

Análisis Razonado de Estados Financieros Consolidados

I. Análisis razonado de los estados financieros

A continuación se analizan los estados financieros consolidados de Enap Sipetrol S.A. correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012, para explicar las principales variaciones ocurridas en el Estado de Situación Financiera, respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011 y de las variaciones en el Estado de Resultados Integrales y Flujos de Efectivo al 31 de diciembre de 2012, respecto de igual período del año anterior.

Los principales rubros al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 son los siguientes:

	31.12.2012 MMUS\$	31.12.2011 MMUS\$
Activos corrientes	182,0	164,6
Activos no corrientes	487,6	519,3
Total activos	669,6	683,9
Pasivos corrientes	151,9	260,0
Pasivos no corrientes	178,9	173,5
Patrimonio total	338,7	250,4
Total pasivo y patrimonio	669,6	683,9

Activos

Los activos al 31 de diciembre de 2012 respecto de los saldos al 31 de diciembre de 2011 disminuyeron en US\$ 14,3 millones. Esta variación de 2,1% resulta del efecto compensado entre el incremento de US\$17,4 millones en activos corrientes y la disminución de US\$ 31,7 millones en activos no corrientes.

El incremento de los activos corrientes, se explica por:

- Aumento en el efectivo y equivalentes al efectivo por US\$10,7 millones (82,8%) principalmente debido a recaudaciones por ventas de crudo, efectuadas el último día hábil del año US\$ 6,4 millones tanto en la filial argentina como en la filial ecuatoriana.
- El inventario aumentó en US\$ 6,2 millones (61,7%) al pasar de US\$ 10,0 millones al 31 de diciembre de 2011 a US\$16,2 millones al 31 de diciembre de 2012, debido principalmente a que la filial en Argentina presenta un mayor stock de crudo almacenado que al cierre del año anterior, alcanzando 30.277,5 M3 de crudo respecto del stock almacenado de 23.403,8 M3 al 31 de diciembre de 2011.
- Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corriente disminuyeron en US\$ 1,0 millón (0,7%), debido a una disminución en la filial en Argentina por US\$ 14,8 millones, a consecuencia de los seguros cobrados durante 2012, por el incidente en Área Magallanes y a una mejora en la gestión de cobranza en Ecuador por US\$ 5,8 millones, compensado por un aumento de US\$ 19,6 millones en cuentas por cobrar a “Egyptian General Petroleum Corporation – EGPC”.

La disminución de los activos no corrientes, se explica principalmente por un efecto compensado de:

- Las propiedades, plantas y equipos disminuyen en US\$ 51,2 millones (10%), debido al registro contable del deterioro de la Inversión en Campamento Central Cañadón Perdido en Argentina por US\$ 19,6 millones y un saldo negativo de US\$ 31,6 millones entre las inversiones de capital y los abonos por cuota de depreciación, agotamiento y otros conceptos, el detalle es el siguiente:
 - ❖ En el ejercicio las Inversiones de capital ascendieron a US\$ 88,2 millones realizadas en: campaña exploratoria y workover activable en Argentina por US\$ 45,5 millones, inversiones en los proyectos Mauro Dávalos Cordero de Ecuador por US\$ 16,9 millones, Sísmica en Intracampos en Ecuador por US\$ 11,1 millones y aumentos en otros activos por US\$ 14,7 millones.
 - ❖ En el ejercicio la cuota de depreciación y agotamiento ascendió a US\$ 99,2 millones, los costos no absorbidos de proyectos y los gastos geológicos y geofísicos ascendieron a US\$ 16,1 millones, y otras disminuciones por US\$ 4,5, los cuales totalizan US\$ 119,8 millones.
- Los activos por impuestos diferidos aumentan en US\$ 18,8 millones pasando de US\$ 0,2 millones al 31 de diciembre de 2011 a US\$ 19,0 millones al 31 de diciembre de 2012, este incremento se genera principalmente en la Filial en Argentina, debido a la pérdida tributaria del ejercicio comercial 2012.

