



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

**CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO
TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2013

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO Y FILIALES

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013.

A continuación se presenta el Análisis razonado del Estado de Situación Financiera de la Empresa Nacional del Petróleo y Filiales (ENAP), al 31 de diciembre de 2013 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2012, y los Estados de Resultados Consolidados de ENAP para los años 2013 y 2012. Todas las cifras están expresadas en millones dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS).

RESUMEN EJECUTIVO

ENAP alcanzó una utilidad en el año 2013 ascendente a US\$ 134 millones, situación que se compara positivamente con la pérdida del año 2012 de US\$ 319 millones (variación positiva de US\$ 453 millones). Este cambio de tendencia en los resultados se explica por una variación en el margen bruto de los US\$ 5 millones obtenidos a diciembre 2012 alcanzó los US\$ 573 millones a diciembre 2013 (variación de US\$ 568 millones). Por otra parte, el EBITDA generado en el año 2013 fue de US\$ 678 millones, lo que se compara positivamente con los US\$ 57 millones generados en el año 2012. El patrimonio de ENAP resultó ser de US\$231 millones al cierre de diciembre 2013, incrementándose en US\$ 148 millones respecto al cierre de diciembre de 2012.

Las razones que explican la variación positiva de US\$568 millones en el margen bruto de ENAP, están relacionadas con mejoras operacionales y de gestión en la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C) cuantificadas en US\$ 415 millones de dólares y en la Línea de Negocio de Exploración y Producción (E&P) cuantificadas en US\$ 153 millones.

Las mejoras operacionales y de gestión en R&C quedan descritas por: a) un aumento en los volúmenes de venta de gas natural comercializados por Enap Refinerías S.A. y una reducción en el costo de este hidrocarburo, situación que afectó positivamente el margen de comercialización de este producto, principalmente durante el primer trimestre del año; b) menores costos de gas natural reduciéndose los costos de energía (vapor) y materia prima (hidrogeno) c) mayor tasa de utilización de ambas Refinerías, permitiendo a su vez, una mayor producción de producción propia y amortización de los costos fijos de operación; d) mayores ingresos de venta de producción propia respecto a venta de productos importados lográndose una mayor captura del margen internacional de refinación.

Las mejoras operacionales y de gestión en E&P quedan descritas por: a) mayores ingresos en Argentina por incrementos en la producción de crudo y gas, y alzas en los precios internos de los hidrocarburos (gas y petróleo) a través del pago de certificados de "Petróleo Plus" y 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 con incrementos de un 50% en las reservas y de 33% en los niveles de producción respecto al año 2012; c) compensación a la producción y compra de gas natural en Magallanes otorgado por el Estado de Chile a partir del año 2013 por US\$ 55 millones.

Durante el presente año el Grupo Enap vendió el total de su participación en el negocio de retail de combustibles y productos de conveniencia "Primax" en Perú y Ecuador, aceptando la oferta por US\$ 308,5 millones del grupo Romero. Esta transacción le reportó ingreso de US\$ 255 millones y una utilidad antes de

impuestos de US\$ 111 millones en los resultados consolidados, la cual se registró en el rubro “Otras ganancias (pérdidas)”. La inversión original fue parte de una estrategia de negocio cuya finalidad era exportar la producción excedentaria de las refinerías. Actualmente la producción total se vende en mercado interno, por lo que la decisión de aceptar la oferta del grupo Romero es congruente con la estrategia de largo plazo del Grupo.

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	dic-13	dic-12	Var. US\$	Var.%
Ingresos de actividades ordinarias	11.211	11.612	(401)	3,5%
Costos de ventas	(10.638)	(11.607)	969	8,3%
Margen bruto	573	5	568	11360%
Otros ingresos, por función	56	30	26	86,7%
Costos de distribución	(181)	(171)	(10)	5,8%
Gasto de administración	(89)	(88)	(1)	1,1%
Otros gastos, por función	(90)	(74)	(16)	21,6%
Otras ganancias (pérdidas)	126	0	126	indet.
Ingresos financieros	6	5	1	20,0%
Costos financieros	(197)	(201)	4	2,0%
Participación en asociadas	30	41	(11)	26,8%
Diferencias de cambio	(25)	(37)	12	32,4%
Utilidad (pérdida), antes de impuestos	208	(488)	696	142,6%
(Gasto) beneficio por impuestos a las ganancias	(74)	169	(243)	143,8%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	134	(319)	453	142,0%
Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras	2	1	1	100,0%
Utilidad (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	132	(320)	452	141,3%

