



ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES

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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018**

ENAP SIPETROL S.A.

2018

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR EL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018

A continuación, se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Enap Sipetrol S.A., y Filiales, al 30 de septiembre de 2018 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, y los resultados consolidados de Enap Sipetrol S.A., y Filiales, para el período comprendido entre el 01 de enero y el 30 de septiembre de los años 2018 y 2017. Todas las cifras están expresadas en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS).

1.- RESUMEN EJECUTIVO

Enap Sipetrol S.A., tuvo una utilidad de US\$ 97,9 millones, que se compara con la pérdida de US\$ 0,8 millones obtenidos al 30 de septiembre de 2017, por otra parte, el EBITDA alcanzó a US\$ 211,3 millones, superando los US\$ 93,9 millones obtenidos al 30 de septiembre de 2017.

El patrimonio de Enap Sipetrol S.A. llega a US\$ 719,9 millones superando los US\$ 621,8 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2017.

El Margen Bruto de Enap Sipetrol S.A. tuvo una variación positiva de US\$ 79,3 millones respecto al mismo período del año anterior, explicado principalmente por Argentina debido a mayores ingresos de crudo por US\$ 29,3 millones por mayor volumen a venta y mejores precios, así como también mayores ingresos de gas por US\$ 29,4 millones por mayor volumen a venta. Ecuador presenta un aumento del margen por US\$ 17,6 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayor producción dado los buenos resultados de los pozos de MDC y Egipto tiene un mayor margen de US\$ 1,3 millones debido a mejores precios que el año anterior.

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	sep-18	sep-17	Var. US\$	Var. %
Ingresos de actividades ordinarias	435,1	271,8	163,3	60,1%
Costos de ventas	(283,2)	(199,2)	(84,0)	42,2%
Margen bruto	151,9	72,6	79,3	109,2%
Otros ingresos, por función	28,4	0,3	28,1	9366,7%
Costos de distribución	(5,6)	(5,1)	(0,5)	9,8%
Gasto de administración	(17,6)	(16,2)	(1,4)	8,6%
Otros gastos, por función	(5,1)	(44,8)	39,7	88,6%
Ganancia de actividades operacionales	152,0	6,8	145,2	2130,5%
Ingresos financieros	4,6	2,6	2,0	76,9%
Costos financieros	(13,2)	(5,1)	(8,1)	158,8%
Diferencias de cambio	(16,9)	(4,3)	(12,6)	293,0%
Utilidad antes de impuestos	126,5	0,0	126,5	indet.
Gasto por impuestos a las ganancias	(28,6)	(0,8)	(27,8)	3475,0%
Utilidad del período	97,9	(0,8)	98,7	12962,6%

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR EL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	sep-18	dic-17	Var. US\$	Var.%
ACTIVOS	1.258,3	1.191,9	66,4	5,6%
Efectivo y equivalentes al efectivo	37,0	39,7	(2,7)	6,8%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	174,0	175,5	(1,5)	0,9%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	0,3	8,2	(7,9)	96,3%
Inventarios	15,1	19,8	(4,7)	23,7%
Activos por impuestos corrientes	24,0	41,9	(17,9)	42,7%
Otros activos corrientes	1,2	43,7	(42,5)	97,3%
Otros activos financieros, no corrientes	7,7	7,7	0,0	0,0%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	305,7	221,0	84,7	38,3%
Propiedades, planta y equipo, neto	683,3	622,2	61,1	9,8%
Derechos de uso	5,9	7,6	(1,7)	22,4%
Activos por impuestos diferidos	3,9	4,3	(0,4)	9,3%
Otros activos no corrientes	0,2	0,3	(0,1)	33,3%
PASIVOS	538,4	570,1	(31,7)	5,6%
Otros pasivos financieros corrientes	133,7	180,4	(46,7)	25,9%
Pasivos por arrendamientos, corrientes	1,4	2,2	(0,8)	36,4%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	54,5	99,6	(45,1)	45,3%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	31,3	15,6	15,7	100,6%
Otros pasivos corrientes	31,1	40,5	(9,4)	23,2%
Otros pasivos financieros no corrientes	232,7	178,5	54,2	30,4%
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	4,8	5,6	(0,8)	14,3%
Otras provisiones no corrientes	34,0	34,3	(0,3)	0,9%
Pasivos por impuestos diferidos	7,8	4,5	3,3	73,3%
Otros pasivos no corrientes	7,1	8,9	(1,8)	20,2%
PATRIMONIO	719,9	621,8	98,1	15,8%

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US\$ 435,1 millones al 30 de septiembre de 2018, los cuales se comparan con US\$ 271,8 millones al 30 de septiembre de 2017.