Pasivos

Los pasivos al 31 de diciembre de 2012 respecto de los saldos al 31 de diciembre de 2011 disminuyeron en US\$ 102,7 millones. Esta variación de 23,7% resulta del efecto compensado de la disminución de los pasivos corrientes por US\$ 108,1 millones (41,6%), un incremento de los pasivos no corrientes por US\$ 5,4 millones (3,1%).

El pasivo corriente disminuye en US\$ 108,1 millones debido a:

- Disminución de otros pasivos financieros corrientes por US\$ 30,3 millones (52,6%) producto de la renegociación de la deuda de US\$ 55 millones con Banco Latinoamericano de Exportaciones S.A. - Argentina, cuyo vencimiento se extendió para el 27 de diciembre de 2015, (traspaso a pasivos no corrientes) y aumentos de línea de crédito en Argentina por US\$ 24,7 millones, debido a la limitación de flujos de caja con el cambio del régimen de incentivos en política interna del Estado argentino, que impidió obtener el flujo por Petróleo Plus dada la exigencia de vender en el mercado local a un precio menor al de exportación.
- Disminución de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por US\$ 8,9 millones (10,3%) debido a que al 31 de diciembre de 2011 cuentas por pagar asociadas a la reparación por el incidente de Área Magallanes-2 y a mayores obligaciones por reinicio de la campaña de perforación 2011 en Pampa del Castillo-La Guitarra, pagadas durante 2012.

- Disminución de cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por US\$ 79,3 millones (79,4%) debido a la capitalización de los resultados acumulados en 2010 y 2011, lo que implicó el reverso de los dividendos por pagar pendientes por US\$ 88,6 millones, compensado por el reconocimiento de dividendos asociados a utilidades año 2012 por US\$ 7,9 millones y otras variaciones por US\$ 1,4 millones.
- Aumento de pasivos por impuestos corrientes por US\$ 7,0 millones (113,7%) correspondiente al aumento de la provisión del Impuesto Renta en la matriz y sus filiales.
- El aumento de pasivos corrientes por beneficios a los trabajadores alcanza a US\$ 3,4 millones (36,2%), debido a un aumento en la provisión por participación en utilidades y bonos en Ecuador, la cual se encuentra estipulada por Ley, y otras variaciones menores.

El pasivo no corriente aumentó en US\$ 5,4 millones debido a un efecto compensado entre:

- Aumento en otros pasivos financieros no corrientes, producto de la renegociación de la deuda de US\$ 55 millones con Banco Latinoamericano de Exportaciones S.A. – Argentina, (traspaso desde pasivos financieros corrientes).
- Aumento de otras provisiones no corrientes por US\$ 14,3 millones (141,2%) principalmente asociado a provisión de contingencia por US\$ 12,3 millones, e incremento en la filial Argentina por US\$ 2,0 millones.
- Disminución de cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por US\$ 60,4 millones (52,5%), debido a la compensación entre el pago de préstamos realizado a la Casa Matriz, ENAP, por US\$ 92,5 millones y la obtención de nuevos créditos de la Matriz por US\$ 32,1 millones.
- El pasivo por impuestos diferidos presentó una disminución de US\$ 4,8 millones, por disminución de las diferencias temporales entre la base tributaria y financiera en las filiales de Argentina y Ecuador.

Patrimonio neto

El patrimonio presenta un aumento de US\$ 88,3 millones (35,3%), pasando de US\$ 250,4 millones al 31 de diciembre de 2011, a US\$ 338,7 millones al 31 de diciembre de 2012, originado por la capitalización de las utilidades obtenidas en 2010 y 2011 por US\$ 37,3 millones y US\$ 51,3 millones respectivamente, autorizada por la Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 27 de junio de 2012.

Dichas utilidades a la fecha de la Junta se encontraban formando parte del rubro dividendos por pagar, debido a la política de reparto del 100% de las utilidades a los accionistas.

La utilidad del ejercicio 2012 de US\$ 7,6 millones se presenta como dividendo por pagar al 31 de diciembre de 2012, no generando efectos patrimoniales.

