



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

**CORRESPONDIENTE AL PERIODO
TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2017

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, al 30 de septiembre de 2017 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, y los resultados consolidados intermedios de ENAP, para el período comprendido entre el 01 de enero y el 30 de septiembre de los años 2017 y 2016. Todas las cifras están expresadas en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS).

1.- RESUMEN EJECUTIVO

ENAP en un contexto de mercado internacional adverso logró alcanzar un resultado positivo de US\$ 38,4 millones al 30 de septiembre de 2017 y un EBITDA de US\$ 522,9 millones. Estos resultados han sido superiores a las cifras esperadas en el Plan Anual de Gestión de ENAP (PAG), de esta manera la administración ha logrado minimizar los efectos negativos anticipados para este periodo en el mercado internacional con respecto a igual periodo del año anterior. Producto de lo anterior el patrimonio de ENAP se incrementó alcanzando los US\$ 879,7 millones al 30 de septiembre de 2017.

El Margen Bruto Consolidado alcanzó los US\$ 385,7 millones, el cual se explica por el margen bruto de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C) de US\$ 318,0 millones, Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P) de US\$ 67,5 y Línea de Negocio Gas y Energía de US\$ 0,2 millones.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de R&C de US\$ 318 millones fue inferior a los US\$ 362,2 obtenidos en igual período de 2016 a consecuencia de un aumento de los costos no crudo, sumado a la mayor utilización de cargas complementarias para hacer frente al Paro de Planta en Bio Bio. En el caso del margen de producción propia este tuvo un aumento no significativo de US\$/Bbl 0,1 desde los US\$/Bbl 16,0 a septiembre de 2016 a US\$/Bbl 16,1 a septiembre de 2017.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de E&P tuvo una variación negativa de US\$ 18,1 millones, afectado por una mayor cuota de agotamiento en Magallanes asociada a la mayor producción de pozos ZG así como a una mayor activación de inversiones de los mismos. Además, la filial en Argentina reconoció mayores costos por US\$ 13 millones. Lo anterior, fue compensado por aumentos en ingresos y margen de Ecuador de US\$ 13,6 millones por mayor producción (+19% vs 2016) y un mayor margen en Egipto de US\$ 3,4 millones, debido a menor lifting cost y costos de transporte asociados al funcionamiento del pipeline.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de G&E que alcanzó a US\$ 0,2 millones y se compara positivamente con los US\$ 3,2 millones negativos obtenidos en igual período de 2016, este aumento se explica principalmente por: (i) Mayor exportación de volúmenes hacia Argentina y (ii) a la incorporación del margen de venta de energía.

En el período enero-septiembre de 2017, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio mensual de 52,6 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, mayor en 22 % con respecto al promedio de enero-septiembre de 2016 (43,0 US\$/bbl).

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	sep-17	sep-16	Var	Var. %
Ingresos de actividades ordinarias	4.698,0	3.797,9	900,1	23,7%
Costos de ventas	(4.312,3)	(3.353,3)	(959,0)	28,6%
Margen bruto	385,7	444,6	(58,9)	13,2%
Otros ingresos, por función	24,2	29,1	(4,9)	16,8%
Costos de distribución	(163,1)	(152,5)	(10,6)	7,0%
Gasto de administración	(78,0)	(66,6)	(11,4)	17,1%
Otros gastos, por función	(62,4)	(60,4)	(2,0)	3,3%
Otras ganancias (pérdidas)	17,0	0,1	16,9	16900,0%
Ingresos financieros	3,3	5,5	(2,2)	40,0%
Costos financieros	(144,8)	(143,2)	(1,6)	1,1%
Participación en asociadas	10,6	12,8	(2,2)	17,2%
Diferencias de cambio	(8,9)	(5,2)	(3,7)	71,2%
Utilidad antes de impuestos	(16,4)	64,2	(80,6)	125,5%
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias	54,8	40,3	14,5	36,0%
Utilidad del ejercicio	38,4	104,5	(66,1)	63,3%
Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras	0,8	0,8	0,0	0,0%
Utilidad atribuible a los propietarios de la controladora	37,6	103,7	(66,1)	63,7%