Este aumento se origina en filial de Argentina con un aumento de US\$ 62,3 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayores volúmenes y precios y mayores ingresos de gas por mayor volumen; seguido por filial en Ecuador que aumentó en US\$ 22,0 millones los ingresos asociado principalmente a MDC por mayor producción versus el año anterior (+33%). La filial en Egipto aumentó los ingresos en US\$ 10,7 millones debido a mayor precio de Brent, e incluye excepcionalmente la venta de un embarque de crudo a la empresa relacionada Enap Refinerías S.A. por US\$ 68,5 millones.

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR EL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018

COSTOS DE VENTAS

Los costos de ventas de Enap Sipetrol S.A., al 30 de septiembre de 2018 aumentaron US\$ 84,0 millones. El margen de beneficio bruto aumenta a 35%, comparado con el 27% a igual período del año anterior. El detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costos de ventas a Ingresos de actividades	sep-18	%	sep-17	%	Var. US\$
Ingresos de actividades ordinarias	435,1	100%	271,8	100%	163,3
Costos de ventas	(283,2)	-65%	(199,2)	-73%	(84,0)
Margen bruto	151,9	35%	72,6	27%	79,3

MARGEN BRUTO

Al 30 de septiembre de 2018 hubo un aumento en el margen bruto respecto al mismo período de 2017 de US\$ 79,3 millones (109,2%), principalmente por mayores ingresos de 60,1% en tanto los costos de venta aumentaron en un 42,2%.

La variación del Margen Bruto de US\$ 79,3 millones respecto al mismo período del año anterior, se explica principalmente por Argentina debido a mayores ingresos de crudo por US\$ 29,3 millones por mayor volumen a venta y mejores precios, así como también mayores ingresos de gas por US\$ 29,4 millones por mayor volumen a venta. Ecuador presenta un aumento del margen por US\$ 17,6 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayor producción dado los buenos resultados de los pozos de MDC y Egipto tiene un mayor margen de US\$ 1,3 millones debido a mejores precios que el año anterior.

VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Otros ingresos, por función, aumentaron US\$ 28,1 millones al pasar de US\$ 0,3 millones al 30 de septiembre de 2017 a US\$ 28,4 millones al 30 de septiembre de 2018, principalmente debido a que se presenta en otros ingresos US\$ 28 millones, por reverso de provisión de incobrables.

Los Gastos de administración presentaron un aumento de US\$ 1,4 millones respecto al período enero-septiembre 2017 al pasar de US\$ 16,2 millones al 30 de septiembre de 2017 a US\$ 17,6 millones al 30 de septiembre de 2018 debido principalmente a aumento en gastos de personal y servicios de asesorías.

Los Otros gastos por función disminuyeron US\$ 39,7 millones, al pasar de un saldo de US\$ 44,8 millones al 30 de septiembre de 2017 a US\$ 5,1 millones al 30 de septiembre de 2018, debido principalmente a que en el año 2017 se reconoció el deterioro de Pampa del Castillo La Guitarra por US\$ 34,4 millones.

Los Costos financieros presentaron un aumento de US\$ 8,1 millones respecto al período enero- septiembre 2017 al pasar de US\$ 5,1 millones al 30 de septiembre de 2017 a US\$ 13,2 millones al 30 de septiembre de 2018 debido a aumento de obligaciones bancarias en Argentina.

La diferencia de cambio aumentó la pérdida en US\$ 12,6 millones, al pasar de un saldo de US\$ 4,3 millones al 30 de septiembre de 2017 a US\$ 16,9 millones al 30 de septiembre de 2018 principalmente producto de los efectos de la devaluación de la moneda Argentina en el periodo (\$ 18,57/US\$ a \$ 41,04/US\$) lo cual afectó significativamente los saldos por cobrar de efectivo e impuestos corrientes.

Los Gastos por impuesto a las ganancias aumentaron desde US\$ 0,8 millones al 30 de septiembre junio de 2017 a US\$ 28,6 millones al 30 de septiembre de 2018 principalmente debido al resultado del periodo.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Al 30 de septiembre de 2018 el total de activos presenta un aumento de US\$ 66,4 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2017. Este aumento se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- Activos por impuestos corrientes disminuyen en US\$ 17,9 millones al pasar de US\$ 41,9 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 24,0 millones al 30 de septiembre de 2018 principalmente debido a que disminuyen los Impuestos por recuperar en Argentina y Ecuador y disminución de IVA crédito fiscal en Argentina.
- Otros activos corrientes disminuyen en US\$ 42,5 millones al pasar de US\$ 43,7 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 1,2 millones al 30 de septiembre de 2018, 97,3%, principalmente debido a que a diciembre de 2017 manteníamos en activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios US\$ 41,0 millones correspondientes Pampa del Castillo La Guitarra.
- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, aumentan en US\$ 84,7 millones al pasar de US\$ 221,0 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 305,7 millones al 30 de septiembre de 2018 con la matriz ENAP.
- Propiedades, planta y equipo, neto; aumentó en US\$ 61,1 millones al pasar de US\$ 622,2 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 683,3 millones al 30 de septiembre de 2018 (9,8%) principalmente debido a un incremento de US\$ 115,2 millones en adiciones y otros efectos por US\$ 0,6 millones, neto de depreciaciones del periodo por US\$ 54,7 millones.