II. Principales tendencias:

INDICADORES DE LIQUIDEZ, ENDEUDAMIENTO Y ACTIVIDAD

Los principales indicadores financieros del Estado de Situación relativos a liquidez, endeudamiento y rotación, son los siguientes:

	31.12.2012	31.12.2011
Liquidez		
Liquidez corriente (veces)	1,20	0,63
Razón ácida (1) (veces)	1,08	0,59
Endeudamiento		
Deuda corriente /Deuda total (%)	45,94	59,98
Deuda no corriente/ Deuda total (%)	54,06	40,02
Razón de endeudamiento (%)	0,98	1,73
Cobertura de gastos financieros (2) (%)	10,94	30,15
Actividad		
Total activos (MMUS\$)	669,6	683,9
Rotación de inventarios (veces)	33,03	29,91
Permanencia de inventarios (veces)	0,36	0,40

(1) Corresponde al total de activos corrientes, menos las existencias y los gastos pagados por anticipado, dividido por el pasivo corriente.

(2) La cobertura de gastos financieros se calcula como R.A.I.I.D.A.I.E sobre el total de gastos financieros.

Liquidez

El índice de liquidez corriente aumenta de 0,63 en diciembre de 2011 a 1,20 en diciembre de 2012, principalmente debido al traspaso de las obligaciones corrientes asociadas al contrato BLADEX al pasivo no corriente, mediante la extensión del plazo para 2015 por US\$ 55 millones, y a la disminución de dividendos por pagar a la Matriz ENAP por US\$ 88,6 millones, asociadas a la capitalización de utilidades de 2010 y 2011.

Endeudamiento

El índice de endeudamiento fue de 0,97 en 2012, inferior al 1,73 en diciembre de 2011, originado por la capitalización de las utilidades obtenidas en 2010 por US\$ 37,3 millones y 2011 por US\$ 51,3 millones, las cuales se encontraban como dividendos por pagar a ENAP y a Enap Refinerías S.A.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS

	31.12.2012	30.12.2011
	MMUS\$	MMUS\$
Ingresos ordinarios	485,1	337,0
América Latina:		
Crudo	270,3	181,2
Gas	21,7	4,9
Servicios	91,1	79,4
Otros	4,4	1,8
Medio Oriente y Norte de África		
Crudo	96,7	66,0
Otras ventas	0,7	1,3
Corp y ajustes		
Servicios y otras ventas	0,2	2,4
Costos de venta	431,7	255,7
Directo	165,6	130,9
Indirecto	266,1	124,8
Margen Bruto	53,4	81,3
Costos financieros	-10,8	-7,3
R.A.I.I.D.A.I.E	118,6	153,6
Utilidad después de impuestos	7,6	51,3
Rentabilidad	%	%
Rentabilidad del patrimonio promedio	2,60	20,50
Rentabilidad del activo promedio	1,13	8,09
Rentabilidad de los activos operacionales (1)	8,04	13,23
	MMUS\$	MMUS\$
Utilidad por acción	0,00000009	0,00000061

(1) Activos Operacionales = Activos Totales – Propiedades, Plantas y Equipos - Otros Activos Corrientes - Impuestos Diferidos - Depósitos a Plazo - Gastos Pagados por Anticipado - Otros Activos.

El resultado del ejercicio de la empresa alcanzó una utilidad después de impuestos de US\$ 7,6 millones, que se compara negativamente con los US\$ 51,3 millones obtenida en 2011.

El resultado del ejercicio 2012 antes de impuesto se desglosa en una ganancia bruta positiva de US\$ 53,4 millones (US\$ 81,3 millones en 2011) y otras pérdidas por US\$ 57,5 (pérdida de US\$ 15,6 millones en 2011).

Los ingresos de actividades ordinarias aumentaron en 43,9% pasando de US\$ 337 millones en 2011 a US\$ 485,1 millones en 2012. Por otro lado, los costos de venta aumentaron en 68,8%, pasando de US\$ 255,7 millones en 2011 a US\$ 431,7 millones en 2012.

El resultado de Enap Sipetrol se tradujo en un EBITDA de US\$ 140,9 millones en 2012, lo que equivale a un aumento de 0,2% respecto del ejercicio 2011.