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	dic-13	dic-12	Var. US\$	Var.%
ACTIVOS	6.274	6.312	(38)	0,6%
Efectivo y equivalentes al efectivo	469	181	288	159,1%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	996	909	87	9,6%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	33	59	(26)	44,1%
Inventarios	1.301	1.498	(197)	13,2%
Activos por impuestos corrientes	29	110	(81)	73,6%
Otros activos corrientes	4	21	(17)	81,0%
Otros activos no financieros, no corrientes	49	41	8	19,5%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	117	223	(106)	47,5%
Propiedades, planta y equipo, neto	2.637	2.612	25	1,0%
Activos por impuestos diferidos	560	557	3	0,5%
Otros activos no corrientes	79	101	(22)	21,8%
PASIVOS	6.043	6.229	(186)	3,0%
Otros pasivos financieros corrientes	485	1.142	(657)	57,5%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.533	1.521	12	0,8%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	46	65	(19)	29,2%
Otros pasivos corrientes	175	177	(2)	1,1%
Otros pasivos financieros no corrientes	3.416	3.013	403	13,4%
Otros pasivos no corrientes	388	311	77	24,8%
PATRIMONIO	231	83	148	178,3%

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Ingresos de Actividades Ordinarias

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
	dic-13	dic-12	Var. US\$	Var. %
Ingresos por ventas productos propios	8.082	7.608	474	6,2%
Ingresos por ventas productos importados	1.885	2.758	(873)	31,7%
Ingresos por ventas E&P	638	420	218	51,9%
Ingresos por ventas gas natural	402	416	(14)	3,4%
Ingresos por ventas de crudo importado	204	410	(206)	50,3%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	11.211	11.612	(401)	3,5%

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US\$ 11.211 millones al 31 de diciembre de 2013, los cuales se comparan con US\$ 11.612 millones de 2012. El volumen de ventas de productos propios y productos importados por ENAP Refinerías S.A., medido en metros cúbicos, fue de 12.868,9 Mm³ al 31 de diciembre de 2013 inferiores a los 13.493,3 Mm³ al 31 de diciembre de 2012. El precio de venta promedio referida a la paridad de importación, se mantuvo en torno a los US\$ 123 US\$/Bbl similar al precio del año 2012.

En E&P la producción total alcanzó los 19,2 millones de barriles equivalentes superior a los 18,7 millones de barriles equivalentes producidos el año 2012. En el año 2013 la producción de gas se redujo a 6,6 millones de barriles equivalentes de 7,2 millones de barriles equivalentes producidos el año 2012. Contrariamente la producción de petróleo se incrementó de 11,5 millones de barriles equivalentes producidos el año 2012 a 12,6 millones de barriles equivalentes producidos el año 2013.

En la filial ENAP Refinerías S.A. el margen primo total que corresponde a los ingresos por ventas de productos propios menos el costo de materia prima generó una variación positiva en el margen primo de 31,2% al 31 de diciembre de 2013 comparado con el año 2012, de acuerdo al siguiente detalle:

Productos propios	dic-13	dic-12	Var. US\$	Var. %
Ingresos por ventas	8.082	7.608	474	6,2%
Costo de venta primo	(6.910)	(6.715)	(196)	2,9%
Margen primo total	1.172	893	278	31,2%
MARGEN PRIMO US\$ / Bbl	15,6	12,3	3,3	26,8%

Los ingresos por venta de productos propios alcanzaron a US\$ 8.082 millones, superior a los US\$ 7.608 millones (6,2%) de venta de producción propia al 31 de diciembre de 2012. La razón principal de este aumento en el ingreso es consecuencia de la colocación de un mayor volumen, al mantenerse ambas refinerías operando a una alta tasa de utilización, aumentando la producción propia a venta de 9.651,0 Mm³ a 10.252,8 Mm³.

El aumento en el volumen de venta de producción propia se explica por el incremento en un 12% en el volumen de ventas de diesel, 10% en gasolinas, 11% en petróleos combustibles, y una disminución de un 47% en LPG por restricciones a las importaciones de este combustible desde Argentina. Este aumento en el volumen de venta de producción propia (6,2%), respecto al volumen del ejercicio anterior, tuvo como consecuencia el abastecimiento del 100% de la demanda nacional de gasolinas en el 2013, y a una reducción del 31,9% en el abastecimiento a clientes a través de productos importados. Este nuevo “mix” de una mayor

producción propia respecto al abastecimiento de productos importados afectó positivamente el margen final del negocio a través de una mayor amortización de los costos fijos de ENAP Refinerías S.A. incrementándose el margen bruto de ENAP Refinerías S.A.

Al 31 de diciembre del año 2013 y 2012 el comportamiento mensual de los precios menos el costo de materia prima de la producción propia vendida, medido en US\$/Bbl, se incrementó en 3,3 US\$/Bbl equivalente a un 26,8%.