PASIVOS

Al 30 de septiembre de 2018 los pasivos en su conjunto disminuyeron US\$ 31,7 millones con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2017, (5,6%). Las principales variaciones corresponden a:

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR EL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018

- Aumento en Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes de US\$ 7,5 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2017 de US\$ 358,9 millones a US\$ 366,4 millones al 30 de septiembre de 2018, principalmente aumento de crédito con The Bank of Nova Scotia, Argentina
- Disminución en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de US\$ 45,1 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2017 de US\$ 99,6 millones a US\$ 54,5 millones al 30 de septiembre de 2018 (45,3%), debido a la disminución de acreedores comerciales por actividad de Proyecto PIAM.
- Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente de US\$ 15,7 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2017 de US\$ 15,6 millones a US\$ 31,3 millones al 30 de septiembre de 2018 principalmente por anticipo de ventas a Enap Refinerías S.A.
- Disminución en Otros pasivos corrientes de US\$ 9,4 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2017 de US\$ 40,5 millones a US\$ 31,1 millones al 30 de septiembre de 2018 (23,2%), debido a la disminución en Pasivos por impuestos corrientes (Impuesto a la renta por pagar en Chile principalmente US\$ 9,4 millones) y Provisiones por beneficios a los empleados corrientes, que corresponden principalmente a disminución en vacaciones devengadas y otros beneficios al personal por US\$ 1,1 millones.

PATRIMONIO NETO

El patrimonio aumentó desde los US\$ 621,8 millones del 31 de diciembre de 2017, a US\$ 719,9 millones al 30 de septiembre de 2018 producto de la utilidad del periodo de US\$ 97,9 millones.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

El flujo de efectivo consolidado al 30 de septiembre de 2018 alcanzó a US\$ 37,0 millones, que se compara con el alcanzado al 30 de septiembre de 2017 de US\$ 32,5 millones.

- Los flujos de efectivo procedentes/utilizados en actividades de operación presentaron un aumento de US\$ 77,4 millones (83,1%) principalmente por el aumento de cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.
- Los flujos de efectivo utilizados/procedente de actividades de inversión disminuyeron en US\$ 45,2 millones (21,6%) dado principalmente por la venta de Pampa del Castillo la Guitarra por US\$ 33,4 millones.
- Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de financiación pasaron de US\$ 119,6 millones al 30 de septiembre de 2017 a una obtención de financiamiento de US\$ 1,9 millones al 30 de septiembre de 2018 principalmente porque al tercer trimestre de 2018 hubo mayores pagos de préstamos respecto al mismo período de 2018.

El detalle de las principales partidas es el siguiente:

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR EL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	sep-18	sep-17	Var. US\$	Var.%
Flujos de efectivo utilizados/procedentes de actividades de operación	170,5	93,1	77,4	83,1%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(164,0)	(209,2)	45,2	21,6%
Flujos de efectivo utilizados/procedentes en actividades de financiación	(1,9)	119,6	(121,5)	101,6%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	4,6	3,5	1,1	32,9%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(7,3)	(3,5)	(3,8)	109,1%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(2,7)	(0,0)	(2,7)	6255,8%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	39,7	32,6	7,1	22,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	37,0	32,5	4,5	13,7%

5.- EBITDA

El resultado de Enap Sipetrol S.A., se tradujo en un EBITDA al 30 de septiembre de 2018 que alcanzó a US\$ 211,3 millones, aumentando el generado en el mismo período del año 2017 de US\$ 93,9 millones, lo que equivale a una variación de 125,1%. La conciliación del EBITDA a partir del margen bruto se presenta a continuación:

