



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
SEMESTRAL AL 30 DE JUNIO DE 2014**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2014

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Clasificado de La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, al 30 de junio de 2014 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2013, y los resultados consolidados intermedios de ENAP, para el período comprendido entre el 01 de enero y el 30 de junio de los años 2014 y 2013. 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 una utilidad al 30 de junio de 2014 ascendente a US\$ 59 millones, situación que se compara con la utilidad alcanzada al 30 de junio de 2013 de US\$ 77 millones (variación de US\$ 18 millones). Este cambio en los resultados se explica principalmente por una variación en el margen bruto, que de los US\$ 346 millones obtenidos al 30 de junio de 2013, alcanzó a los US\$ 236 millones al 30 de junio de 2014 (variación de US\$ 110 millones). Por otra parte, el EBITDA generado al 30 de junio de 2014 fue de US\$ 311 millones, lo que se compara con los US\$ 399 millones generados al 30 de junio de 2013. El patrimonio de ENAP alcanzó los US\$ 281 millones al 30 de junio de 2014, incrementándose en US\$ 50 millones respecto al 31 de diciembre de 2013.

Las razones que explican la variación de US\$ 110 millones en el margen bruto de ENAP, están relacionadas con la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C) cuantificadas en una disminución de US\$ 117 millones de dólares y en la Línea de Negocio de Exploración y Producción (E&P) cuantificadas en un aumento de US\$ 7 millones.

Durante el primer semestre de 2014 las variables operativas de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C), presentaron un comportamiento similar al mismo período de 2013. No obstante lo anterior, al igual que en el primer trimestre de 2014, la evolución del mercado internacional impactó negativamente los resultados financieros. En este periodo se tuvo una disminución de los ingresos, debido a márgenes internacionales para productos derivados del petróleo inusualmente bajos, manteniendo la tendencia observada en el primer trimestre de 2014, la que se arrastra desde fines de 2013. En esa línea, el margen para la gasolina regular en la costa del Golfo de USA (referencia para el precio de la gasolina 93) resultó ser de 8,3 US\$/bbl respecto del crudo Brent, vs 12,2 US\$/bbl observados entre los meses enero y junio de 2013. En el caso del diesel, se verificó un deterioro apenas levemente menos severo del margen en la costa del Golfo con respecto al crudo Brent, que bajó de 17,8 US\$/bbl en el primer semestre de 2013 a 14,5 US\$/bbl en enero-junio de 2014. Asimismo, se evidenció un margen por la venta de gas natural significativamente menor en el primer semestre de 2014 respecto a igual período de 2013, debido principalmente a un mayor costo del gas natural licuado.

A pesar de este escenario más desfavorable en los márgenes del negocio de refinación y gas natural, la línea R&C a junio de 2014 mantuvo una mayor tasa de utilización promedio de Refinerías, permitiendo a su vez, una mayor producción propia. Destaca la producción de Gasolinas, que en marzo del presente año se sitúa en la mayor producción histórica de esta familia de productos. Por otra parte, R&C ha logrado disminuir el nivel de inventario de crudos y productos en medio millón de barriles respecto del promedio observado en 2013, mejorando de esta forma su requerimiento de capital de trabajo.

En la línea E&P, las mejoras operacionales y de gestión quedan descritas por: a) mayores ingresos en la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. por incrementos en la producción de crudo y gas, y alzas en los precios internos de los hidrocarburos (gas y petróleo) a través de la aceptación de un precio de 7,5

US\$/MMBtu para el gas adicional; b) mayores ingresos en Egipto como consecuencia del éxito de la campaña de exploración en el activo East Ras Qattara en el 2013 y 2014 con incrementos de un 71% en los niveles de producción respecto mismo período del año 2013. Por otra parte Enap Magallanes vendió en este semestre US\$14 más de Gas Natural que al mismo periodo de 2013.

Junto con los mayores ingresos en el periodo se obtuvo un menor Lifting Cost en Argentina, como consecuencia de la devaluación del peso registrada en Enero. La disminución en el Lifting Cost se concentra principalmente en los rubros de personal, servicios de operación y mantenimiento, cuyos contratos están mayoritariamente en pesos argentinos.