Margen Primo - Producción Propia 2013 (US\$/Bbl)													
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Prom. Al cierre
Precio de venta	126,1	128,4	131,0	123,3	120,2	117,6	122,6	125,4	127,3	118,1	115,2	117,1	122,7
Costo materia prima	107,8	113,0	107,9	104,4	101,8	101,0	102,7	108,7	111,7	110,0	107,6	108,3	107,1
Margen US\$/Bbl	18,4	15,4	23,1	18,9	18,4	16,6	19,8	16,7	15,6	8,1	7,5	8,8	15,6

Margen Primo - Producción Propia 2012 (US\$/Bbl)													
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Prom. Al cierre
Precio de venta	123,4	121,8	131,7	134,8	128,0	117,3	111,3	122,5	132,3	125,8	121,0	114,7	123,7
Costo materia prima	115,3	113,0	123,3	112,2	114,5	104,4	107,4	112,3	117,1	107,6	108,0	101,7	111,4
Margen US\$/Bbl	8,1	8,8	8,4	22,6	13,5	12,9	3,9	10,2	15,2	18,2	13,0	13,0	12,3

Los ingresos por venta en E&P se incrementaron en US\$218 millones principalmente por mayores ingresos por venta de crudo y gas en Argentina y Egipto. En Argentina los ingresos se incrementaron en US\$ 66 millones respecto al año 2012, lo cual se explica principalmente por: i) un aumento de la producción de crudo en 5% respecto al año 2012, 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; y iii) mayores ingresos asociado a certificados de Petróleo Plus que reconocen un mayor precio de venta de exportación para igualar su valor al precio local.

En Egipto, la producción 2013 alcanzó 21,000 Bbl/d, un 33% mayor al año 2012. Esto fue resultado de la campaña de perforaciones 2013, la cual permitió incrementar las reservas de la filial en más de un 50%.

ENAP Magallanes a partir del presente año y por medio de la Ley de Presupuesto del Sector Público, ha reconocido ingresos por venta de producción propia y por compras de gas al 31 de diciembre de 2013 por un total de US\$ 55 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

Los costos de ventas de ENAP al 31 de diciembre de 2013 disminuyeron en US\$ 969 millones, representando un 95% del ingreso de venta por actividades ordinarias.

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Ratio Costo de venta a Ingresos de actividades	dic-13	%	dic-12	%
Ingresos de actividades ordinarias	11.211	100%	11.612	100%
Costos de ventas	(10.638)	-95%	(11.607)	-100%
Margen bruto	573	5%	5	0%

Tal como se observa en el cuadro adjunto más abajo la reducción de US\$ 969 millones de dólares en los costos de venta del ejercicio 2013 respecto al 2012, se explican principalmente por la sustitución de compra de productos importados por producción propia. A su vez la suscripción de un nuevo contrato de GNL con BG a precios inferiores para el gas también contribuyó en esta reducción de costos en US\$125 millones de dólares. Finalmente en lo que respecta al crudo si bien en el año 2013 se generó un incremento en el costo de compra por mayores volúmenes de producción propia, éste fue más que compensado por la venta de crudos a terceros.

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costo de venta desagregados	dic-13	dic-12	Var. US\$	Var.%
Costos por compra de crudo	(6.910)	(6.715)	(196)	2,9%
Costos operacionales no crudo	(983)	(1.015)	32	3,2%
Costo de producción E&P	(466)	(369)	(97)	26,3%
Costos de compra de productos	(1.801)	(2.698)	897	33,2%
Costo de venta de crudo	(203)	(410)	207	50,5%
Costo por venta de gas natural	(275)	(400)	125	31,3%
TOTAL COSTO DE VENTA	(10.638)	(11.607)	969	8,3%

Asimismo, el nuevo contrato de GNL suscrito con BG generó los costos operacionales no crudo al 31 de diciembre de 2013 de US\$ 983 millones de dólares, inferiores a los US\$1.015 millones acumulados a diciembre del año 2012.

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Detalle Costos no crudo	dic-13	dic-12	Var. US\$	Var.%
Costos variables	(550)	(633)	83	13,1%
Costos fijos	(245)	(217)	(28)	12,7%
Depreciación	(168)	(146)	(22)	15,1%
Logística	(20)	(19)	(1)	5,3%
TOTAL COSTO NO CRUDO	(983)	(1.015)	32	3,2%

MARGEN BRUTO

El margen bruto del año 2013 fue de US\$ 573 millones, respecto a los US\$ 5 millones obtenidos al año anterior generándose una variación de US\$ 568 millones. La Línea R&C representó un 73% de la variación en el margen dado el incremento de producción propia por una mayor tasa de utilización de ambas Refinerías una reducción de importaciones de productos y una mayor amortización de costos fijos de operación. A su vez, la existencia de mayores volúmenes de gas natural a precios competitivos como resultado del nuevo contrato de suministro suscrito con BG, permitió a ENAP Refinerías S.A. reducir sus costos variables de refinación en la generación de vapor e hidrógeno para sus procesos y capturar un margen adicional por la comercialización del gas natural excedentario.