III. Análisis del Valor Libro de los Principales Activos de la Sociedad

Diferencia entre Valores Económicos y de Libros de los Activos

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 de la Superintendencia de Valores y Seguros, las inversiones en sociedades filiales y coligadas se valorizan según el método de valor proporcional del patrimonio de las respectivas empresas. Por otro lado los estados financieros se presentan bajo Normas Internacionales de Información Financiera.

SITUACIÓN DE MERCADO

En 2012, la demanda mundial por petróleo creció 900.000 barriles por día (bpd) con respecto al año 2011, totalizando 89,2 millones bpd (MMbpd), mientras que la oferta aumentó 1,9 MMbpd, a 89,0 MMbpd. El déficit de 200.000 bpd fue abastecido mediante desacumulación de inventarios.

MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2012 - 2011 (Cifras en millones de barriles diarios)

	<u>2012</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>
DEMANDA	89,2	88,3	0,9
OECD	45,4	45,8	-0,4
No-OECD	43,8	42,5	1,3
OFERTA	89,0	87,1	1,90
Norteamérica	17,9	16,7	1,20
Resto No-OPEP	34,5	35,3	-0,80
LGN y Condensados OPEP	5,6	5,3	0,30
Crudo OPEP	31,0	29,8	1,20
VARIACIÓN INVENTARIOS	-0,2	-1,2	

Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook January 2013"

La demanda mundial por petróleo creció siguiendo la expansión de la actividad económica mundial durante 2012, la que se estima en 3,2%, de acuerdo a cifras del Fondo Monetario Internacional (*World Economic Outlook UPDATE, January 2013*).

Manteniendo la tendencia de años anteriores, el crecimiento de la demanda se concentró en las economías emergentes, con un aumento de 1,3 MMbpd, mientras que el consumo de la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo (OECD), que agrupa a los países más desarrollados, se contrajo en 400.000 bpd.

En cuanto a la oferta de petróleo, el suministro total de petróleo de la OPEP (petróleo crudo más condensados más líquidos obtenidos del fraccionamiento del gas natural) aumentó en 1,5 MMbpd, notable aumento considerando que las sanciones económicas obligaron a una menor producción de crudo de Irán de 600.000 bpd en 2012, en comparación al año anterior. La recuperación de la producción de Libia y altas producciones en Arabia Saudita e Irak fueron los principales aportantes al aumento del suministro de petróleo de la OPEP.

También se registró un importante aumento de la producción de Norteamérica (1,2 MMbpd), debido principalmente al desarrollo de la producción de petróleo no convencional en los Estados Unidos y Canadá. En contraste, la producción del resto del mundo No-OPEP disminuyó en 800.000 bpd, contribuyendo en forma importante a la baja las disminuciones en Sudán/Sudán del Sur (340.000 bpd), el Mar del Norte (240.000 bpd) y Siria (150.000 bpd).

Precio del Petróleo Crudo en 2012

Durante 2011 el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent promedió 111,7 US\$/bbl en la Bolsa Intercontinental de Londres (ICE), con un aumento de 0,7% respecto al nivel de 2010 (110,9 US\$/bbl).

Por segundo año consecutivo, el consumo mundial excedió la producción de petróleo, por lo que se mantuvo la tendencia creciente del precio, que alcanzó en 2012 su mayor nivel en la historia.

Evolución del Precio del Petróleo Crudo a lo largo del año

El precio del Brent abrió el año, promediando 111,5 US\$/bbl en enero, pero subiendo rápidamente a 119,0 US\$/bbl en febrero y a 124,5 US\$/bbl en marzo. La interrupción de los envíos de crudo de Sudán del Sur (por conflictos fronterizos), el embargo contra las exportaciones de Siria (por la guerra civil) y las restricciones a las exportaciones de crudo de Irán (por sanciones internacionales), fueron todos factores alcistas en el mercado, a pesar de que hacia fines del primer trimestre ya se había logrado normalizar en un 80% la producción de crudo de Libia. A un mercado objetivamente más apretado, se sumó la tensión geopolítica derivada del enfrentamiento de Irán con la comunidad internacional, en torno al carácter del programa de desarrollo nuclear iraní, en que las amenazas de acciones militares se hicieron cada vez más frecuentes ante el nulo avance de las gestiones diplomáticas.