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	jun-14	jun-13	Var	Var.%
Ingresos de actividades ordinarias	5.255	5.722	(467)	8,2%
Costos de ventas	(5.019)	(5.376)	357	6,6%
Margen bruto	236	346	(110)	32%
Otros ingresos, por función	21	27	(6)	22,2%
Costos de distribución	(80)	(88)	8	9,1%
Gasto de administración	(40)	(46)	6	13,0%
Otros gastos, por función	(40)	(49)	9	18,4%
Otras ganancias (pérdidas)	2	0	2	indet.
Ingresos financieros	4	4	0	0,0%
Costos financieros	(87)	(98)	11	11,2%
Participación en asociadas	8	16	(8)	50,0%
Diferencias de cambio	(12)	(6)	(6)	100,0%
Utilidad antes de impuestos	13	105	(92)	87,6%
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias	46	(28)	74	264,3%
Utilidad del período	59	77	(18)	23,4%
Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras	1	1	0	0,0%
Utilidad atribuible a los propietarios de la controladora	58	76	(18)	23,7%

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	jun-14	dic-13	Var	Var.%
ACTIVOS	5.779	6.274	(495)	7,9%
Efectivo y equivalentes al efectivo	126	469	(343)	73,1%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	951	996	(45)	4,5%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	26	33	(7)	21,2%
Inventarios	1.171	1.301	(130)	10,0%
Activos por impuestos corrientes	69	29	40	137,9%
Otros activos corrientes	20	4	16	400,0%
Otros activos no financieros, no corrientes	48	49	(1)	2,0%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	106	117	(11)	9,4%
Propiedades, planta y equipo, neto	2.597	2.637	(40)	1,5%
Activos por impuestos diferidos	599	560	39	7,0%
Otros activos no corrientes	66	79	(13)	16,5%
PASIVOS	5.498	6.043	(545)	9,0%
Otros pasivos financieros corrientes	301	486	(185)	38,1%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.303	1.533	(230)	15,0%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	36	46	(10)	21,7%
Otros pasivos corrientes	154	174	(20)	11,5%
Otros pasivos financieros no corrientes	3.348	3.416	(68)	2,0%
Otros pasivos no corrientes	356	388	(32)	8,2%
PATRIMONIO	281	231	50	21,6%

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Cifras en Millones de dólares (US\$)			Var.	
	jun-14	jun-13	US\$	Var. %
Ingresos por ventas productos propios	3.967	4.100	(133)	3,2%
Ingresos por ventas productos importados	590	1.112	(522)	46,9%
Ingresos por ventas E&P	357	290	67	23,1%
Ingresos por ventas gas natural importado	234	214	20	9,3%
Ingresos por ventas de servicios	5	6	(1)	16,7%
Ingresos por ventas de crudo importado	102	0	102	Indet.
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	5.255	5.722	(467)	8,2%

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US\$ 5.255 millones al 30 de junio de 2014, los cuales se comparan con US\$ 5.722 millones al 30 de junio de 2013:

Los ingresos por ventas de productos propios y productos importados disminuyó un 12,6%, por una caída de un 10,3% en el volumen de ventas medido en metros cúbicos, desde los 6.587,9 Mm³ al 30 de junio de 2013 a 5.908,2 Mm³ al 30 de junio de 2014, principalmente por una menor demanda de diesel importado por parte de las empresas termoeléctricas, complementado con una disminución de un 2,5% en el precio de venta promedio referida a la paridad de importación, de 125,8 US\$/Bbl a 122,6 US\$/Bbl.

Los ingresos por venta en E&P se incrementaron en US\$ 67 millones principalmente por mayores ingresos por venta de crudo y gas en Argentina y Egipto. En Argentina y Egipto los ingresos se incrementaron en US\$ 51 millones respecto al 30 de junio de 2013, lo cual se explica principalmente por: i) un aumento de la producción de crudo en 5% respecto al año 2013, también se efectuaron mayores ventas en el primer semestre del 2014 vs 2013, ii) incremento en los ingresos por producción de gas por nuevo incentivo implementado por el Gobierno Argentino el cual incrementa el precio a pagar por el gas a 7,5 US\$/MMBtu. Por otra parte Enap Magallanes vendió en este semestre US\$14 más de Gas Natural que al mismo periodo de 2013.

En E&P la producción total alcanzó los 7,2 millones de barriles equivalentes (BOE) superior a los 6,6 millones de barriles equivalentes (BOE) producidos al 30 de junio de 2013. Al 30 de junio de 2014 la producción de gas en Argentina fue de 1,218 millones barriles equivalentes, un 12% superior a lo producido en igual periodo de 2013. Asimismo, la producción de petróleo se incrementó de 5,5 millones de barriles equivalentes producidos el año 2013 a 5,9 millones de barriles equivalentes producidos el año 2014. Este aumento se concentra en Egipto debido a los buenos resultados de la campaña de perforación realizada en el 2013 y 2014.

Por otra parte en este periodo se produjeron dos ventas de crudo off-shore por un total de US\$102 millones, el precio de la transacción corresponde al precio de mercado del commodity.