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	sep-17	dic-16	Var	Var. %
ACTIVOS	6.560,4	5.843,3	717,1	12,3%
Efectivo y equivalentes al efectivo	331,6	66,1	265,5	401,7%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	846,4	644,1	202,3	31,4%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	42,1	48,6	(6,5)	13,4%
Inventarios	703,7	727,9	(24,2)	3,3%
Activos por impuestos corrientes	158,0	135,3	22,7	16,8%
Otros activos financieros corrientes	11,4	11,7	(0,3)	2,6%
Otros activos corrientes	9,2	17,3	(8,1)	46,8%
Activos no corrientes clasificados para la venta	41,0	12,8	28,2	220,3%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	131,2	121,6	9,6	7,9%
Propiedades, planta y equipo, neto	3.173,8	3.137,6	36,2	1,2%
Activos por impuestos diferidos	895,8	834,7	61,1	7,3%
Derechos de uso	125,8	0,0	125,8	indet.
Otros activos no corrientes	90,4	85,6	4,8	5,6%
PASIVOS	5.680,7	5.036,0	644,7	12,8%
Pasivos por financieros corrientes	660,9	867,6	(206,7)	9,1%
Otros pasivos arrendamientos corrientes	40,2	0,0	40,2	indet.
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	530,7	584,1	(53,4)	9,1%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	42,8	13,0	29,8	229,2%
Otros pasivos corrientes	170,8	138,8	32,0	23,1%
Otros pasivos financieros no corrientes	3.868,7	3.139,7	729,0	23,2%
Pasivos por arrendamiento, no corriente	86,9	0,0	86,9	indet.
Otros pasivos no corrientes	279,7	292,8	(13,1)	4,5%
PATRIMONIO	879,7	807,3	72,4	9,0%

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS				
Cifras en Millones de dólares (US\$)				
	sep-17	sep-16	Var. US\$	Var. %
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	3.381,0	2.758,7	622,3	22,6%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	633,8	388,9	244,9	63,0%
Ingresos por ventas E&P	459,3	431,1	28,2	6,5%
Otros ingresos	22,7	44,4	(21,7)	48,9%
Ingresos por ventas gas natural importado	201,2	174,8	26,4	15,1%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	4.698,0	3.797,9	900,1	23,7%

El aumento en los ingresos ordinarios de US\$ 900,1 millones, se explica principalmente por mayores ventas de productos propios (622,3 millones) debido al aumento del precio internacional de los productos, lo cual repercute en los precios de venta en el mercado local y al aumento en el volumen vendido; el precio de venta promedio de productos propios aumentó desde 55,2 US\$/Bbl en 2016 a 67,6 US\$/Bbl en 2017 (22,47%). En el caso del volumen, éste aumentó al tercer trimestre de 2017 en un 0,15% comparado con el mismo periodo del año anterior. El volumen de venta de producción propia aumentó a 7.944,4 Mm³ comparado con los 7.932,4 Mm³ a septiembre 2016.

Con respecto a la venta de producto importados y comprados por R&C (Diésel, Gasolinas y Petróleo Combustible), éstas totalizaron una venta de 1.445,7 Mm³ acumulado a septiembre del año 2017, lo cual se compara con los 1.224,5 Mm³ del mismo periodo del ejercicio anterior, este aumento de un 18,07% se explica principalmente porque se cubrió la demanda que dejó el paro de planta programado de Refinerías con productos de terceros. Junto a lo anterior el precio de venta aumentó desde 51,6 US\$/Bbl a 66,0 US\$/Bbl, lo que explica que a nivel de ingresos se refleje un aumento de US\$ 244,9 millones entre ambos periodos comparados.

Los ingresos por venta en E&P aumentaron en US\$ 28,2 millones originado principalmente en E&P Magallanes con un aumento de US\$ 16,6 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayor precio, mayores ingresos de gas asociados a mayor venta a Methanex y mayores ingresos de Raw Product por mayor volumen y precio. En Ecuador se tiene un aumento de US\$ 18,1 millones asociados PBH-I y MDC por mayor producción versus el año anterior (+29% y +13% respectivamente). Lo anterior, se ve contrarrestado con Argentina que presenta una disminución de US\$ 4,9 millones debido principalmente a menores ingresos de gas por menor volumen (-11% vs 2016) y Egipto con una disminución de US\$ 1,6 millones debido a menor volumen (-18% vs 2016).

Los ingresos por venta de gas natural en G&E aumentaron en US\$ 26,4 millones explicados principalmente por: (i) efecto precio que obedece a paridades y marcador Brent más altos que el 2016 y (ii) una mayor venta de volúmenes de exportación hacia Argentina.

Los ingresos asociados a la compensación del Estado de Chile que cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas producido en la Región de Magallanes, ascendieron a US\$ 75,4 millones (US\$ 77,8 millones al 30 de septiembre de 2016).