EBITDA	sep-18	sep-17	Var. US\$	Var.%
Margen Bruto	151,9	72,6	79,4	109,4%
Otros ingresos, por función	28,4	0,3	28,1	9647,0%
Costos de distribución	(5,6)	(5,1)	(0,5)	9,9%
Gastos de administración	(17,6)	(16,2)	(1,4)	8,7%
Otros gastos, por función	(5,1)	(44,8)	39,7	88,6%
Resultado Operacional	152,0	6,8	145,2	2136,3%
Depreciación y cuota de agotamiento	54,9	49,2	5,7	11,6%
Abandono pozos exploratorios	0,3	0,5	(0,2)	31,2%
Estudios geológicos y costos no absorbidos	2,3	1,2	1,1	87,1%
Amortización Derechos de Uso.	1,7	1,7	0,0	0,0%
deterioro de activos	0,0	34,4	(34,4)	100,0%
EBITDA	211,3	93,9	117,4	125,1%

6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

El presente desglose por segmentos de negocio muestra la contribución al margen bruto de las operaciones de las unidades de negocio de Enap Sipetrol S.A., para los períodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017:

Información por segmentos de negocios	CHILE sep-18	CHILE sep-17	ARG. sep-18	ARG. sep-17	ECU. sep-18	ECU. sep-17	EGI sep-18	EGI sep-17	TOTAL sep-18	TOTAL sep-17
Ingresos actividades ordinarias	0,0	0,2	199,6	137,3	112,7	90,7	122,8	43,6	435,1	271,8
Costos de ventas	(2,4)	(2,3)	(141,9)	(140,6)	(48,8)	(44,4)	(90,2)	(12,3)	(283,3)	(199,6)
Margen bruto	(2,4)	(2,1)	57,7	(3,3)	63,9	46,3	32,6	31,3	151,8	72,2

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR EL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018

7.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

Los principales indicadores financieros de liquidez, endeudamiento, actividad y rentabilidad de Enap Sipelrol S.A., se detallan a continuación:

LIQUIDEZ		sep-18	dic-17	Var.	Var.%
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	1,00	0,97	0,03	2,7%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,94	0,91	0,03	2,8%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		sep-18	dic-17	Var.	Var.%
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	0,75	0,92	(0,17)	18,4%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	0,45	0,50	(0,05)	10,6%
Razón de endeudamiento, financiero corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	36,50	50,27	(13,78)	27,4%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	63,50	49,73	13,78	27,7%
		sep-18	sep-17	Var.	Var.%
Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	16,03	18,31	-2,29	0,12

⁽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-18	dic-17	Var.	Var.%
Activos					
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	1.258,3	1.191,9	66,4	5,6%
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	1.225,1	1.084,3	140,8	13,0%
Inventarios		sep-18	dic-17	Var.	Var.%
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	30,70	19,32	11,38	58,9%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	0,39	0,62	(0,23)	37,1%

⁽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-18	dic-17	Var.	Var.%
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	16,72	2,01	14,71	732,6%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	9,36	1,14	8,22	721,7%
Utilidad (pérdida) por acción ⁽³⁾	(US\$)	1,33	0,15	1,18	798,8%

⁽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

⁽³⁾ Utilidad (pérdida) por acción = Resultado últimos 12 meses / Número de acciones

8.- 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.

Deterioro de activos financieros - Los activos financieros, distintos de aquellos valorizados a valor justo a través de resultados, son evaluados a la fecha de cada estado de situación para establecer la presencia de indicadores de deterioro. Los activos financieros se encuentran deteriorados cuando existe evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, los flujos futuros de caja estimados de la inversión han sido impactados.

Las inversiones financieras de Enap Sipetrol S.A. son realizadas en instituciones de la más alta calidad crediticia y mantenidas en el corto plazo, por lo que no presentan a la fecha un indicio de deterioro respecto de su valor libro.

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor en libros del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimada, descontada a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. En función de lo indicado en NIC 39, las cuentas por cobrar y a pagar a corto plazo, sin tasa de interés establecido, se valorizan por el monto de la factura original ya que el efecto del descuento no es relativamente importante.

Para determinar si los títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, han sufrido pérdidas por deterioro, se considerará si ha habido un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo, para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados acumulados se reversan del patrimonio y se reconoce en el estado de resultados en el rubro "Otros gastos por función". Estas pérdidas por deterioro del valor, reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio, no se revierten.

Al cierre de los presentes estados financieros, no se aprecian diferencias significativas entre los valores económicos y de libros de los principales activos de la Sociedad. Sin embargo, es importante destacar que, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, las inversiones en sociedades filiales y coligadas se valorizan según el método de valor proporcional del patrimonio de las respectivas empresas.

9.- SITUACIÓN DE MERCADO.

Precio del Petróleo Crudo

En el período enero-septiembre de 2018, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 72,7 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, mayor en 38 % con respecto al promedio de enero-septiembre 2017 (52,6 US\$/bbl).