El margen primo total de producción propia que corresponde a los ingresos por ventas de productos propios menos el costo de materia prima tuvo una variación negativa de 13,5% al 30 de junio de 2014 comparado con igual período de 2013, esta caída en el margen primo es producto de márgenes internacionales para productos derivados del petróleo inusualmente bajos, entre los meses de enero a junio 2014, manteniendo la tendencia observada en el último semestre de 2013. El detalle es el siguiente:

Productos propios	jun-14	jun-13	Var	Var.%
Ingresos por ventas (MMUS\$)	3.967	4.100	(133)	3,2%
Costo de venta primo	(3.424)	(3.472)	48	1,4%
Margen primo total	543	628	(85)	13,5%
MARGEN PRIMO US\$ / Bbl	16,4	18,5	(2,1)	11,3%

El margen para la gasolina regular en la costa del Golfo de USA resulto ser de 8,3 US\$/bbl respecto del crudo Brent, vs 12,2 US\$/bbl observados entre los meses enero y junio 2013 y un deterioro apenas levemente menos severo se observó en el caso del margen del diesel en la costa del Golfo con respecto al crudo Brent, que bajó de 17,8 US\$/bbl en el primer semestre de 2013 a 14,5 US\$/bbl en enero-junio de 2014.

Los ingresos por venta de productos propios alcanzaron a US\$ 3.967 millones, inferiores a los US\$ 4.100 millones de venta de producción propia al 30 de junio de 2013 (3,2%). La razón principal de esta disminución en el ingreso es consecuencia de que el precio de venta promedio de productos propios disminuyó de 125,8 US\$/Bbl a 122,6 US\$/Bbl, ya que la producción propia a venta disminuyó levemente desde 5.183,6 Mm3 a 5.173,1 Mm3.

Las variaciones en el volumen de venta de producción propia respecto a cada familia de productos es la siguiente: petróleos combustibles disminuyó un 16,8% en el volumen de ventas, producto de una venta extraordinaria a Trafigura Ltd., diesel disminuyó un 0,3%. En el caso de las Gasolinas y los LPG se observó un aumento en la venta de productos de elaboración propia del 6,28% y 9,99% respectivamente

Al 30 de junio de 2014 y 2013 el comportamiento mensual de los precios menos el costo de materia prima de la producción propia vendida, medido en US\$/Bbl, disminuyó en 2,1 US\$/Bbl, equivalente a un 11,4%.

Margen Primo - Producción Propia 2014 (US\$/Bbl)							
	ene	feb	mar	abr	may	jun	Promedio
Precio de venta	121,5	120,9	124,2	122,5	122,0	123,4	122,4
Costo materia prima	105,4	103,6	105,6	105,5	107,2	108,9	106,1
Margen US\$/Bbl	16,1	17,3	18,6	16,9	14,8	14,5	16,4

Margen Primo - Producción Propia 2013 (US\$/Bbl)							
	ene	feb	mar	abr	may	jun	Promedio
Precio de venta	126,1	128,4	131,0	123,3	120,2	117,6	124,4
Costo materia prima	107,8	113,0	107,9	104,4	101,8	101,0	106,0
Margen US\$/Bbl	18,4	15,4	23,1	18,9	18,4	16,6	18,5

ENAP Magallanes por medio de la Ley de Presupuesto del Sector Público, ha reconocido ingresos por venta de producción propia y por compras de gas al 30 de junio de 2014 por un total de US\$ 35,8

millones. Esta compensación cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas producido en la Región de Magallanes en relación a sus costos de producción y distribución, y de compra de gas.

COSTOS DE VENTAS

En línea con la baja en los ingresos, los costos de ventas de ENAP al 30 de junio de 2014 disminuyeron en US\$ 357 millones, y su porcentaje respecto de los ingresos totales de venta por actividades ordinarias sube desde un 94% a un 96%:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costo de venta a Ingresos de actividades	jun-14	%	jun-13	%	Var.%
Ingresos de actividades ordinarias	5.255	100%	5.722	100%	(467)
Costos de ventas	(5.019)	-96%	(5.376)	-94%	357
Margen bruto	236	4%	346	6%	(110)

Tal como se observa en el cuadro adjunto los menores costos de US\$ 357 millones entre un periodo y otro en los costos de venta al 30 de junio de 2014, se explican principalmente la disminución neta en los costos por compra de productos importados, diesel y productos refinados. Compensado con el aumento de los costos de compra de gas natural y por el costo de una venta de crudo off-shore realizada durante el semestre.

Con respecto a las importaciones de productos (diesel, LPG y Gasolinas), estas totalizaron 735 Mm³ al 30 de junio de 2014, lo cual se compara con los 1.354 Mm³ del periodo anterior, esta importante disminución de un 46% se explica por menor demanda de diesel por parte de las empresas termoeléctricas, y una baja en la disponibilidad de LPG proveniente de Argentina – Área Magallanes.