COSTOS DE VENTAS

En línea con la alza en los ingresos, los costos de ventas al 30 de septiembre de 2017 aumentaron en US\$ 959,0 millones, disminuyendo el margen de beneficio bruto a 8%. El detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costos de ventas a Ingresos de actividades	sep-17	%	sep-16	%	Var
Ingresos de actividades ordinarias	4.698,0	100%	3.797,9	100%	900,1
Costos de ventas	(4.312,3)	-92%	(3.353,3)	-88%	(959,0)
Margen bruto	385,7	8%	444,6	12%	(58,9)

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

COSTOS DE VENTAS				
Cifras en Millones de dólares (US\$)				
	sep-17	sep-16	Var. US\$	Var. %
Costo compra productos propios	(2.567,3)	(1.964,1)	(603,2)	30,7%
Costo no crudo	(546,9)	(476,4)	(70,5)	14,8%
Costo total de productos propios R&C	(3.114,2)	(2.440,5)	(673,7)	27,6%
Costo de compra de productos importados R&C	(600,4)	(366,6)	(233,8)	63,8%
Costos Producción E&P	(385,7)	(339,2)	(46,5)	13,7%
Costo gas natural importado	(202,7)	(175,9)	(26,7)	15,2%
Costos de ventas crudo importado	(9,3)	(31,0)	21,7	70,0%
TOTAL COSTOS DE VENTAS	(4.312,3)	(3.353,3)	(959,0)	28,6%

El costo de compra de crudo aumentó US\$ 603,2 millones (30,7%) lo que se explica por un alza en el precio del costo de la materia prima, que pasó de 39,2 US\$/Bbl promedio entre periodo enero - septiembre de 2016 a un promedio de 51,5 US\$/Bbl durante igual periodo de 2017, relacionado con el aumento del precio internacional del crudo Brent.

Formando parte del costo de compra de crudo se incluyen el efecto neto (cargo o abono) de la liquidación de coberturas Time Spread Swap durante el periodo, abono de MUS\$ 22.692 y abono de MUS\$ 48.006 por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2017 y 2016, respectivamente, las cuales tuvieron por objetivo desplazar, financieramente, la ventana de toma de precios de los embarques de crudo y ajustarla a las fechas en donde los productos refinados toman precio y así poder tener costos de inventario que estén en línea con los precios de los productos que se van a vender, mitigando por medio de la cobertura del costo de venta, el time spread al que la Empresa se encuentra expuesta de manera natural.

Los costos de producción en E&P se vieron afectados principalmente por un aumento en la cuota de agotamiento de US\$ 36.6 millones principalmente en Magallanes producto de mayor producción a venta y activaciones del año anterior.

Los costos no crudo presentaron las siguientes variaciones al tercer trimestre del año 2017 respecto al mismo período del año anterior:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Detalle Costos no crudo	sep-17	sep-16	Var	Var. %
Costos variables	(201,8)	(143,1)	(58,7)	41,0%
Costos fijos	(203,5)	(195,6)	(7,9)	4,0%
Depreciación	(117,4)	(115,9)	(1,5)	1,3%
Logística	(24,2)	(21,8)	(2,4)	11,0%
TOTAL COSTO NO CRUDO	(546,9)	(476,4)	(70,5)	14,8%

Los costos variables aumentaron en US\$ 58,7 millones, principalmente por mayor costo de energía derivado del fuel gas (aumento costo de crudo) y en logística por mayor costo por buques de exportación.

MARGEN PRIMO

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Productos propios	sep-17	sep-16	Var	Var. %
Ingresos por ventas (MMUS\$)	3.381,0	2.758,7	622,3	22,6%
Costo de venta primo	(2.567,3)	(1.964,1)	(603,2)	30,7%
Margen primo total	813,7	794,6	19,1	2,4%
MARGEN PRIMO US\$ / Bbl	16,1	16,0	0,0	0,3%

El Margen Primo Unitario promedio al tercer trimestre está prácticamente en línea respecto al periodo anterior.

El detalle es el siguiente:

Margen Primo - Producción Propia 2017 (US\$/Bbl)										Promedio al 3er trim.
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	
Precio de venta	71,7	67,7	66,7	66,1	65,8	66,8	63,8	67,0	72,3	67,5
Costo materia prima	52,4	53,0	54,2	48,9	51,0	51,6	46,7	50,6	54,7	51,5
Margen US\$/Bbl	19,4	14,7	12,6	17,2	14,7	15,2	17,1	16,4	17,7	16,1

Margen Primo - Producción Propia 2016 (US\$/Bbl)										Promedio al 3er trim.
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	
Precio de venta	50,2	44,1	49,9	54,2	58,0	63,2	61,9	56,1	59,8	55,3
Costo materia prima	30,2	26,4	33,9	37,6	45,0	47,9	47,1	41,7	43,1	39,2
Margen US\$/Bbl	20,0	17,7	16,0	16,6	13,0	15,3	14,8	14,4	16,7	16,0

VARIACIONES OTROS RUBROS

Las Otras ganancias (pérdidas) aumentaron US\$ 17,0 millones, lo que corresponde a la utilidad en la venta de las oficinas de su casa matriz, ubicadas en Av. Vitacura 2736 por US\$ 5,4 millones y a la utilidad en venta de opción de compra de acciones GNL Quintero S.A. por US\$ 11,5 millones.

