara con los US\$ 385,1 millones al 30 de junio de 2015. Los flujos de operación de cobros por venta de bienes y pago proveedores siguen la tendencia de los precios del Crudo Brent respecto al año anterior, a los cuales están indexados.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 247,6 millones, que se compara con US\$ 289,0 millones al 30 de junio de 2015. Esto es debido principalmente a una disminución de la inversión neta en propiedades, planta y equipo por US\$ 25,1 millones, una compra de participación en Geotérmica del Norte S.A. por US\$ 20 millones, en el primer semestre de 2015 compensado por otros movimientos por US\$ 3,6 millones.

El flujo utilizado en actividades de financiación fue de US\$ 67,9 millones al 30 de junio de 2016 el que se compara con el flujo utilizado en actividades de financiación de US\$ 127,4 millones al 30 de junio de 2015. Las principales variaciones fueron: la disminución de pagos de préstamos por US\$ 28,4 millones al 30 de junio de 2016 respecto al mismo período 2015, mayores otras entradas de efectivo por US\$ 24,5 millones y el aumento en los importes procedentes de préstamo a corto plazo por US\$ 12,3 millones más al 30 de junio de 2016 comparado con igual período 2015. Por otra parte, a junio 2016 se pagaron más intereses por US\$ 5,7 millones respecto al primer semestre 2015.

El detalle de los principales rubros es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	jun-16	jun-15	Var	Var. %
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	415,5	385,1	30,5	7,9%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(247,6)	(289,0)	41,5	14,4%
Flujos de efectivo (utilizados en) provenientes de actividades de financiación	(67,9)	(127,4)	59,5	46,7%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	100,1	(31,4)	131,5	419,2%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(1,3)	(7,1)	5,8	81,4%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	98,8	(38,5)	137,3	356,7%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	113,6	153,5	(39,9)	26,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	212,4	115,0	97,3	84,6%

5.- EBITDA

El EBITDA de US\$ 367,8 millones al 30 de junio de 2016 se compara con los US\$ 432,8 obtenidos en igual período de 2015, el detalle es el siguiente:

EBITDA	jun-16	jun-15	Var. US\$	Var. %
Margen Bruto	320,2	358,6	(38,4)	11%
Otros ingresos, por función	18,4	14,9	3,5	24%
Costos de distribución	(104,8)	(98,8)	(6,0)	6%
Gastos de administración	(42,4)	(40,9)	(1,5)	4%
Otros gastos, por función	(39,0)	(41,9)	2,9	7%
Resultado Operacional	152,3	191,8	(39,4)	21%
Depreciación y cuota de agotamiento ⁽¹⁾	195,0	202,3	(7,3)	4%
Abandono pozos exploratorios ⁽²⁾	10,6	14,7	(4,1)	28%
Estudios geológicos y costos no absorbidos ⁽³⁾	3,9	2,7	1,2	46%
Otras provisiones no operacionales ⁽⁴⁾	0,0	3,8	(3,8)	indet.
Costos de exploración ⁽⁴⁾	6,0	17,4	(11,5)	66%
EBITDA	367,8	432,8	(64,9)	15%

(1) Ver Nota 15 letra f) en los estados financieros consolidados

(2) Ver Nota 16 letra iii) en los estados financieros consolidados

(3) Incorporado en el rubro Costo de Ventas

(4) Ver Nota 29 en los estados financieros consolidados

Al 30 de junio de 2016 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 287,4 millones, por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 83,2 millones y la Línea Gas y Energía obtuvo un EBITDA negativo de US\$ 2,8 millones; a la misma fecha del año 2015 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 302,2 millones, por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 104,1 millones y la Línea Gs y Energía US\$ 26,5 millones.

6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

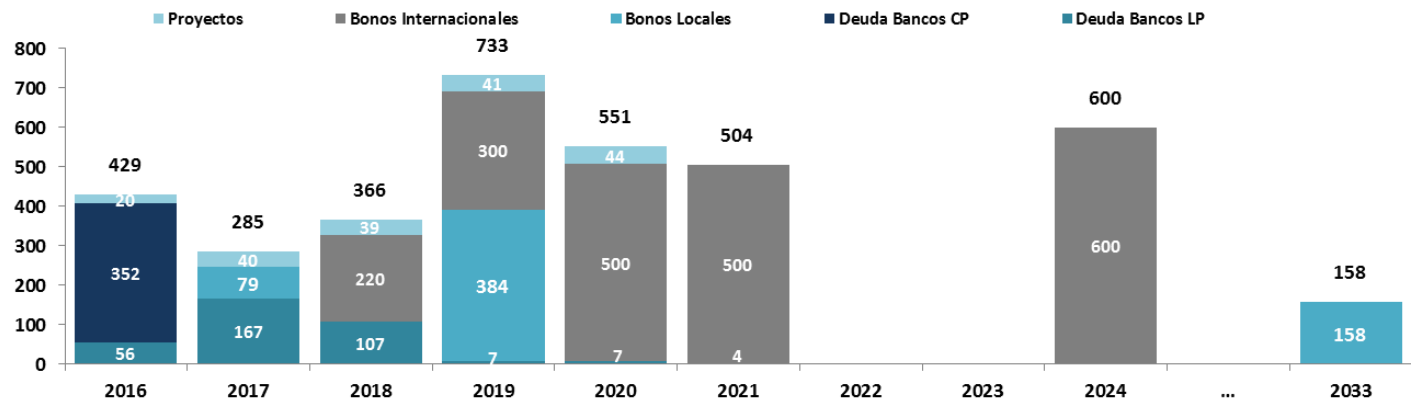
El presente desglose por segmentos de negocio muestra la contribución al margen bruto de las operaciones de la línea Refinación y Comercialización (R&C), de la línea Exploración y Producción (E&P) y de la línea Gas y Energía para el ejercicio al 30 de junio de 2016, e igual período de 2015:

Cifras en Millones de dólares (US\$)						
Información por segmentos de negocios	R&C	E&P	G&E	R&C	E&P	G&E
	jun-16	jun-16	jun-16	jun-15	jun-15	jun-15
Ingresos actividades ordinarias	2.073,3	260,8	126,1	2.919,7	301,7	170,4
Costos de ventas	(1.813,7)	(198,9)	(127,5)	(2.631,2)	(254,0)	(148,1)
Subtotal	259,6	61,9	(1,4)	288,5	47,7	22,2
Resultado ventas interlineas	11,9	(0,8)	0,0	2,6	5,9	5,3
Distribución del corporativo	(6,2)	(2,8)	(1,9)	(7,4)	(4,1)	(2,2)
Margen bruto	265,2	58,3	(3,3)	283,7	49,5	25,4

7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 30 DE JUNIO DE 2016

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

US\$MM



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-16	dic-15	Var.	Var. %
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	1,31	1,39	(0,08)	6,1%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,78	0,88	(0,09)	10,5%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		jun-16	dic-15	Var.	Var. %
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	6,63	6,78	(0,15)	2,2%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	4,94	5,08	(0,13)	2,6%
Razón de endeudamiento, financiero corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	15,51	12,93	2,58	20,0%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	84,49	87,07	(2,58)	3,0%
		jun-16	jun-15	Var.	Var. %
Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	3,60	4,09	(0,48)	11,9%
R.A.I.I.D.A.I.E. ⁽⁶⁾	(Millones US\$)	352	392	(40)	10,1%

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

⁽²⁾ Razón de endeudamiento financiero neto = (Pasivos Financieros - Activos financieros) / 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 = R.A.I.I.D.A.I.E. / Costos financieros

⁽⁶⁾ R.A.I.I.D.A.I.E. = Resultado antes de imptos, intereses, depreciación, amortización e items extraordinarios

ACTIVIDAD					
Activos		jun-16	dic-15	Var.	Var.%
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	5.560,1	5.453,6	106,4	2,0%
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	5.506,9	5.555,5	(48,6)	0,9%
Inventarios		jun-16	dic-15	Var.	Var.%
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	6,71	8,74	(2,03)	23,2%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	1,79	1,37	0,42	30,2%

⁽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-16	dic-15	Var.	Var.%
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	17,09	27,91	(10,83)	38,8%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	2,11	3,07	1,11	36,1%

⁽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 primer semestre de 2016, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 41,0 US\$/bbl en la Bolsa Intercontinental de Londres, menor en 30% con respecto al promedio del primer semestre de 2015 (58,9 US\$/bbl).

Este descenso en el precio se explica como resultado de la sobreoferta en el mercado mundial que comenzó en el 2014 y que se intensificó en el primer y segundo semestre de 2015.

De acuerdo a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, Julio 2016) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 94,6 millones de barriles por día (MM bpd) en el primer semestre de 2016, mientras que la oferta mundial fue 95,7 MM bpd, generándose en consecuencia una acumulación de inventarios, a nivel mundial, de 1,1 MM bpd.

MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2015-2016 (Cifras en millones de barriles diarios)

	1er Sem 2015	1er Sem 2016	Variación
DEMANDA	93,1	94,6	-1,47
OECD	46,0	46,1	-0,14
NO-OECD	47,2	48,5	-1,33
OFERTA	95,0	95,7	-0,70
Norteamérica	22,0	21,8	0,21
Resto NO-OPEP	35,1	35,1	-0,01
LGN y Condensados OPEP	6,6	6,8	-0,21
Crudo OPEP	31,4	32,1	-0,69
VARIACIÓN INVENTARIOS	1,9	1,1	
<i>Fuente: Departamento e Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook July 2016"</i>			

Durante el primer semestre del 2015, la situación de sobreoferta fue levemente mayor, con un consumo de 93,1 MM bpd y una oferta de 95,0 MM bpd. La acumulación de inventarios fue de 1,9 MMbpd en dicho semestre.