Por otra parte el costo de compra de crudo disminuyó US\$ 81 millones (2,3%) lo que se explica por una baja en metros cúbicos vendidos desde 5.267,6 Mm³ al 30 de junio de 2013 a 5.173,1 Mm³ al 30 de junio de 2014.

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costo de venta desagregados	jun-14	jun-13	Var	Var.%
Costos por compra de crudo	(3.424)	(3.472)	48	1,4%
Costos operacionales no crudo	(486)	(541)	55	10%
Costo de producción E&P	(231)	(173)	(58)	33,8%
Costos de compra de productos	(570)	(1.062)	492	46%
Costo de venta de crudo	(102)	0	(102)	indet.
Costo por venta de gas natural	(205)	(128)	(77)	60%
TOTAL COSTO DE VENTA	(5.019)	(5.376)	357	6,6%

La variación de US\$ 55 millones en los costos operacionales no crudo, que al 30 de junio de 2014 alcanzaron a US\$ 486 millones de dólares, inferiores a los US\$ 541 millones acumulados al primer semestre del año 2013, se explica principalmente por menores costos variables que disminuyeron en US\$ 52 millones, que se explica por los costos unitarios de energía eléctrica que disminuyen en torno al 11%, y de fuel gas que disminuyó en torno a un 8%. También afecta la depreciación del peso entre ambos periodos y su efecto en los salarios y otros costos no crudo. El detalle siguiente muestra los costos operacionales no crudo:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Detalle Costos no crudo	jun-14	jun-13	Var	Var. %
Costos variables	(267)	(319)	52	16,2%
Costos fijos	(126)	(126)	0	0,0%
Depreciación	(83)	(85)	2	2,4%
Logística	(10)	(11)	1	9,1%
TOTAL COSTO NO CRUDO	(486)	(541)	55	10,1%

MARGEN BRUTO

El margen bruto al 30 de junio de 2014 fue de US\$ 236 millones, respecto a los US\$ 346 millones obtenidos en igual período del año anterior, lo que representa una variación negativa de US\$ 110 millones.

Durante el primer semestre de 2014 las variables operativas de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C), presentaron un comportamiento similar al mismo período de 2013. No obstante lo anterior, al igual que en el primer trimestre de 2014, la evolución del mercado internacional impactó negativamente los resultados financieros. En este periodo se tuvo una disminución de los ingresos, debido a márgenes internacionales para productos derivados del petróleo inusualmente bajos, manteniendo la tendencia observada en el primer trimestre de 2014, la que se arrastra desde fines de 2013. En esa línea, el margen para la gasolina regular en la costa del Golfo de USA (referencia para el precio de la gasolina 93) resultó ser de 8,3 US\$/bbl respecto del crudo Brent, vs 12,2 US\$/bbl observados entre los meses enero y junio de 2013. En el caso del diesel, se verificó un deterioro apenas levemente menos severo del margen en la costa del Golfo con respecto al crudo Brent, que bajó de 17,8 US\$/bbl en el primer semestre de 2013 a 14,5 US\$/bbl en enero-junio de 2014. Asimismo, se evidenció un margen por la venta de gas natural significativamente menor en el primer semestre de 2014 respecto a igual período de 2013, debido principalmente a un mayor costo del gas natural licuado.

La Línea de E&P tuvo una variación positiva de 5% pasando de US\$ 110 millones a US\$ 117 millones, principalmente por mayores ingresos por venta de crudo en Egipto y venta de crudo y gas en Argentina.

VARIACIONES OTROS RUBROS

El rubro Otros gastos por función disminuyó de US\$ 49 millones al 30 de junio de 2013 a US\$ 40 millones al 30 de junio de 2014 (18,4%). Los estudios geológicos disminuyeron US\$ 5 millones, ya que fueron incurridos en 2013 asociados al Bloque 3J (Ecuador), los pozos secos de exploración y abandonos disminuyeron en US\$ 2 millones debido a una mayor probabilidad de éxito, y los costos de exploración disminuyeron US\$ 2 millones.

Los costos financieros, por su parte, tuvieron una disminución de US\$ 11 millones (11,2%) al pasar de US\$ 98 millones acumulado al 30 de junio de 2013 a US\$ 87 millones al 30 de junio de 2014 debido principalmente a la disminución de la deuda que mantiene ENAP en préstamos bancarios y cuentas por pagar en US\$ 10 y US\$ 2 millones, respectivamente y otros incrementos por US\$ 1 millón.