Los Gastos de administración aumentaron en US\$ 11,4 millones, al 30 de septiembre de 2017 respecto al mismo periodo 2016. El incremento corresponde principalmente a remuneraciones por aumento en dotación, capacitación, reajuste y apreciación del peso en el periodo por US\$ 5,2 millones, mayores servicios por US\$

1,7 millones, reasignación de centros de costos (que fueron costos indirectos en 2016) por US\$ 2,5 millones y otros por US\$ 2 millones.

Los Costos de distribución presentan un aumento de US\$ 10,6 millones al pasar de US\$ 152,6 millones al 30 de septiembre de 2016 a US\$ 163,1 millones al 30 de septiembre de 2017 debido principalmente depreciaciones por derechos de uso, logística, remuneraciones.

La diferencia de cambio pasó de un saldo negativo de US\$ 5,2 millones al 30 de septiembre de 2016 a un saldo negativo de US\$ 8,9 millones al 30 de septiembre de 2017, ambos valores incorporan el costo de las coberturas de cuentas por cobrar, dichas coberturas consisten en contratos forward que permiten fijar el tipo de cambio a futuro, en previsión del riesgo de pérdida por las cuentas por cobrar a clientes denominadas en moneda local.

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

El rubro impuesto reflejó un beneficio de US\$ 54,8 millones al 30 de septiembre de 2017, lo que se compara con el beneficio de US\$ 40,3 millones obtenido al 30 de septiembre de 2016, este mayor abono por impuesto a la renta de US\$ 14,5 millones se explica en el siguiente cuadro:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Desglose de impuestos	sep-17	sep-16	Var.	Var. %
Resultados antes de impuestos	(16,4)	64,2	(80,6)	125,5%
Impuesto a la renta, Chile	(13,0)	1,7	(14,7)	880,6%
Impuestos pagados en el exterior	12,3	(5,7)	18,1	314,8%
Impuestos diferidos	5,2	(12,7)	17,8	140,7%
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%	50,3	57,0	(6,7)	11,7%
Utilidad del ejercicio	38,4	104,5	(66,1)	63,2%

En síntesis, el beneficio fiscal al 30 de septiembre de 2017 de US\$ 54,8 millones, se produce principalmente por el reconocimiento del impuesto especial del 40% a los resultados de ENAP Matriz, ya que se a nivel de impuesto a la renta se produce una compensación entre los impuestos a la renta a pagar de Enap Refinerías S.A. y Sipetrol S.A. con el beneficio por impuesto renta de ENAP matriz.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Al 30 de septiembre de 2017 el total de activos presenta un aumento de US\$ 717,1 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2016. Este aumento se genera principalmente por el efecto compensado de las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- Un aumento en la cuenta Efectivo y equivalentes al efectivo de US\$ 265,5 millones (401,7%) producto de posición de cierre, dado los compromisos de corto plazo asumidos. Este monto se explica principalmente por

la recaudación de la colocación del bono tipo 144 A por MUS\$600.000 realizada el 14 de septiembre de 2017, y que al cierre del tercer trimestre aún no habían sido completamente utilizados.

- La cuenta Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes aumenta US\$ 202,3 millones al pasar de US\$ 644,1 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 846,4 al 30 de septiembre de 2017 (31,4%) debido principalmente al aumento de un 22% en el nivel de venta de septiembre de 2017 respecto a diciembre 2016, esto explica el aumento en los deudores por ventas de US\$ 99,6 millones (17,9%), por otra parte los deudores varios aumentaron en US\$ 80,3 millones principalmente por el anticipo dado al banco agente para la amortización del capital e intereses del bono de UF 2.000.000 efectuado con fecha 01 de octubre de 2017. y aumento en otros deudores por US\$ 22,4 millones por préstamos al personal establecido en convenios colectivos.

- La cuenta Derechos de uso presenta un saldo al 30 de septiembre de 2017 de US\$ 125,8 millones que corresponde a la aplicación anticipada de la NIIF 16 “Arrendamientos”, la cual consiste en aplicar un modelo de control para la identificación de los arrendamientos, distinguiendo entre arrendamientos y contratos de servicio con base en si hay un activo identificado controlado por el cliente.

- La cuenta Activos netos por impuestos diferidos aumenta US\$ 61,1 millones al pasar de US\$ 834,7 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 895,8 al 30 de septiembre de 2017 (7,3%), principalmente debido aumento en las diferencias temporales de Propiedad, planta y equipos y aumento en la diferencia temporal en activos por pérdidas fiscales.

- La cuenta Activos por impuestos corrientes aumenta US\$ 22,7 millones al pasar de US\$ 135,3 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 158,0 al 30 de septiembre de 2017 (16,8%), principalmente debido a IVA crédito fiscal, asociado a las inversiones en Propiedad, planta y equipo en la Refinería Aconcagua. Aumento por Impuestos por recuperar extranjeros y aumento en Pagos provisionales mensuales, neto.