Bajo este período, el Brent alcanzó sus niveles más altos desde el 2014. Al respecto, cobraba relevancia las preocupaciones sobre la capacidad de reserva de la OPEP, la continua caída de las exportaciones iraníes producto de la imposición de sanciones por parte de EE. UU. y el acuerdo entre los EE. UU., México y Canadá sobre el NAFTA con efectos positivos para las perspectivas económicas.

En cuanto a la OPEP, si bien dicha organización se mantuvo apostando a un mercado equilibrado, la capacidad de reserva limitada terminó apoyando los precios a medida que los barriles de crudo iraní eran retirados gradualmente del mercado. Si bien las sanciones hacia Irán entrarían en vigor oficialmente el 4 de noviembre, sus efectos se comenzaron a explicitar durante el período de análisis. Desde el mes de julio las exportaciones petroleras iraníes cayeron a su nivel más bajo en cuatro meses luego de que Corea del Sur y Europa redujeran las compras. Si bien algunos países importantes como Japón habrían aumentado sus requerimientos de este tipo de crudo, esto sólo respondería a la motivación por asegurar el suministro antes de que comenzaran a regir dichas sanciones. De esta forma, el panorama para Irán se fue agravando progresivamente y con ello los precios fueron impulsados significativamente.

Bajo este contexto, se realizó una reunión entre la OPEP y sus aliados para revisar su política de recortes. Los resultados de ésta consiguieron que los precios fueran todavía más impulsados y el precio del crudo alcanzó su nivel más alto desde 2014, superando los 80 US\$/bbl. Fue relevante el hecho de que los miembros participantes de la reunión no demostraron una urgencia para aumentar la producción. Más aún, desde Arabia Saudita, trascendió que sus autoridades estarían cómodas con precios del Brent por encima de los 80 US\$/bbl.

De esta forma, a fines del período de análisis fue robustecida la tendencia en el mercado y el precio del Brent se acercó a su quinto aumento trimestral consecutivo, el tramo más largo desde principios del 2007. Ante esto, el presidente Donald Trump y funcionarios del gobierno central de EE.UU. intentaron limitar estas alzas señalando que habría suficiente suministro en el mercado. En su discurso ante las Naciones Unidas, el presidente de EE.UU. reiteró su apelación a la OPEP para que acelere su ritmo de producción. Además, acusó a Irán de sembrar el caos, prometiendo nuevas sanciones al país. No obstante, el efecto de estas declaraciones se tradujo en que el mercado volvió a centrar su atención en la posibilidad de nuevas sanciones contra Irán.

De todas maneras, el mercado se mantuvo expectante ante la incertidumbre de las posibles medidas que podría tomar la OPEP. A finales de septiembre, un funcionario de la industria petrolera nigeriana señaló que la organización actuará para equilibrar el mercado y disminuir los precios, pero que de todas formas sus opciones podrían verse limitadas por la capacidad adicional disponible. Por otra parte, Rusia y Arabia Saudita firmaron un acuerdo privado en septiembre para aumentar la producción con el fin de colaborar con EE.UU. quien les solicitó su asistencia para deprimir la tendencia al alza en los precios.

De acuerdo con estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, octubre 2018) el consumo mundial de petróleo promedió 100,67 millones de barriles por día (MMbd) en el período enero-septiembre 2018 mientras que la oferta mundial fue de 100,55 MMbd, generándose en consecuencia un aumento de inventarios, a nivel mundial, de 0,4 MMbd con respecto al mismo período del año anterior.

MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2018
(Cifras en millones de barriles diarios)

	Ene-Sep 2018	Ene-Sep 2017	Variación
DEMANDA	100,67	98,25	2,42
OECD	47,89	47,01	0,88
NO-OECD	52,78	51,24	1,54
OFERTA	100,55	97,72	2,83
Norteamérica	25,45	22,51	2,94
Resto NO-OPEP	35,98	35,92	0,06
LGN y Condensados OPEP	6,63	6,85	-0,22
Crudo OPEP	32,48	32,43	0,05
INVENTARIOS	-0,1	-0,5	0,4
<i>Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook Octubre 2018"</i>			

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 relación a igual período del 2017, siguiendo a grandes rasgos el aumento del precio del crudo Brent.

Durante el período enero-septiembre del 2018, el precio de la gasolina promedió 82,9 US\$/bbl de 2018, aumentando así en 25% con respecto al mismo período del 2017. En EE.UU. el consumo promedio aumentó en 1,05% en relación al período anterior y la acumulación promedio de los inventarios de gasolina disminuyó en un 16,51 %.