La Participación en las ganancias y (pérdidas) de asociadas disminuyó en US\$ 8 millones al 30 de junio de 2014, debido a menores resultados de la cartera de inversiones en empresas asociadas y a que el primer semestre de 2013 se reconocían en esta línea los resultados de la operación en Perú.

Los Costos de distribución disminuyeron US\$ 8 millones al pasar de US\$ 88 millones al 30 de junio de 2013 a US\$ 80 millones al 30 de junio de 2014 (9,1%), por menores costos asociados a fletes marítimos, principalmente.

El concepto diferencia de cambio reflejó una pérdida de US\$ 12 millones al 30 de junio de 2014 lo que se compara con la pérdida de US\$ 6 millones al 30 de junio de 2013. Este valor refleja una compensación entre el costo de las coberturas de cuentas por cobrar y la depreciación del peso chileno que afectó los saldos acreedores del balance. Las coberturas de cuentas por cobrar 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.

El rubro impuesto a la renta reflejó un beneficio fiscal de US\$ 46 millones al 30 de junio de 2014, lo que se compara con el gasto de US\$28 millones obtenido al 30 de junio de 2013, El beneficio fiscal a junio de 2014 se explica principalmente, debido al abono por US\$ 46 millones a impuesto a la renta con motivo de la autorización por parte del Ministerio de Hacienda de capitalizar los resultados del año 2013 de la filial Enap Sipetrol S.A., con lo cual se canceló la obligación del pago del impuesto DL 2398.

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Desglose de impuestos	jun-14	jun-13	Var.	Var. %
Resultados antes de impuestos	13	105	(93)	87,9%
Impuesto a la renta	12	(23)	35	151,3%
Impuesto a la renta	(0)	(2)	1	74,4%
Impuestos diferidos	25	(13)	37	296,4%
Impuestos pagados en el exterior	(12)	(9)	(3)	34,5%
Resultado después de impuesto a la renta	25	82	(57)	69,9%
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%	34	(5)	39	806,1%
Impuesto a la renta (40%)	18	(14)	32	224,3%
Impuestos diferidos (40%)	16	9	7	73,4%
Ganancia (pérdida) del ejercicio	59	77	(18)	23,9%

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Al 30 de junio de 2014 el total de activos presenta una disminución de US\$ 493 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2013. Esta disminución se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- Una disminución de US\$ 343 millones (73,1%) en la cuenta Efectivo y equivalentes al efectivo respecto a diciembre 2013, esto se debió a que saldo de caja al 31 de diciembre de 2014 fue inusualmente alto debido a la recepción, en los últimos días de diciembre de los fondos provenientes de la venta de la participación en negocio Primax y por otra parte a la provisión anticipada de fondos por US\$ 150 millones para la amortización, en marzo de 2014, de un bono internacional por US\$ 150 millones. El menor saldo al 30 de junio de 2014 es consecuencia, principalmente, del uso de los fondos en la amortización de deuda financiera y con proveedores.

- El rubro Inventarios refleja una disminución de US\$ 130 millones (10,0%) con respecto al 31 de diciembre de 2013. Las principales variaciones son el efecto de:

- El menor valor del Inventario de Crudos para refinación, que disminuye desde US\$ 593,5 millones a US\$ 469,6 millones (20,9%) explicado principalmente por una disminución en el volumen de inventarios, que baja desde 854,1 Mm3 en diciembre de 2013 a 662,5 Mm3 (22,4%) al 30 de junio de 2014, complementado con el efecto de una disminución de los precios internacionales del crudo, que se refleja en el costo unitario, pasando de 107,5 US\$/Bbl en diciembre de 2013 a 105,4 US\$/Bbl (1,9%) al 30 de junio de 2014.
- Un menor valor del Inventario de Productos, que disminuye desde US\$ 641,4 millones a US\$ 635,7 millones explicado por la disminución en el volumen de inventario de productos, de 812,1 Mm3 a 793,5 Mm3 (2,3%) y por un mayor precio en el costo unitario de las existencias que aumenta de 116,5 US\$/Bbl a 119,5 US\$/Bbl (2,6%).

- Disminución de US\$ 40 millones (1,5%) en el rubro Propiedades, planta y equipo, neto se explica principalmente por un efecto compensado entre las adiciones que sumaron US\$ 175 millones de los cuales corresponden US\$ 129 millones a inversiones en E&P, menos los gastos por depreciación que ascendieron a US\$ 191 millones y menos abandono de pozos exploratorios y castigos por US\$ 24 millones.

- Una disminución de US\$ 11 millones en el rubro Inversiones contabilizadas por el método de la participación (1,7%) debido a efectos compensados, por una parte la participación en resultados por US\$ 8 millones, y por otra recepción de dividendos US\$14 millones y otros movimientos por US\$4 millones.