Lo anterior, se ve parcialmente compensado, principalmente por:

- El rubro Inventarios refleja una disminución de US\$ 24,2 millones (3,3%) con respecto al 31 de diciembre de 2016. Las principales variaciones son el efecto de:

- El Inventario de Crudos, disminuyó en US\$ 62,5 millones, desde US\$ 289,3 millones a US\$ 226,8 millones, que se explica por una disminución en el volumen desde los 899,5 Mm³ al 31 de diciembre de 2016 a 657,1 Mm³ al 30 de septiembre de 2017, compensado en parte por un aumento en el precio unitario del crudo el cual pasó desde los 48,4 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2016 a 50,9 US\$/Bbl al 30 de septiembre de 2017.
- El Inventario de Productos aumenta en US\$ 38,2 millones, desde US\$ 366,3 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 404,5 millones al 30 de septiembre de 2017, lo que se explica por el alza en el costo unitario de las existencias de 59,8 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2016 a 61,0 US\$/Bbl al 30 de septiembre de 2017, y la disminución del volumen de inventario de productos que pasó desde 973,4 Mm³ al 31 de diciembre de 2016 a 950,5 Mm³ al 30 de septiembre de 2017
- Por otra parte un aumento en el stock de materiales de bodegas y en tránsito por US\$ 0,1 millones.

- La cuenta Otros activos corrientes refleja una disminución de US\$ 8,1 millones (46,8%) con respecto al 31 de diciembre de 2016 principalmente debido a la disminución en la cuenta seguros pagados por anticipado.

PASIVOS

Al 30 de septiembre de 2017 los pasivos en su conjunto aumentaron en US\$ 644,7 millones (12,8%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2016. Las principales variaciones corresponden a:

- Otros pasivos financieros no corrientes, que aumentó US\$ 729,0 millones debido principalmente a aumento en endeudamiento de largo plazo para financiar inversiones y refinanciar deuda por vencer principalmente en el segundo semestre de 2017. La primera operación realizada corresponde a un préstamo de en la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. quienes firmaron un contrato de crédito con The Bank of Nova Scotia, como segundo financiamiento del Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) por US\$80 millones. El crédito tiene un período de disponibilidad de 6 meses para realizar los desembolsos, al 30 de septiembre se han desembolsado US\$70 millones. Por otra parte, con fecha 18 de mayo de 2017, la Empresa matriz efectuó una colocación de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local, por un monto de UF 6.500.000, a un plazo de 10 años, con una sola amortización final; neto de traspaso al corto plazo de otras deudas. Finalmente, con fecha 14 de septiembre de 2017, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,5% anual por un monto de MUS\$ 600.000. El plazo de vencimiento es a 30 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

- La cuenta Pasivos por arrendamiento (corriente y no corriente) presenta un saldo al 30 de septiembre de 2017 de US\$ 127,1 millones que corresponde a la aplicación anticipada de la NIIF 16 “Arrendamientos”, la cual consiste en aplicar un modelo de control para la identificación de los arrendamientos, distinguiendo entre arrendamientos y contratos de servicio con base en si hay un activo identificado controlado por el cliente.

Lo anterior se ve parcialmente compensado principalmente por:

- La disminución en Otros pasivos financieros corrientes de US\$ 206,7 millones (23,8%) al pasar de 867,6 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 660,9 millones al 30 de septiembre de 2017, esta disminución corresponde principalmente a amortización crédito corto plazo.

PATRIMONIO

- El Patrimonio aumentó en US\$ 72,4 millones (9,0%) al 30 de septiembre de 2017 respecto al 31 de diciembre de 2016, producto de la utilidad del periodo de US\$ 38,4 millones y una utilidad por la posición de cierre de las coberturas por US\$ 34,0 millones

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 30 de septiembre de 2017 y 2016, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 331,6 millones al 30 de septiembre de 2017 que se compara con US\$ 110,7 millones al 30 de septiembre de 2016.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 329,7 millones al 30 de septiembre de 2017, que se compara con los US\$ 496,6 millones al 30 de septiembre de 2016. Los flujos de actividades de operación reflejan el aumento en el pago a proveedores por el suministro de bienes y servicios.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 448,5 millones, que se compara con US\$ 390,2 millones al 30 de septiembre de 2016. Esto es debido principalmente al aumento, respecto al año anterior, en la compra de propiedades, planta y equipo por US\$ 93,6 millones.

El flujo de actividades de financiación al 30 de septiembre de 2017 fue positivo de US\$ 391,9 millones que se compara con una utilización de US\$ 107,1 millones en el mismo período del año 2016. Las principales variaciones fueron la obtención de un préstamo de largo plazo para financiar el proyecto PIAM en Argentina y otras entradas de efectivo.