La Línea de E&P representó un 27% de la variación del margen bruto de ENAP, principalmente por mayores ingresos por venta de crudo y gas en Argentina y Egipto. Adicionalmente, se registró un recupero del deterioro reconocido en el ejercicio anterior por US\$ 16 millones, como consecuencia de la suscripción de la extensión del plazo de la concesión de Campamento Central Cañadón Perdido (Argentina), por un período de 30 años.

Variaciones otros rubros

El rubro Otras ganancias (pérdidas) aumentó de US\$ 0,3 millones al 31 de diciembre de 2012 a US\$ 126 millones al 31 de diciembre de 2013, debido a la utilidad de US\$ 111 millones en la venta del negocio “Primax” en Perú y Ecuador al Grupo Romero de Perú en el mes de diciembre de 2013 y la contabilización de otros ingresos por concepto de indemnización de seguro y multas por US\$15 millones.

Los Costos de distribución aumentaron de US\$ 171 millones al 31 de diciembre de 2012 a US\$ 181 millones al 31 de diciembre de 2013 (5,8%) debido principalmente a un aumento de los fletes marítimos.

El incremento de US\$ 16 millones en Otros gastos por función corresponde a cargos asociadas a bajas de propiedad, planta y equipo por US\$7 millones y otras provisiones no operacionales por US\$4 millones.

Los costos financieros, por su parte, tuvieron una leve disminución de US\$ 4 millones (2,0%) al pasar de US\$ 201 millones acumulado al 31 de diciembre de 2012 a US\$ 197 millones en el año 2013.

El concepto diferencia de cambio reflejó una pérdida de US\$ 25 millones al 31 de diciembre de 2013. Este valor recoge principalmente 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.

Participación en las ganancias y (pérdidas) de asociadas disminuyó en US\$ 11 millones al 31 de diciembre de 2013, debido a menores resultados de la cartera de inversiones en empresas asociadas.

El rubro impuesto a la renta reflejó un gasto de US\$ 74 millones al 31 de diciembre de 2013, lo que se compara con el beneficio de US\$169 millones obtenido al 31 de diciembre de 2012.

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Desglose de impuestos	dic-13	dic-12	Var.	Var. %
Resultados antes de impuestos	208	(488)	696	142,7%
Impuesto a la renta	(62)	156	(218)	139,3%
Impuesto a la renta	(11)	(4)	(7)	191,8%
Impuestos diferidos	(27)	175	(202)	115,6%
Impuestos pagados en el exterior	(23)	(14)	(9)	62,3%
Resultado después de impuesto a la renta	147	(331)	478	144,3%
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%	(13)	12	(25)	203,9%
Impuesto a la renta (40%)	(45)	20	(65)	323,3%
Impuestos diferidos (40%)	32	(8)	40	509,9%
Ganancia (pérdida) del ejercicio	134	(319)	453	142,0%
Participaciones no controladoras	2	1	0	0,0%

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

Al 31 de diciembre del 2013 el total de activos presenta una disminución de US\$ 38 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2012. Esta disminución se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

El rubro Inventarios refleja una disminución de US\$ 197 millones (13,2%) con respecto al 31 de diciembre de 2012. Las principales variaciones son las siguientes:

- El mayor valor del Inventario de Crudos para refinación, que sube desde US\$ 583 millones a US\$ 593 millones explicado principalmente por un incremento en el volumen de inventarios, que aumenta desde 847,9 Mm3 en diciembre de 2012 a 854,1 Mm3 (0,7%) en diciembre de 2013 complementado con el efecto de una alza de los precios internacionales del crudo, que se refleja en el costo unitario, pasando de 104,5 US\$/Bbl en diciembre de 2012 a 107,5 US\$/Bbl (2,8%) al 31 de diciembre de 2013.
- El menor valor del Inventario de Productos, disminuye de US\$ 816 millones a US\$ 641 millones explicado por la disminución en el volumen de inventario de productos, que baja de 1.050,4 Mm3 a 812,1 Mm3 (22,7%) compensado por un mayor precio en el costo unitario de las existencias que aumenta de 114,1 US\$/Bbl a 116,5 US\$/Bbl (2,1%).
- Una disminución de US\$ 106 millones en el rubro Inversiones contabilizadas por el método de la participación (47,5%) debido principalmente a la desinversión de Primax S.A. y Primax Holding S.A., como parte de la venta de Manu Perú Holding S.A., que con fecha 23 de diciembre de 2013 realizó la filial ENAP Refinerías S.A. al grupo Romero Trading S.A.
- Una disminución de US\$ 81 millones (73,6%) en Activos por impuestos corrientes, desde US\$ 110 millones al 31 de diciembre 2012 a US\$ 29 millones al 31 de diciembre de 2013, que corresponde a la recuperación de IVA exportador (crédito fiscal) por US\$ 30 millones solicitados a Tesorería General de la República de Chile, devengados en 2012, más la recuperación de otros Créditos Fiscales generados tanto en

Chile como en el exterior por US\$ 21 millones y disminución de impuesto renta y otros impuestos del extranjero por US\$ 33 millones.