Lo anterior se ve compensado por:

- El aumento en la cuenta Otros activos corrientes de US\$ 16 millones (400,0%) respecto a diciembre 2013, correspondientes a seguros anuales pagados por anticipado.

PASIVOS

Al 30 de junio de 2014 los pasivos en su conjunto disminuyeron en US\$ 545 millones (9,0%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2013. Las principales variaciones corresponden a:

- El nivel de otros pasivos financieros (corrientes y no corrientes) disminuyó en US\$ 253 millones. Los Pasivos financieros corrientes disminuyen US\$ 185 millones mientras los Pasivos financieros no corrientes lo hicieron en US\$ 68 millones. La principal modificación de la composición de la deuda, respecto al 31 de diciembre de 2013, corresponde al pago del bono del tipo 144-A con vencimiento a 10 años en marzo de 2014, por un monto de MUS\$ 150.000.

- Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, disminuyeron en US\$ 230 millones (15%) principalmente debido a la disminución de las cuentas proveedores extranjeros y acreedores varios extranjeros por pago de crudo.

PATRIMONIO

- El Patrimonio de la Empresa aumentó en US\$ 52 millones (22,5%) al 30 de junio de 2014 respecto al 31 de diciembre de 2013, producto del resultado del ejercicio de US\$ 58 millones y por efectos de cambios en otros resultados integrales.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 30 de junio de 2014 y 2013, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 126 millones al 30 de junio de 2014, que se compara con US\$364 millones al 30 de junio de 2013.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 158 millones al 30 de junio de 2014, que se compara con US\$ 372 millones al 30 de junio de 2013. Esta disminución corresponde a una disminución en las obligaciones con los proveedores por menores niveles de inventario durante el período, manteniendo los niveles en las actividades de recaudación y cobranza, respecto al período anterior.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 169 millones, que se compara con US\$ 128 millones al 30 de junio de 2013. Esto es debido a dos factores: por una parte a un aumento de la inversión neta en propiedades, planta y equipo por US\$ 42 millones, a consecuencia del intensivo plan de inversiones en E&P durante el primer semestre 2014 en la zona de Magallanes, las cuales son mayores a las inversiones en obras de infraestructura realizadas en el primer semestre de 2013.

El flujo utilizado en actividades de financiación fue de US\$ 324 millones al 30 de junio de 2014 se compara con el flujo proveniente de actividades de financiación de US\$ 58 millones al 30 de junio de 2013. Esta utilización de efectivo a junio de 2014 se debe principalmente excedentes de caja producto de la operación del año 2013. A diferencia del primer semestre de 2013 se realizó la emisión de bonos locales por un monto de UF 6.000.000 (BENAP-D por UF 2.000.000 a un plazo de 5 años y BENAP-E por UF 4.000.000 a un plazo de 21 años), equivalente a US\$ 290,7 millones.

El detalle de los principales rubros es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	jun-14	jun-13	Var	Var.%
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	158	372	(214)	57,5%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(169)	(128)	(41)	32,0%
Flujos de efectivo (utilizados en) provenientes de actividades de financiación	(324)	(58)	(266)	458,6%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	(336)	186	(522)	280,6%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(8)	(3)	(5)	166,7%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(344)	183	(527)	288,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	469	181	288	159,1%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	126	364	(238)	65,4%

5.- EBITDA

El EBITDA presentó una disminución respecto al primer semestre del año anterior, alcanzando los US\$ 311 millones al 30 de junio de 2014 lo que se compara con los US\$ 399 obtenidos en igual período de 2013. Esta disminución de US\$ 88 millones (22,0%) es consecuencia principalmente de la disminución del margen bruto explicado con anterioridad.

EBITDA	jun-14	jun-13	Var. US\$	Var.%
Margen Bruto	236	346	(110)	32%
Otros ingresos, por función	21	27	(7)	25%
Costos de distribución	(80)	(88)	8	9%
Gastos de administración	(40)	(46)	6	14%
Otros gastos, por función	(40)	(49)	9	19%
Resultado Operacional	97	190	(93)	49%
Depreciación y cuota de agotamiento ⁽¹⁾	191	162	28	17%
Abandono pozos exploratorios ⁽²⁾	18	22	(4)	20%
Estudios geológicos y costos no absorbidos ⁽³⁾	1	10	(9)	89%
Otras provisiones no operacionales ⁽⁴⁾	0	10	(10)	95%
Costos de exploración ⁽⁴⁾	4	4	(0)	10%
EBITDA	311	399	(88)	22%

⁽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 2014 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 135,3 millones y por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 193,5 millones; a la misma fecha del año 2013 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 252,0 millones y por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 167,4 millones.