El detalle de los principales rubros es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	sep-17	sep-16	Var	Var. %
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	198,6	496,6	(298,0)	60,0%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(448,5)	(390,2)	(58,2)	14,9%
Flujos de efectivo (utilizados en) provenientes de actividades de financiación	523,1	(107,1)	630,2	588,3%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	273,1	(0,8)	273,9	35390,2%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(7,6)	(2,1)	(5,5)	257,7%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	265,5	(2,9)	268,4	9227,2%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	66,1	113,6	(47,5)	41,8%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	331,6	110,7	220,9	199,6%

5.- EBITDA

El EBITDA de US\$ 522,9 millones al 30 de septiembre de 2017 se compara con los US\$ 530,7 obtenidos al tercer trimestre de 2016, el detalle es el siguiente:

EBITDA	sep-17	sep-16	Var. US\$	Var. %
Margen Bruto	385,7	444,6	(58,9)	13%
Otros ingresos, por función	24,2	29,1	(5,0)	17%
Costos de distribución	(163,1)	(152,5)	(10,6)	7%
Gastos de administración	(78,0)	(66,6)	(11,5)	17%
Otros gastos, por función	(62,3)	(60,4)	(1,9)	3%
Resultado Operacional	106,4	194,3	(87,9)	45%
Depreciación y cuota de agotamiento ⁽¹⁾	335,3	298,7	36,6	12%
Abandono pozos exploratorios ⁽²⁾	7,9	27,3	(19,4)	71%
Costos no absorbidos y otros ⁽³⁾	1,2	5,0	(3,8)	75%
Amortización por contratos de arrendamiento	29,1	0,0	29,1	indet.
Costos campañas exploratorias ⁽³⁾	8,5	8,2	0,4	4%
Otras provisiones no operacionales	0,0	(2,8)	2,8	100%
Otras provisiones no operacionales	34,4	0,0	34,4	indet.
EBITDA	522,9	530,7	(7,9)	1,5%

⁽¹⁾ Ver Nota 17 letra f) en los estados financieros consolidados

⁽²⁾ Ver Nota 32, otros gastos por función, en los estados financieros consolidados

⁽³⁾ Incorporado en el rubro Costo de Ventas

Al 30 de septiembre de 2017 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 352,7 millones, por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 174,2 millones y la Línea Gas y Energía obtuvo un EBITDA negativo de US\$ 4,0 millones; al tercer trimestre de 2016 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 387,2 millones, por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 148,3 millones y la Línea Gas y Energía fue negativo de US\$ 4,8 millones.

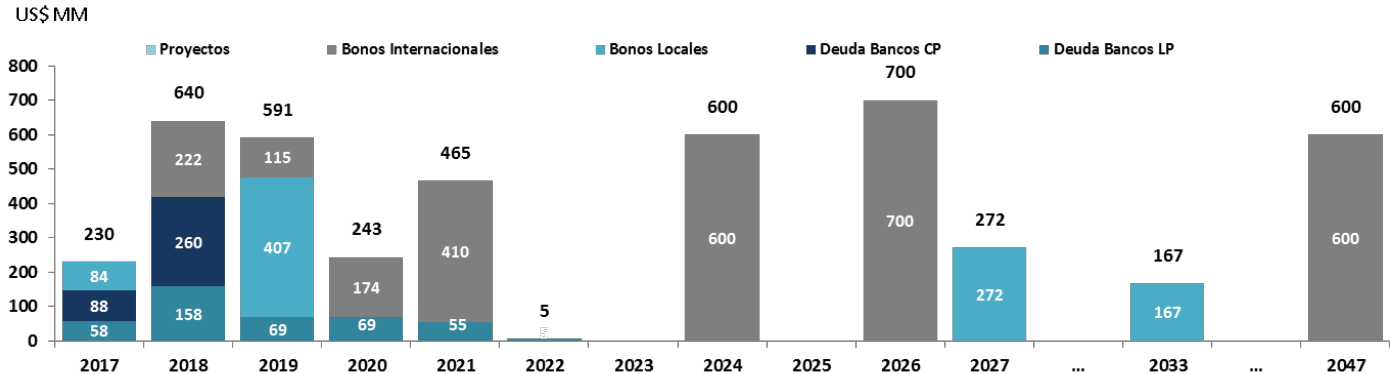
6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

El presente desglose por segmentos de negocio muestra la contribución al margen bruto de las operaciones de la línea Refinación y Comercialización (R&C), de la línea Exploración y Producción (E&P) y de la línea Gas y Energía (G&E) para el periodo al 30 de septiembre de 2017 y 2016:

Cifras en Millones de dólares (US\$)						
Información por segmentos de negocios	R&C sep-17	E&P sep-17	G&E sep-17	R&C sep-16	E&P sep-16	G&E sep-16
Ingresos actividades ordinarias	4.074,5	412,2	211,1	3.223,6	398,8	174,7
Costos de ventas	(3.750,3)	(365,0)	(209,6)	(2.855,1)	(308,0)	(176,5)
Subtotal	324,1	47,2	1,5	368,5	90,8	(1,8)
ingresos interlíneas	(108,0)	47,1	60,9	(86,0)	32,3	53,7
costos interlíneas	108,0	(20,7)	(60,9)	86,0	(31,2)	(53,7)
subtotal	324,1	73,6	1,5	368,5	91,9	(1,8)
Distribución del corporativo	(6,1)	(6,1)	(1,3)	(6,3)	(6,3)	(1,4)
Margen bruto	318,0	67,5	0,2	362,2	85,6	(3,2)