- La disminución de US\$ 26 millones (44,1%) en el rubro Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes se explica principalmente porque al 31 de diciembre de 2012 las cuentas por cobrar a Primax S.A. ascendían a US\$ 28 millones, las que debido a la venta de la sociedad figuran con saldo cero al cierre del año 2013.

Lo anterior se ve compensado por:

- El aumento en la cuenta Efectivo y equivalentes al efectivo de US\$ 288 millones (159,1%) respecto a diciembre 2012, se debe principalmente a la decisión de mantener una reserva para el pago del bono internacional 144 A por un monto de US\$ 150 millones cuyo vencimiento es marzo de 2014.

El día 23 de diciembre se recibieron US\$ 255 millones por la venta de la participación de ENAP en el negocio "Primax", los cuales se utilizaron íntegramente para el pago de deuda bancaria corriente.

- El aumento en la cuenta Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes de US\$87 millones (9,6%) respecto a diciembre 2012, se debe a un incremento en distribuidores nacionales de US\$ 40 millones, cuenta por cobrar por la bonificación de gas en Magallanes al Estado por US\$ 32 millones y un aumento de US\$ 28 millones, en cuentas por cobrar en ENAP Sipetrol Argentina S.A. asociado a mayor producción de crudo y gas, compensado por una disminución en cuenta por cobrar a EGPC en Egipto por US\$ 13 millones.

- El aumento de US\$ 25 millones (1,0%) en el rubro Propiedades, planta y equipo, neto se explica principalmente por un aumento en las inversiones en Magallanes debido a la intensiva campaña de perforación para asegurar el abastecimiento de gas a la ciudad. El año 2013 se perforaron 12 pozos adicionales respecto al año 2012. Esto permitió comprobar el modelo para la producción de recursos no convencionales en la cuenca, tanto de Tight gas como en la Tobífera. Adicionalmente, en Argentina se continuó con las inversiones en desarrollo en Pampa del Castillo y Campamento Central Cañadón Perdido. En este último, se obtuvieron producciones un 30% superiores respecto al 2012 y un 41% superiores a lo planificado en el 2013. En Egipto, se continuó con la campaña de perforación, donde se obtuvo resultados productivos mucho mayor a lo esperado. En Ecuador, se perforó el primer pozo exploratorio del bloque Intracampos, con resultados positivos de crudo y donde se espera continuar con otro pozo exploratorio, para luego pasar a la etapa de desarrollo. Este campo permitirá adicionar reservas esperadas de 21 millones de barriles.

Durante el ejercicio 2013, se concluyó la obra del terminal marítimo San Vicente, la cual se traspasó al activo depreciable por US\$134 millones en enero de 2013 y se activaron mantenciones mayores a las plantas de refinación por US\$18,7 millones.

Al 31 de diciembre de 2013 los pasivos en su conjunto disminuyeron en US\$ 186 millones (3,0%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2012. Las principales variaciones corresponden a:

- El nivel de otros pasivos financieros (corrientes y no corrientes) disminuyó en US\$ 254 millones. Los Pasivos financieros corrientes disminuyen US\$ 657 millones mientras los Pasivos financieros no corrientes aumentan en US\$ 403 millones. La principal modificación de la composición de la deuda, respecto al 31 de

diciembre de 2012, corresponde al refinanciamiento de pasivos bancarios mediante la emisión de un bono en mercado local por un monto de UF 6.000.000 en enero de 2013 equivalente a US\$ 290,7 millones, y la emisión de un bono en el mercado suizo por un monto de CHF 215 millones equivalentes a US\$ 240 millones.

- El Patrimonio de la Empresa aumentó en US\$ 148 millones (178,3 %) en el año 2013 respecto al 31 de diciembre de 2012, producto del resultado del ejercicio de US\$ 134 millones y por efectos de cambios en otros resultados integrales y otras disminuciones por US\$ 14 millones.

ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 31 de diciembre de 2013 y 2012, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 469 millones al 31 de diciembre de 2013, que se compara positivamente con US\$181 millones al 31 de diciembre de 2012.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 886 millones al 31 de diciembre de 2013, que se compara con US\$ 279 millones al 31 de diciembre de 2012. Este incremento corresponde a una disminución en las obligaciones con los proveedores por menores costos de ventas durante el ejercicio, manteniendo los niveles, en las actividades de recaudación y cobranza, respecto al año anterior, adicionalmente se incrementaron los otros pagos por actividades de la operación en US\$ 188 millones, principalmente asociado a los pagos por impuesto específico entre un ejercicio y otro.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 213 millones, que se compara con US\$ 255 millones al 31 de diciembre de 2012. Esto es debido a dos factores: por una parte a un aumento de la inversión neta en propiedades, planta y equipo por US\$ 473 millones, a consecuencia del intensivo plan de inversiones en E&P durante el año 2013 en la zona de Magallanes, las cuales son mayores a las inversiones en obras de infraestructura realizadas en 2012. Y por otra parte en este rubro en el año 2013, se reconoce la venta de la filial Manu Perú Holding S.A. la cual originó una recaudación de US\$ 255 millones.