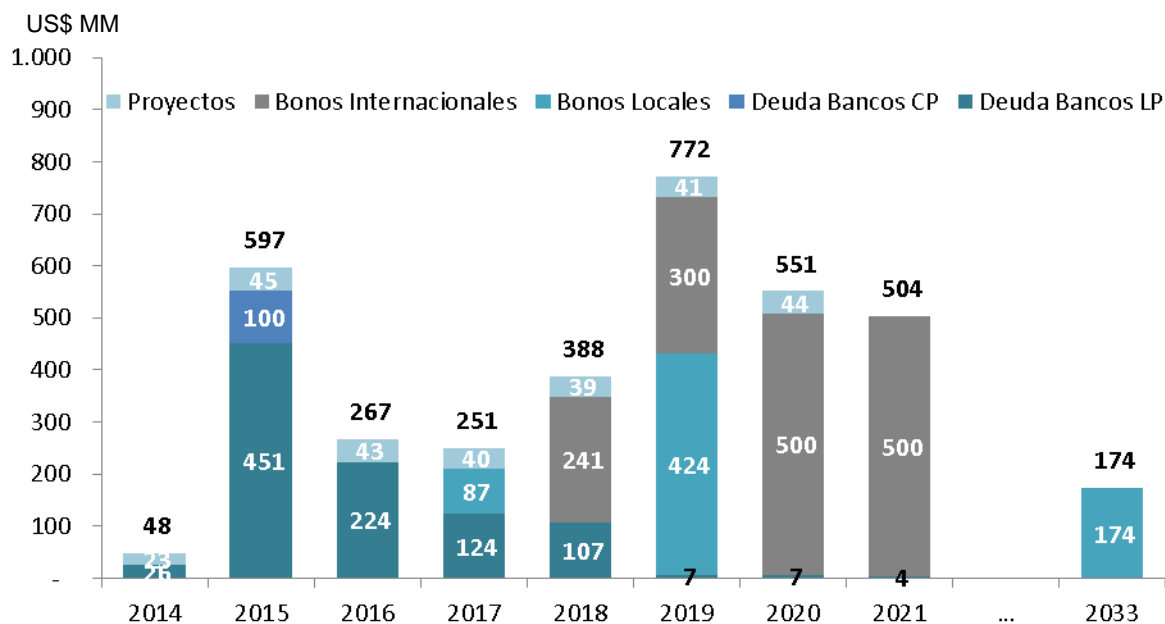
6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

El presente desglose por segmentos de negocio muestra la contribución al margen bruto de las operaciones de la línea Refinación y Comercialización (R&C) y de la línea Exploración y Producción (E&P) para los ejercicios al 30 de junio de 2014 y 2013:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Información por segmentos de negocios	R&C jun-14	E&P jun-14	R&C jun-13	E&P jun-13
Ingresos actividades ordinarias	4.901	357	5.437	290
Costos de ventas	(4.794)	(279)	(5.225)	(221)
Subtotal	107	78	211	68
Resultado ventas interlineas	15	47	29	47
Distribución costos corporativos	(4)	(7)	(4)	(5)
Margen bruto	119	117	236	110

7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 30 DE JUNIO de 2014

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



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-14	dic-13	Var.	Var. %
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	1,32	1,26	0,05	4,2%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,66	0,68	(0,02)	2,8%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		jun-14	dic-13	Var.	Var. %
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	19,41	26,21	(6,80)	25,9%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	12,30	14,68	(2,38)	16,2%
Razón de endeudamiento, financiero corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	8,25	12,44	(4,20)	-
Razón de endeudamiento, financiero no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	91,75	87,56	4,20	-
		jun-14	jun-13	Var.	Var. %
Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	3,3	3,7	(0,39)	10,3%
R.A.I.I.D.A.I.E. ⁽⁶⁾	(Millones US\$)	290	366	(76)	20,7%

⁽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		jun-14	dic-13	Var.	Var. %
Activos					
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	5.781	6.274	(493)	7,9%
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	6.028	6.293	(265)	4,2%
Inventarios					
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	7,76	7,60	0,16	2,0%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	1,55	1,58	(0,03)	2,0%

⁽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-14	dic-13	Var.	Var. %
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	50,55	93,14	(42,59)	-
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	1,87	2,13	(14,75)	-

⁽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.

Situación de Oferta y Demanda

De acuerdo a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (*Short Term Energy Outlook, Julio 2014*) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 90,9 millones de barriles por día (MM bpd) en el primer semestre de 2014, aumentando 1,2 MM bpd con respecto a igual lapso de 2013. El crecimiento se debió al dinamismo del consumo en las naciones en desarrollo, que subió 1,3 MM bpd, contrastando con la disminución de 100.000 bpd del consumo en la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OECD), sufriendo todavía los efectos de la recesión en Europa.

MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2014 - 2013

(Cifras en millones de barriles diarios)

	1er. Sem <u>2014</u>	1er. Sem <u>2013</u>	<u>Variación</u>
DEMANDA	90,9	89,7	1,2
OECD	45,6	45,7	-0,1
No-OECD	45,3	44,0	1,3
OFERTA	91,2	89,7	1,5
Norteamérica	20,6	18,8	1,8
Resto No-OPEP	34,7	34,6	0,1
LGN y Condensados OPEP	6,3	6,2	0,1
Crudo OPEP	29,6	30,1	-0,5
VARIACIÓN INVENTARIOS	0,3	0,0	

Fuente : Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook Julio 2014"

Según la misma fuente, la oferta mundial de petróleo fue de 91,2 MM bpd en el primer semestre de 2014 creciendo en 1,5 MM bpd en relación al nivel observado en la primera mitad de 2013. Destaca aquí el crecimiento de la oferta en Norteamérica (+1,8 MM bpd), gracias al desarrollo de la producción de petróleo no convencional (*tight oil*) en Estados Unidos, que compensó con creces la disminución de la producción de petróleo crudo de la OPEP (-500.000 bpd). Es esta última baja incidió principalmente la gran caída de la producción en Libia (-1,1 MMbpd), que no logró ser compensada por los aumentos de la producción de Arabia Saudita, Irak e Irán.

El exceso de producción sobre consumo en el primer semestre de 2014 se tradujo así en una acumulación de inventarios de 300.000 bpd a nivel mundial.

Precio del Petróleo Crudo

Durante el primer semestre de 2014, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 108,8 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, mayor en 0,8% con respecto al promedio del primer semestre de 2013 (107,9 US\$/bbl).

El mayor precio del petróleo crudo en el primer semestre de 2014, comparado con el nivel de 2013, se debió al fuerte aumento del consumo mundial, aunque el gran crecimiento de la oferta impidió un alza del precio de mayor magnitud. Si bien el aumento de la oferta superó al de la demanda - comparando los primeros semestres de 2014 y 2013 - el crecimiento de la producción se concentró principalmente en los Estados Unidos, y parte de este crecimiento se tradujo en un aumento no deseado de los inventarios de crudo en dicho país por la virtual prohibición de exportar petróleo crudo estadounidense. Aunque la mayor producción local hizo caer en 400.000 bpd las importaciones estadounidenses de crudo, la prohibición de exportar impidió que la nueva oferta de crudo no convencional contribuyera en mayor medida a aliviar la presión alcista en el mercado mundial provocada por el colapso de las exportaciones de Libia y que se reflejó en el mayor precio del Brent.

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 2014 en relación a igual período de 2013, contrastando con el alza del precio del crudo Brent, lo que se tradujo en márgenes de refinación más bajos en relación al primer semestre del año pasado.

El precio de la gasolina promedió 117,2 US\$/bbl en el primer semestre de 2014, bajando así en 0,8% con respecto al mismo periodo en 2013. A pesar del alza del petróleo crudo en el mercado mundial, la prohibición de exportar la producción de crudo estadounidense les permitió a las refinerías de la Costa del Golfo contar con materia prima local a menor costo y operar a una alta tasa de ocupación de su capacidad, incrementando substancialmente la oferta de gasolina pero con un leve deterioro en el precio.

En el caso del precio del diesel, el promedio del primer semestre de 2014 fue 123,3 US\$/bbl, esto es, 1,5% menor al promedio del primer semestre del año pasado. Además de la alta producción de las refinerías de la Costa del Golfo, nuevas refinerías y ampliaciones en Rusia y el Asia Pacífico aumentaron la oferta de diesel a nivel mundial lo que hizo caer el precio de este producto.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 90,6 US\$/bbl en el primer semestre de 2014, con una baja de 3,5% con respecto al primer semestre de 2013. El precio del fuel oil N° 6 bajó fuertemente, en relación al año pasado debido a una reducción del consumo en transporte marítimo, por menores importaciones de petróleo de Estados Unidos y por crecientes restricciones a su consumo en algunas zonas costeras en Norteamérica y Europa, mientras que las altas tasas de refinación en Estados Unidos incrementaron la oferta.

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. ENAP Refinerías S.A. lidera el abastecimiento del mercado nacional con una participación de mercado que históricamente ha fluctuado entre el 70-80%.

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 72 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un impacto en resultados de US\$ 72 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.