En el caso del precio del diésel, fue impulsado por el aumento de consumo debido a incremento en el sector transporte por la creciente producción de shale oil y capacidad limitada de transporte en oleoductos. El promedio del período enero-septiembre del 2018 fue de 86,9 US\$/bbl, esto es, 32% mayor al mismo período del año anterior. En EE.UU. los inventarios promedio de diésel exhibieron una caída de 16,21% a la vez que su consumo se deterioró en 0,69% respecto al período anterior. A diferencia de la gasolina, los inventarios del diésel terminaron ubicándose bajo el promedio de los últimos cinco años.

Por su parte, el precio del Fuel Oil N° 6 registró un precio promedio de 25,2 US\$/bbl en el período, con un aumento de 36% con respecto al 2017.

10.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.

Enap Sipetrol S.A. realiza directa, o en asociación con terceros, fuera del territorio nacional, actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR EL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018

Las actividades de Enap Sipetrol S.A. son realizadas en dos segmentos, a) América Latina, que incluye operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos, Argentina y Ecuador y b) Medio Oriente y Norte de África (MENA), que incluye operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos en Egipto.

En ambos segmentos se constituyen filiales y sucursales para realizar las operaciones necesarias del negocio de la Sociedad según se señala a continuación:

a) Explotación

(a) Área Magallanes – Argentina

Con fecha 4 de enero de 1991, Sociedad Internacional Petrolera S.A. (luego de varias transformaciones, hoy Enap Sipetrol Argentina S.A.) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (luego de varias transformaciones, hoy YPF S.A.) celebraron un contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de ejecutar trabajos de desarrollo y explotación de hidrocarburos en Área Magallanes, bloque ubicado en la boca oriental del Estrecho de Magallanes, Argentina.

Enap Sipetrol Argentina S.A. como operador de esta concesión, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área.

Con fecha 17 de noviembre de 2014, la Sociedad, representada por su Gerente General y el Presidente y CEO de YPF, firmaron un acuerdo para extender la Unión Transitoria de Empresas (UTE), que ambas compañías comparten en partes iguales en el Área Magallanes, en el sur de Argentina. Este acuerdo, permite extender el plazo de amortización de las reservas probadas.

El gobierno argentino dio a conocer en el mes de enero de 2016 la Decisión Administrativa N°1 por la cual el Estado Nacional extendió por 10 años la Concesión de Explotación de Hidrocarburos que YPF mantiene en la zona off shore (Costa Afuera) Área Magallanes.

Con fecha 4 de abril de 2018 se inauguró oficialmente el Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM), operado por ENAP, en sociedad con YPF, en el que ambas empresas invirtieron 354 millones de dólares cuyo objetivo es aumentar la producción de gas natural y crudo asociado. A partir de la puesta en marcha de PIAM, se incrementa la producción de 2,4 millones de m³ diarios de gas a de 4 millones m³/día. Esto implica un aumento del 60% en la producción de gas del yacimiento, y del 25% en la producción de petróleo crudo asociado, que pasa de los 800 m³/día, a 1.000 m³/día aproximadamente.

(b) Campamento Central - Cañadón Perdido - Argentina

En diciembre de 2000, Enap Sipetrol S.A. (luego Enap Sipetrol Argentina S.A.) firmó con YPF S.A. un acuerdo a través del cual este último cede y transfiere a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 50% de la concesión que YPF S.A. es titular para la explotación de hidrocarburos sobre las áreas denominadas Campamento Central - Cañadón Perdido, en la provincia de Chubut - República de Argentina, que se rige por la Ley N° 24.145 y sus normas complementarias y reglamentarias, siendo YPF S.A. quien realiza las labores de operador de esta concesión.

Con fecha 26 de diciembre de 2013, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. obtuvieron de parte de la provincia del Chubut la extensión de esta concesión de explotación por un plazo adicional de 10 años hasta 2027, que puede ser extendido por un ejercicio adicional de 20 años, hasta el 14 de Noviembre del año 2047.

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR EL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018

Al cierre de septiembre se perforaron 2 pozos (BVS-575, BVS-576) los que se encuentran actualmente en producción.

(c) Cam 2A Sur - Argentina

En decisión administrativa N° 14 del 29 de enero de 1999, se adjudicó en favor de YPF y Enap Sipetrol Argentina S.A. el Permiso de Exploración sobre el Área “Cuenca Austral Marina 2/A SUR” (CAM 2/A SUR). Con fecha 7 de octubre de 2002, Enap Sipetrol Argentina S.A. (Operador) e YPF S.A. celebraron un Acuerdo de Unión Transitoria de Empresas (UTE), ubicada en las Provincias de Tierra del Fuego.

La concesión de explotación tiene un plazo de 25 años (vencimiento 2028), el cual puede ser extendido por un plazo adicional de 10 años.