7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

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



*Incluye préstamos de corto plazo por US\$ 88 millones en Enap Sipetrol Argentina

8.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

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

LIQUIDEZ	sep-17	dic-16	Var.	Var.%
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	1,48	1,04	0,44	42,6%
Razón Ácida ⁽²⁾	1,00	0,58	0,41	70,3%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO	sep-17	dic-16	Var.	Var.%
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	6,46	6,23	0,22	3,6%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	4,74	4,85	(0,11)	2,2%
Razón de endeudamiento, financiero corriente ⁽³⁾	14,59	21,65	(7,06)	32,6%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente ⁽⁴⁾	85,41	78,35	7,06	9,0%
	sep-17	sep-16	Var.	Var.%
Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾	3,61	3,71	(0,09)	2,5%

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

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

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

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

⁽⁵⁾ Cobertura gastos financieros = EBITDA / Costos financieros

ACTIVIDAD	sep-17	dic-16	Var.	Var.%
Activos	sep-17	dic-16	Var.	Var.%
Activos totales ⁽¹⁾	6.560,4	5.843,2	717,1	12,3%
Activos promedio ⁽²⁾	6.201,8	5.750,3	451,5	7,9%
Inventarios	sep-17	dic-16	Var.	Var.%
Rotación de inventarios ⁽³⁾	8,18	7,22	0,96	13,3%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	1,47	1,66	(0,20)	11,8%

⁽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	sep-17	dic-16	Var.	Var.%
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	14,78	25,10	(10,32)	41,1%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	1,98	3,35	(0,75)	22,3%

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

⁽²⁾ Rentabilidad de activos = Resultado últimos 12 meses / Activos Totales promedio últimos doce meses

9.- DIFERENCIAS ENTRE VALORES ECONÓMICOS Y DE LIBROS DE LOS ACTIVOS.

Respecto a los principales activos de la Empresa, cabe mencionar lo siguiente:

La Empresa evalúa anualmente el deterioro del valor de los activos, conforme a la metodología establecida, de acuerdo con lo establecido en la NIC 36.

Los activos sobre los cuales aplica la metodología son los siguientes:

- ❖ Activo Fijo
- ❖ Activos Intangibles
- ❖ Inversiones en sociedades Filiales y Asociadas
- ❖ Otros activos no corrientes

La evaluación de deterioro del valor de los activos se realiza a fin de verificar si existe algún indicio que el valor libro sea menor al importe recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro (de haberlo). En caso que el activo no genere flujos de caja que sean independientes de otros activos, la Empresa determina el valor recuperable de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece el activo.

El valor recuperable es el más alto entre el valor justo menos los costos de vender y el valor en uso. Para determinar el valor en uso, se calcula el valor presente de los flujos de caja futuros descontados, a una tasa asociada al activo evaluado. Si el valor recuperable de un activo se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las NIIF según lo que se señala en la Nota 3 de los Estados Financieros.

De acuerdo con las normas de la Superintendencia de Valores y Seguros, las inversiones en empresas filiales y coligadas, se valorizan según el método de la participación de las respectivas empresas, según este método, la inversión se registra inicialmente al costo, y es ajustada posteriormente por los cambios posteriores a la adquisición en la parte del inversor, de los activos netos de la participada.

10.- SITUACIÓN DE MERCADO.

Precio del Petróleo Crudo

En el período enero-septiembre de 2017, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 52,6 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, mayor en 22 % con respecto al promedio de enero-septiembre de 2016 (43,0 US\$/bbl).

Los recortes ejecutados en la primera mitad del año por la OPEP y otros países externos liderados por Rusia, explican en parte este aumento. El alto nivel de cumplimiento de los recortes comprometidos por parte de la OPEP que por momentos se ubicó sobre el 90%, fue un factor decisivo en la disminución del excedente de crudo en el mercado. Su prolongación hasta marzo del próximo año acordado a fines de septiembre en Viena, continuó contribuyendo a esta tendencia. Más aún, la manifestación pública de países como Rusia, Arabia Saudita e Irak señalando su plena satisfacción con la política de recortes ha generado la expectativa de que la prolongación de estos será sostenida por un mayor plazo.