En los tres meses siguientes el precio cayó por baja estacional del consumo en el hemisferio norte, mayor producción de Arabia Saudita y demás países del Consejo de Cooperación del Golfo y el comienzo de negociaciones formales de Irán con el grupo P5 +1 (EE.UU., Reino Unido, China, Francia, Rusia y Alemania), que redujeron la tensión pre-bélica en el Golfo Pérsico. El precio cayó así a 120,5 US\$/bbl en abril, a 110,4 US\$/bbl en mayo, y a 96,0 US\$/bbl en junio.

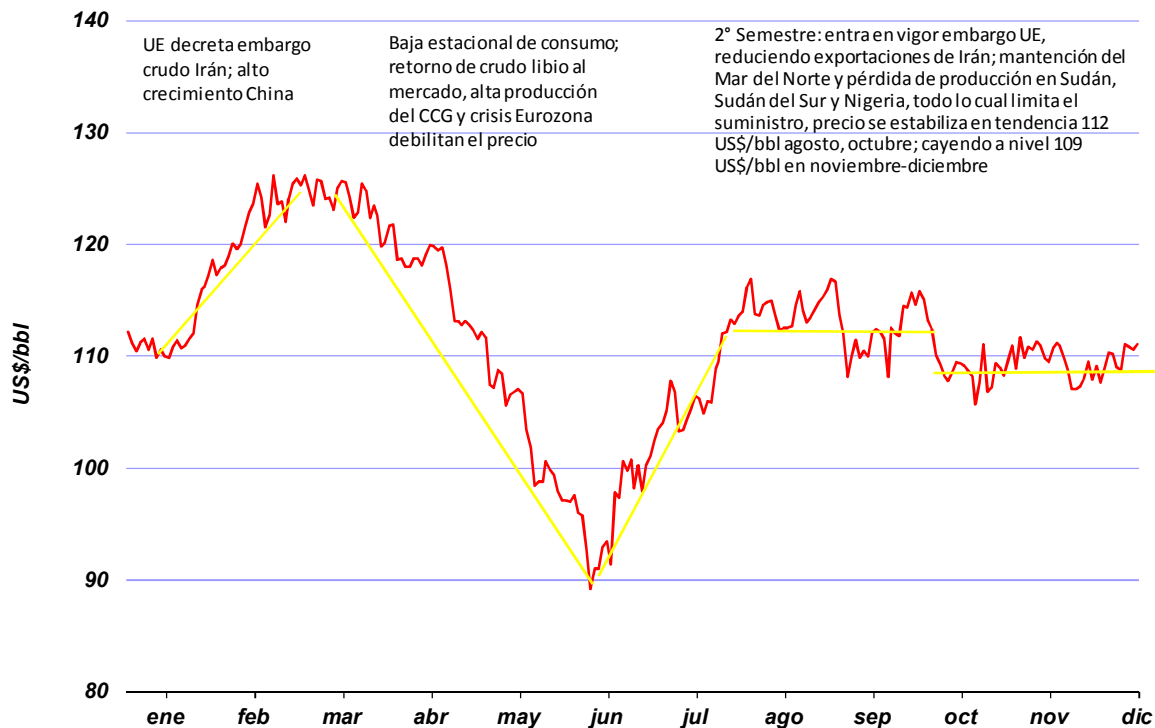
En junio se alcanzó así el menor precio promedio mensual del año, cayendo incluso el precio bajo los 90 US\$/bbl en algunos días. Una causa importante fue el empeoramiento de las expectativas económicas por el agravamiento de la crisis financiera de la Eurozona. Otra causa, relacionada, pero con un impacto más directo, fue que Arabia Saudita declarase su intención (y

la de sus aliados en el Consejo de Cooperación del Golfo) de poner suficiente crudo en el mercado para bajar el precio del Brent a 100 US\$/bbl, con el objeto de evitar una recaída en recesión de la economía mundial, informándose paralelamente de una acumulación de inventarios de 80 millones de barriles de crudo saudita, almacenados cercanos a los principales mercados de consumo.