(d) Bloque Mauro Dávalos Cordero (MDC) – Ecuador

(Proyecto de Explotación y Exploración. Enap SIPEC es operador, con 100% de participación)

Este bloque ubicado en la región amazónica de Ecuador, opera bajo la modalidad de prestación de servicios al estado ecuatoriano. Este contrato fue suscrito el 23 de noviembre de 2010 y tiene vigencia desde el 1 de enero de 2011 hasta diciembre de 2025.

En MDC se han desarrollado proyectos de Recuperación Secundaria.

Durante el 2016 se inició un proceso de renegociación con la Secretaría de Hidrocarburos (SHE) que logró la ampliación del plazo del contrato desde el año 2025 al 2034 y un incremento de la tarifa de producción incremental de US\$\$/Bbl 18,66 a US\$\$/Bbl 20,62 a cambio de inversiones en el pozo sidetrack MDC-12 que se realizó durante el 2016 y el compromiso de 2 pozos productores y uno inyector para el 2017. Este nuevo contrato entró en vigencia con fecha efectiva el 4 de Enero de 2017.

Actualmente se continúa con las actividades de perforación en el bloque, durante el 2017 se perforaron seis pozos productores (MDC-25, MDC-28, MDC-29, MDC-30, MDC-26, MDC-31) y un pozo inyector (MDC-27 WIW).

Al cierre de septiembre se ha perforado 1 pozo (MDC-14RE) el que se encuentra produciendo y en el mes de Septiembre se inició la perforación del pozo MDC-35.

(e) Bloque 28 - Ecuador

Con fecha abril de 2015 la Empresa firmó un contrato, suscrito en la forma de Consorcio, conformado por ENAP SIPEC, la petrolera estatal ecuatoriana Petroamazonas y Belorusneft, otorga el derecho a ENAP SIPEC a realizar como operador, actividades exploratorias de manera secuencial, es decir, a ir comprometiendo más inversiones en función de los resultados que se vayan obteniendo.

Durante el 2016 se perforó un pozo estratigráfico Apangora-1, junto con la construcción de las vías de acceso a dicho pozo. Además se adquirieron terrenos para plataforma, más vías de acceso para locación de pozo exploratorio y finalmente se realizaron actividades comunitarias.

(f) East Rast Qattara - Egipto

En el marco del proceso de licitación para el año 2002, abierto por la Compañía General Petrolera Egipcia (EGPC) para presentar ofertas para diversos bloques en el Western Desert, la filial Sipetrol International

S.A., en conjunto con la empresa australiana Oil Search Ltd., se adjudicó con fecha 16 de abril de 2003, el Bloque East Ras Qattara.

El contrato se firmó el 30 de marzo de 2004 ante el Ministerio de petróleo egipcio, con una participación de Sipetrol International S.A., sucursal Egipto, del 50,5% (Operador) y de Oil Search Ltd., 49,5%.

En Diciembre de 2007, se dio inicio a la etapa de explotación y en Agosto de 2008 la empresa Australiana Oil Search Limited materializó la venta de la totalidad de su participación a Kuwait Energy Company.

Las actividades en el bloque han sido exitosas, agregándose 9 descubrimientos a la fecha. Esto ha permitido incrementar las reservas de crudo en el área.

Actualmente continúan las actividades en el bloque y a la fecha se han perforado 2 pozos de desarrollo con resultados exitosos.

b) Exploración

(a) E2 (Ex CAM 3 y CAM 1) - Argentina

El Área CAM-1 (Cuenca Austral Marina 1) fue adjudicada con fecha 4 de septiembre de 2003 a las empresas Enap Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF S.A., por la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quien aceptó la oferta realizada por las empresas durante el Concurso Público Internacional convocado para esta licitación.

El área se encuentra ubicada en el océano Atlántico en la zona austral de Argentina y es contigua a otras concesiones donde actualmente Enap Sipetrol Argentina S.A. explora y produce hidrocarburos.

Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF conformaron una Unión Transitoria de Empresas (UTE), destinada a realizar exploraciones de hidrocarburos en esta área y proceder a su explotación comercial en caso que las exploraciones fueran exitosas.

Durante el mes de octubre de 2005 la Sociedad recibió una comunicación de la Secretaría de Energía, mediante la cual informa a Enap Sipetrol Argentina S.A. que el área de explotación CAM-1 sería registrada a nombre de ENARSA (empresa propiedad del Estado Nacional). Esto último sustentado en el hecho que el área había sido adjudicada a Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. durante el año 2003 por la Secretaría de Energía, pero que se encontraba pendiente la decisión administrativa del Poder Ejecutivo Nacional que la aprobará.