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

	Jul-Sep 2017	Jul-Sep 2016	Variación
DEMANDA	97,78	95,78	2,00
OECD	46,94	46,34	0,60
NO-OECD	50,84	49,43	1,40
OFERTA	97,29	96,60	0,69
Norteamérica	22,25	21,82	0,43
Resto NO-OPEP	35,98	36,23	-0,25
LGN y Condensados OPEP	6,88	6,40	0,48
Crudo OPEP	32,18	32,15	0,03
INVENTARIOS	-0,5	0,8	-1,3
<i>Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook September 2017"</i>			

Por otra parte, nuevas interrupciones acontecieron en los mercados. Desde EE.UU. se destaca la imposición de sanciones económicas a Venezuela en conjunto con la intensificación del conflicto con Corea del Norte. Desde África, la producción de Libia fue significativamente interrumpida por bandas rebeldes durante la primera mitad del presente año.

Finalmente, durante la primera mitad del presente año la industria del shale oil en EE.UU. se reactivó debido al fortalecimiento en el precio del crudo lo cual compensó en parte los recortes ejecutados por la OPEP. Sin embargo, posteriormente dicho comportamiento se vio estabilizado e incluso desde la primera mitad de agosto se comenzaron a exhibir caídas en la cantidad de equipos de perforación (rigs) que terminaron por configurar una tendencia hacia la baja.

Precio de los Productos en la Costa del Golfo

En el mercado internacional de la Costa estadounidense del Golfo de México (Costa del Golfo, en adelante), los precios de los distintos combustibles aumentaron en el período enero-septiembre de 2017 en relación a igual período de 2016, siguiendo en parte el aumento del precio del crudo Brent, la disminución de inventarios globales, pero también por factores climatológicos. A inicios de septiembre, las inundaciones y las fallas de energía ocasionadas por el huracán Harvey en la Costa del Golfo redujeron la capacidad de refinación en EE.UU. en alrededor de 4,25 MMbd, lo que equivale a un 22% del total de su capacidad. Bajo este contexto, caracterizado por el cierre de refinerías en todo Texas – incluyendo las de mayor capacidad – la demanda de crudo se vio disminuida mientras que los productos se volvieron más escasos lo cual impulsó significativamente sus precios.

El precio de la gasolina promedió 66,3 US\$/bbl en enero-septiembre de 2017, subiendo así en 19% con respecto al mismo período en 2016. El precio de la gasolina aumentó siguiendo al crudo, y también debido a una fuerte disminución de inventarios en la Costa del Golfo de Estados Unidos causada por la detención de gran parte de las refinerías de la zona por el Huracán Harvey. Los inventarios totales en estados Unidos de gasolinas terminaron el período ubicándose en los 218,9 MMb, esto es, 8,5 MMb menos que lo exhibido a finales de septiembre del año anterior.

En el caso del precio del diésel, el promedio del período enero-septiembre de 2017 fue 65,8 US\$/bbl, esto es 24% mayor al promedio de enero-septiembre del año pasado. Los inventarios totales en Estados Unidos de diésel a finales del período se ubicaron en torno a los 135,4 MMb, es decir 25,3 MMb menos que lo exhibido a finales de septiembre del año anterior. Al igual que la gasolina, dicho comportamiento respondió a las variaciones exhibidas por el precio del crudo y al Huracán Harvey, pero también a las condiciones económicas que están altamente correlacionadas con la demanda de diésel. La economía mundial durante el 2017 ha experimentado un crecimiento en promedio de 4,2%, lo cual ha distado del año 2016 en el cual se situó en torno al 2,6%.

Por su parte, el precio del Fuel Oil Nº 6 registró un promedio de 18,6 US\$/bbl en el período enero-septiembre de 2017, con un aumento de 52% con respecto a igual período de 2016. A fines del año 2016 se inició una fuerte demanda por petróleos combustible proveniente del mercado asiático y acompañado de menor oferta de las refinerías rusas por mantenciones, lo cual generó este cambio en la tendencia de precios. Añadido a ello, los recortes ejecutados por la OPEP disminuyeron la relación de precios entre crudos pesados y livianos lo cual hizo más escaso el *fuel oil*.

11.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.

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

La Empresa accede al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos, situación que le permite asegurar el abastecimiento y el cumplimiento de sus compromisos comerciales. El abastecimiento de petróleo crudo de ENAP Refinerías S.A. se obtiene mayoritariamente de Sudamérica y el Mar del Norte,

siendo los principales proveedores Brasil, Colombia, Ecuador, Argentina y el Reino Unido. Las refinerías de la compañía cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima. En cuanto al origen de las importaciones de productos refinados, durante el último año éstos provinieron principalmente de los Estados Unidos.

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

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, ENAP ha orientado sus inversiones al incremento de su flexibilidad productiva y de la calidad de sus productos. Hasta ahora no se han contratado derivados financieros para fijar el margen de refinación, pero se están monitoreando permanentemente los niveles de precio ofrecidos por el mercado.

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

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

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

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

12.- RIESGOS DEL NEGOCIO.

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

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

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

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

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

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

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