El flujo utilizado en actividades de financiación fue de US\$ 381 millones que se compara con los US\$ 136 millones de flujo neto al 31 de diciembre de 2012. Esta mayor salida neta de efectivo se debe principalmente a la utilización de los US\$ 255 millones percibidos como consecuencia de la venta de la filial Manu Perú Holding S.A. Adicionalmente durante el 2013 se realizó la emisión de bonos locales por un monto de UF 6.000.000, y la colocación de un bono en el mercado suizo por CHF 215 millones, los cuales se utilizaron íntegramente en el refinanciamiento de pasivos bancarios.

El detalle de las principales partidas es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	dic-13	dic-12	Var. US\$	Var.%
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	886	279	607	217,6%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(213)	(255)	42	16,5%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(381)	(136)	(245)	180,1%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	292	(112)	404	360,7%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(4)	9	(13)	144,4%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	288	(103)	391	379,6%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	181	284	(103)	36,3%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	469	181	288	159,1%

EBITDA

El EBITDA presentó una mejora sustancial respecto al año anterior, alcanzando los US\$ 678 millones al 31 de diciembre de 2013 lo que se compara con los US\$ 57 obtenidos en el año 2012. Este incremento de US\$ 621 millones (1.087%) es consecuencia principalmente de una mayor venta de producción propia y comercialización de gas natural en ENAP Refinerías S.A. y una mayor producción de gas y petróleo en Argentina y Egipto.

EBITDA	dic-13	dic-12	Var. US\$	Var.%
Margen Bruto	573	5	568	11135%
Otros ingresos, por función	56	30	26	85%
Costos de distribución	(181)	(171)	(10)	6%
Gastos de administración	(89)	(88)	(1)	1%
Otros gastos, por función	(90)	(74)	(16)	22%
Resultado Operacional	269	(298)	567	190%
Depreciación y cuota de agotamiento ⁽¹⁾	331	292	39	13%
Abandono pozos exploratorios ⁽²⁾	53	17	36	218%
Estudios geológicos y costos no absorbidos ⁽²⁾	23	16	7	45%
Deterioro (reverso de deterioro) ⁽³⁾	(11)	22	(33)	150%
Costos de exploración ⁽³⁾	13	8	5	57%
EBITDA	678	57	621	1086%

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

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

⁽³⁾ Incorporado en el rubro Costo de Ventas

⁽⁴⁾ Ver Nota 30 en los estados financieros consolidados

Nota: A partir del año 2013 se presenta la línea "costos de distribución", en consecuencia se han reclasificado los valores comparativos.

Al 31 de diciembre de 2013 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 341 millones y por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 374 millones; a la misma fecha del año 2012 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ - 157 millones y por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 232 millones.

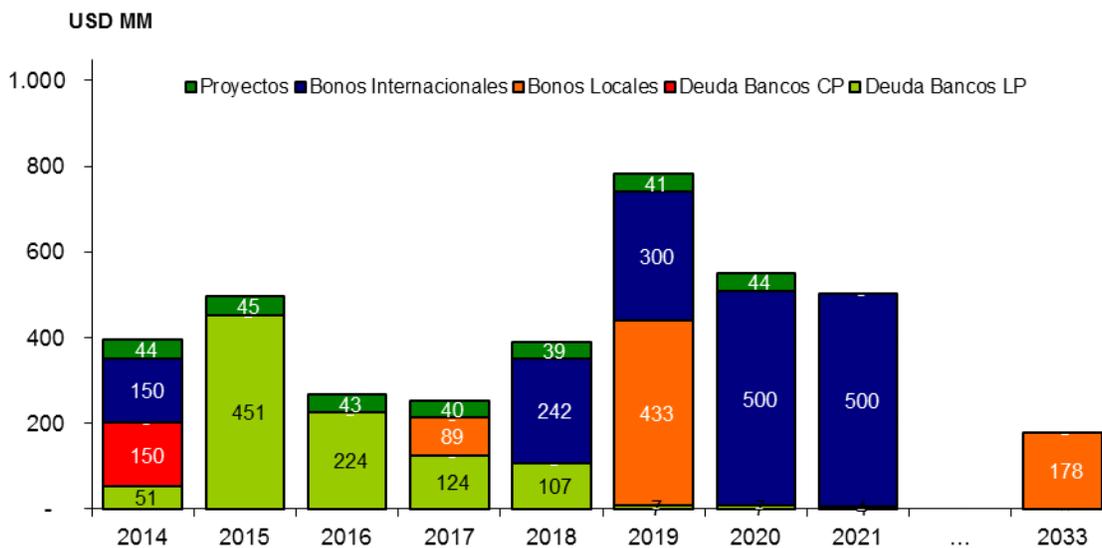
INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