Con fecha 26 de septiembre de 2006, se suscribió un convenio de asociación entre ENARSA, Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. mediante el cual las partes acordaron suscribir un contrato de UTE, cuya participación de cada uno es de un 33,33%. ENARSA, como titular del área CAM 1 (en adelante E2), aporta este bloque y Enap Sipetrol Argentina S.A., en conjunto con YPF S.A., aportan el bloque CAM 3. Formalmente Enap Sipetrol y Repsol YPF revirtieron el bloque CAM 3 a la Secretaría de Energía para su posterior adjudicación por parte de ésta al nuevo consorcio.

En el marco del convenio celebrado entre ENARSA, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. para la exploración, desarrollo y eventual explotación conjunta de la nueva área E2, la Secretaría de Energía aceptó transferir a ENARSA el área CAM-3, la cual junto con la ex área CAM-1 integra la mencionada área E2, objeto del convenio. Asimismo, la Secretaría de Energía aceptó compensar las inversiones pendientes comprometidas en el área CAM-3 con el compromiso de perforar un segundo pozo de exploración dentro de la nueva área E2.

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR EL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018

Las partes suscribieron con fecha 30 de junio de 2008, el Contrato de Unión Transitoria de Empresas para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Área E2, a fin de regular los derechos y obligaciones entre Enap Sipetrol Argentina S.A., YPF S.A. y Energía Argentina S.A. (ENARSA) en su calidad de socios y coparticipes en la exploración y explotación del área E2.

El plazo de duración de esta UTE vence el 25 de septiembre de 2023.

(b) Octans Pegaso (OP) - Argentina

ENAP Sipetrol Argentina adquirió en Enero de 2018 el área costa afuera Octans Pegaso, ubicada en la Plataforma Continental, frente a las costas de la Provincia de Santa Cruz. Se trata de un bloque off shore que se encuentra a una distancia de 20 kilómetros de la costa en su punto más cercano, y que posee una superficie total de 886 km². La compra del 100% de dicho bloque por parte de la filial fue hecha al consorcio conformado por las compañías Total Austral (35%), Wintershall (35%) y ENI (30%).

(c) El Turbio Este (ETE) – Argentina

ENAP Sipetrol Argentina adjudicó el área de concesión denominada El Turbio Este, en el sur de la provincia de Santa Cruz. La nueva área on shore (en tierra) de 3.195 km². colinda con el bloque Coirón (Región de Magallanes), lo que permitirá importantes sinergias.

(d) Bloque Paraíso Biguno Huachito e Intracampos (PBH-I) - Ecuador

En el bloque PBH se han realizado actividades de perforación con buenos resultados. En 2013, se renegoció el contrato y se mejoraron las tarifas en el bloque, lo que permitió perforar 4 pozos de desarrollo adicionales.

Durante el 2014 se realizó la perforación de 2 pozos de desarrollo (Huachito-4 y Paraíso-24), obteniéndose buenos resultados. Durante el 2015, se perforaron 2 pozos de desarrollo (HUA-05, PSO-25), siendo el primero de estos declarado seco. En abril de 2015 se firmó la extensión del contrato hasta el 2034.

Durante el 2012 en el bloque Intracampos, se realizó una sísmica 3D y en el 2013 comenzó la perforación del primer pozo exploratorio (Inchi) la cual finalizó el 2014 con resultados exitosos. Posteriormente, se continuó con la perforación del segundo exploratorio (Copal) el cual fue cerrado debido al bajo aporte de producción.

Con fecha abril de 2015 la Empresa firmó un contrato con Gobierno del Ecuador, que corresponde a una extensión de la vigencia del Bloque Paraíso Biguno Huachito e Intracampos (PBHI) hasta el año 2034. Durante el 2015, se perforaron 2 pozos de desarrollo (Inchi A-4 e Inchi A-5) con buenos resultados y durante el 2016 se perforaron 4 pozos exitosos de desarrollo y avanzada (Inchi B-2, Inchi B-6, Inchi B-7 e Inchi A-8).

A fines de 2016 dado un buen escenario económico se logró adelantar la perforación de los pozos productores Inchi B-6 e Inchi B-7 que se encontraban comprometidos en el programa de 2017. Actualmente se continúa con las actividades de perforación en el bloque.

Durante Julio de 2017 se perforó el pozo Inchi C-3, el que se encuentra en pruebas de producción con resultados positivos.

Al cierre de septiembre se ha perforado 1 pozo (Inchi A-9) el que se encuentra produciendo y se inició la perforación del pozo Inchi B-10.

11.- RIESGOS DEL NEGOCIO.

Enap Sipetrol S.A., a través de su matriz 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.