Durante el primer semestre del 2016, la OPEP continuó con su política de alta producción, excediendo con largueza su producción meta de 30 MMbpd. Sin embargo distintos acontecimientos afectaron la producción mundial de crudo y con ello disminuyó considerablemente la sobreoferta que afectaba el nivel de precios. El primer trimestre se inició el alza del precio ante la expectativa de un acuerdo para recorte de producción tanto de países de la OPEP como no-OPEP en reunión del 17 de abril. En esta reunión no se llegó a acuerdo alguno. El retorno de las exportaciones de crudo iraní suprimidas por las sanciones desde el 2012, y la escasa probabilidad de una disminución de la producción de los principales exportadores (Rusia, Arabia Saudita, Irak, Kuwait), debilitaron temporalmente el precio del crudo. Sin embargo, la fortaleza del ciclo alcista se fundamentó en la expectativa de que la reducción de la producción de EE.UU. continuaría con otros 500.000 b/d este año; en la confianza de que efectivamente China lograría mantener su crecimiento económico en el rango 6,5%-7%; y en la sorprendentemente alta refinación en los Estados Unidos. Durante el mes de mayo la producción mundial de crudo se vio afectada por las huelgas de trabajadores petroleros en Kuwait, los atentados a las instalaciones petroleras en Nigeria, que redujo la producción por aprox. 500 Mb/d y un gigantesco incendio forestal en Canadá, el cual dejó fuera del mercado aproximadamente 1,2 MMb/d de crudo durante más de un mes.

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 disminuyeron en el primer semestre de 2016 en relación a igual período de 2015, siguiendo a grandes rasgos la caída del precio del crudo Brent.

El precio de la gasolina promedió 53,5 US\$/bbl en el primer semestre de 2016, bajando así en 29% con respecto al mismo periodo en 2015. El precio de la gasolina cayó levemente menos que el precio del crudo, debido a la sostenida recuperación de la economía de Estados Unidos – el mayor consumidor mundial de este producto – y a la creación de demanda que la misma baja del precio generó.

En el caso del precio del diesel, el promedio del primer semestre de 2016 fue 50,2 US\$/bbl, esto es, 29% menor al promedio del primer semestre del año pasado. El precio de este combustible tuvo un importante repunte a partir del mes de junio debido a una huelga de trabajadores de instalaciones petroleras en Francia, lo cual generó un déficit local de diesel y por lo tanto disminuyó inventarios de este combustible a nivel global. Francia es el principal consumidor de diesel vehicular del mundo.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 47,9 US\$/bbl en el primer semestre de 2016, con una baja de 45% con respecto al primer semestre de 2015. El precio del Fuel Oil N° 6 bajó proporcionalmente más que el petróleo crudo debido al menor consumo de este producto como combustible marítimo, y también debido a menores exportaciones al mercado del Asia.

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 70 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un impacto en resultados de US\$ 70 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 adoptó en diciembre de 2012 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.

13.- HECHOS POSTERIORES

Durante el periodo transcurrido entre la fecha de los estados financieros consolidados intermedios y la emisión de los mismos, los siguientes hechos posteriores se han producido:

- a) Con fecha 6 de julio Enap Sipetrol Argentina S.A. ha firmado un contrato de crédito para financiar el Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) con Citibank, N.A. (“Citi”) y Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. (“BBVA”). El contrato cuenta con garantía de ENAP. El monto asciende a la suma de hasta 150 millones de dólares, los que podrán ser desembolsados escalonadamente a requerimiento de nuestra compañía durante un año. El plazo de pago es de 5 años (con un período de gracia de 18 meses) y la tasa pactada es LIBOR trimestral más 1,85% de margen aplicable. Asimismo, el 11 de Julio se ha recibido el primer desembolso por 60 millones de dólares.
- b) Con fecha 2 de agosto ENAP suscribió un contrato de venta de bonos (Purchase Agreement) con las instituciones financieras internacionales Citigroup Global Markets Inc. y J.P. Morgan Securities LLC, en calidad de compradores iniciales y colocadores de los bonos, por un monto de USD \$ 700.000.000 (setecientos millones de dólares de los Estados Unidos de América), con sujeción a la Regla 144A y a la Regulación S de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América. El plazo de vencimiento de esta emisión es de 10 años, con pagos semestrales de intereses y amortización de capital al final de dicho período. La tasa de carátula de los bonos fue de 3,75% (“cupón”) y la tasa de emisión fue de 3,951 % (“yield”), lo que corresponde a 240 puntos base (2,40%) de margen o spread sobre el Bono del Tesoro a 10 años de los Estados Unidos de América.

Los fondos provenientes de esta colocación fueron destinados al prepago de bonos anteriormente emitidos en los mercados internacionales por ENAP, con vencimientos los años 2019, 2020 y 2021 (para lo cual se efectuó una oferta de recompra de tales bonos), lo que permitió extender el perfil de deuda de ENAP.