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 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Información por segmentos de negocios	R&C dic-13	E&P dic-13	R&C dic-12	E&P dic-12
Ingresos actividades ordinarias	10.573	638	11.193	419
Costos de ventas	(10.269)	(466)	(11.305)	(393)
Subtotal	303	172	(112)	26
Resultado ventas interlineas	0	97	0	91
Margen bruto	303	270	(112)	117

PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 31 DE DICIEMBRE de 2013

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



ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

Los principales indicadores financieros de liquidez, endeudamiento, actividad y rentabilidad de Grupo Enap, se detallan a continuación:

LIQUIDEZ		dic-13	dic-12	Var.	Var.%
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	1,26	0,96	0,31	32,3%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,68	0,44	0,24	55,3%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		dic-13	dic-12	Var.	Var.%
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	26,21	75,39	(49,18)	65,2%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	14,68	47,24	(32,55)	68,9%
Razón de endeudamiento, financiero corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	12,44	27,49	(15,05)	54,7%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	87,56	72,51	15,05	20,8%
		dic-13	dic-12	Var.	Var.%
Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	3,7	0,0	3,71	Indet.
R.A.I.I.D.A.I.E. ⁽⁶⁾	(Millones US\$)	737	5	732	Indet.

⁽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		dic-13	dic-12	Var.	Var.%
Activos					
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	6.274	6.312	(38)	0,6%
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	6.293	6.257	36	0,6%
Inventarios					
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	7,60	7,80	(0,20)	2,6%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	1,58	1,54	0,04	2,3%

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

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

⁽³⁾ Rotación de inventarios = Costo de venta del período / Inventario promedio

⁽⁴⁾ Permanencia de inventarios = Inventario promedio / Costo de venta del período (promedio mensual)

RENTABILIDAD		dic-13	dic-12	Var.	Var.%
Rentabilidad de patrimonio promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	85,56	(137,70)	223,27	162,1%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	2,13	(5,10)	7,23	141,7%

⁽¹⁾ Rentabilidad de patrimonio promedio = Utilidad (pérdida) del período / ((Patrimonio período actual + Patrimonio período anterior) / 2)

⁽²⁾ Rentabilidad de activos = Resultado del período / ((Activos Totales período actual + Activos totales período anterior) / 2)

4.- 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
- ❖ Goodwill
- ❖ 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.

5.- SITUACIÓN DE MERCADO.

Durante 2013, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent alcanzó un promedio de 108,7 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, disminuyendo así 2,7% con respecto al promedio de 2012 (111,7 US\$/bbl).

PRECIO DIARIO BRENT (ICE) EN 2013



Evolución de oferta y demanda mundiales

Según estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (*Short Term Energy Outlook, January 2014*), en 2013 el consumo mundial de petróleo alcanzó los 90,4 millones de barriles por día (MMbpd), aumentando 1,2 MMbpd con respecto a 2012. Con dicho aumento, el consumo mundial de petróleo completó su cuarto año de expansión desde la Gran Recesión, acumulando un crecimiento de 5,3 MMbpd en relación al nivel de 2009.

En 2013, el consumo conjunto de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OECD) aportó sólo 100.000 barriles por día (bpd) al crecimiento mundial, mientras que el consumo del resto del mundo subió en 1,1 MMbpd.

En la OECD, el crecimiento fue liderado por el aumento en EE.UU. de 380.000 bpd, dando cuenta de la recuperación de la economía estadounidense, que logró compensar bajas en Europa, afectada aún por la recesión de la Eurozona, y en Japón, donde la puesta en marcha de algunas centrales nucleares redujo la generación eléctrica con petróleo. Fuera de la OECD, nuevamente la mayor cuota de crecimiento la aportó China, con 380.000 bpd, destacando también Brasil, con 130.000 bpd, y las naciones de la ex Unión Soviética, también con 130.000 bpd, en conjunto.

De acuerdo a la misma fuente, durante 2013 la oferta mundial de petróleo alcanzó a los 89,9 MMbpd, creciendo en 500.000 bpd en relación al nivel observado en 2012. En este aumento, destaca el aumento de la producción en Norteamérica (1,5 MMbpd), que compensó con creces el descenso de la producción de crudo de la OPEP (- 900.000 bpd), mientras que el resto de las fuentes decrecieron en 100.000 bpd en conjunto.

Durante 2013, se desacumuló así inventarios a nivel mundial, a un ritmo de 500.000 bpd, en parte para abastecer el exceso del consumo con respecto a la oferta en algunas regiones, y en parte porque el gran aumento de la producción en Norteamérica, gracias al desarrollo de producción de petróleo de esquisto (*shale oil*) en el interior de Estados Unidos, redujo prácticamente barril por barril las importaciones de petróleo crudo de este país por vía marítima, generándose así una aguda caída de los inventarios en tránsito.

Precios: Petróleo Crudo

El menor precio del petróleo crudo en 2013, comparado con el nivel de 2012, se debió, por el lado de la oferta, principalmente al gran aumento de la producción en Norteamérica. Esto es lo que explica en gran medida la relativa debilidad del precio en un período en que hubo mermas importantes en las ofertas de Libia (- 500.00 bpd), Irán (-200.000 bpd) y Nigeria (-150.000 bpd), en comparación con 2012.

Hubo además un impacto bajista sobre el precio debido a expectativas macroeconómicas más pesimistas acerca del crecimiento de China y de los Estados Unidos, donde la falta de acuerdo en el Congreso sobre un plan de largo plazo para reducir la deuda pública hizo que a comienzos del año entraran en vigencia disminuciones automáticas del gasto fiscal que redujeron el crecimiento de la economía estadounidense.

Así, el precio del crudo Brent, que había registrado un promedio de 112,6 US\$/bbl en el primer trimestre, cayó a 103,3 US\$/bbl en el segundo trimestre, debido a la baja estacional en el consumo, pero también muy afectado por el deterioro de las expectativas económicas ante la crisis bancaria en Chipre – que amenazaba con extenderse a otros países de la Eurozona - y síntomas de desaceleración de la economía china.

Los factores de riesgo político se hicieron notar en el segundo semestre del año. En el tercer trimestre, el precio subió a 109,7 US\$/bbl al elevarse fuertemente la prima por riesgo luego que fuera derrocado el presidente de Egipto por un golpe militar. Por su posición estratégica e influencia en el mundo árabe, además de controlar el Canal de Suez, la crisis en Egipto amenazaba con agravar los conflictos en Libia, la tensión en la frontera libanesa-israelí y la guerra civil en Siria. También contribuyó al alza del precio, la aguda caída en las exportaciones de Libia debido a reivindicaciones regionales que hicieron caer la producción, desde 1,4 MMbpd, en el primer semestre del año, a sólo 600.000 bpd en el tercer trimestre.

Posteriormente, en el cuarto trimestre el precio bajó a 109,3 US\$/bbl al quedar la crisis confinada a Egipto disminuyendo la prima por riesgo en el precio, lo que se reforzó aún más al lograrse que el gobierno de Siria aceptase destruir su arsenal de armas químicas, evitando un ataque inminente por parte de Estados Unidos. Posteriormente, la prima por riesgo en el precio se redujo aún más al reanudarse las negociaciones para una solución al *impasse* sobre el programa nuclear de Irán, y al conocerse gestiones para un posible mejoramiento en la relación bilateral iranio-estadounidense. Sin embargo, la caótica situación política en Libia hizo que la producción de petróleo declinara a apenas 300.000 bpd en el cuarto trimestre, creando una situación de cierta escasez en el Mediterráneo que impidió una baja mayor en el precio del Brent.

Precios: Productos

Por su parte, 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 2013 en relación a los niveles de 2012, siguiendo -a grandes rasgos- la pauta del precio del crudo Brent. Sin embargo, las bajas fueron proporcionalmente mayores que las del precio del petróleo crudo, especialmente en los casos de la gasolina y fuel oil N° 6, resultando así en márgenes de refinación más bajos en relación al año 2012.

Durante 2013, el precio de la gasolina promedió 113,1 US\$/bbl, bajando así en 4,2% con respecto a 2012 (118,0 US\$/bbl). Además de la baja en términos absolutos, el precio de la gasolina cayó 1,9 US\$/bbl con respecto al precio del Brent. A pesar de registrarse precios altos de la gasolina en el período marzo-agosto - en la temporada de mayor consumo de este producto en Estados Unidos-, a partir de septiembre una combinación de altos inventarios, cambio de especificaciones y una baja estacional del consumo más abrupta que lo normal hizo caer violentamente el precio de la gasolina en la Costa del Golfo, cerrando dicho mes con un precio incluso inferior al del petróleo crudo, situación que se mantuvo durante el cuarto trimestre.

En el caso del diesel, el precio promedio de 2013 fue 124,6 US\$/bbl, esto es, 2,8% menor al promedio en 2012 (128,2 US\$/bbl).

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 93,0 US\$/bbl en 2013, con una baja de 6,3% con respecto a 2012 (99,3 US\$/bbl). El precio se redujo así fuertemente en relación al precio del petróleo crudo, debido principalmente a que hubo una gran reducción del consumo del fuel oil como combustible marítimo, en parte por el menor transporte de crudo extranjero hacia los Estados Unidos, desplazado por la mayor producción interna, como se destacó antes, y también por el menor uso de fuel oil en generación eléctrica en Japón.

6.- 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).

7.- 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.