Sin embargo, en julio el precio repuntó, promediando 102,9 US\$/bbl en el mes, debido a la entrada en vigor del embargo a las compras de crudo de Irán por parte de la Unión Europea, lo que se tradujo en una nueva baja en las exportaciones iraníes. La producción había caído 500.000 bpd en relación a julio de 2011, pero la contracción de las exportaciones fue más drástica ya que para ese entonces Irán estaba acumulando crudo sin vender en buques-cisternas en su litoral para atenuar el impacto de las restricciones en la producción de crudo.

En el periodo agosto-octubre, el precio se estabilizó en torno a los 112,4 US\$/bbl, debido al aumento estacional del consumo, al flujo cada vez menor de crudo de Irán en el mercado por efecto de las sanciones, a una baja importante de producción del Mar del Norte debido a una temporada de mantenimiento de los pozos más larga de lo normal, y a exportaciones reducidas de crudo de Nigeria por atentados a la infraestructura petrolera por parte de milicias tribales, en el delta del Níger, y facciones islámicas en el norte del país.

PRECIO DIARIO DE CRUDO MARCADOR MUNDIAL BRENT (ICE) 2012



Finalmente, en el bimestre noviembre-diciembre, un aumento del consumo menor a lo normal en Europa debido a un comienzo del invierno con temperaturas muy benignas, por el lado de la demanda, junto con la normalización de la producción de petróleo en el Mar del Norte, un gran aumento de la producción en Irak y los Estados Unidos, hicieron caer el precio a un nivel de estabilidad de 109,3 US\$/bbl, con fluctuaciones menores en torno a dicho nivel.

Al cierre del año, si bien la baja de la producción de Irán era del orden de 1,0 MMbpd, en relación a diciembre de 2011, esto había sido compensado por el fuerte aumento de la producción en los Estados Unidos (1,1 MMbpd) en igual lapso.

IV. Principales Flujos de Efectivo

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado en cada ejercicio, son los siguientes:

	31.12.2012	31.12.2011
	MMUS\$	MMUS\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	129,1	143,9
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) de actividades de inversión	-72,9	-158,0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-45,5	4,3
Variación neta en efectivos y equivalentes al efectivo	10,7	10,5
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	23,7	22,9

Considerando el saldo de apertura del efectivo y el equivalente al efectivo de US\$ 22,9 millones, el flujo neto positivo final del período 2012 de US\$23,7 millones se explica, principalmente, por los flujos de efectivo procedentes de actividades de operación por US\$ 129,1 millones, y flujos aplicados en actividades de inversión por US\$ 72,9 millones y en actividades de financiación por US\$45,5 millones.

El flujo procedente de actividades de la operación por US\$ 129,1 millones fue menor en US\$14,8 millones al flujo al 31 de diciembre de 2011, el cual se explica principalmente por un mayor flujo aplicado en pago a proveedores por US\$ 198,3 millones y en pagos por cuenta de los empleados por US\$ 8,5 millones, otros pagos por actividades de la operación por US\$ 3,5 millones y otras entradas y salidas de efectivo por US\$ 6,6 millones compensado con mayores flujos obtenidos por Cobros procedentes de ventas de bienes y prestación de servicios por US\$ 174,9 millones, otros cobros por actividades de la operación por US\$ 15,0 millones, intereses recibidos por US\$0,3 millones e impuesto a las ganancias reembolsados por US\$ 11,9 millones.

El flujo efectivo utilizado en actividades de inversión de US\$ 72,9 millones, fue inferior en US\$85,1 millones al flujo aplicado en el ejercicio 2011. La explicación es el menor flujo aplicado en inversiones de propiedades, planta y equipo por US\$ 85,2 millones y un menor pago para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades por US\$ 0,1 millones.

El flujo de efectivo de financiación aplicado de US\$ 45,5 millones fue inferior en US\$ 49,8 millones, al flujo obtenido en el ejercicio 2011. La explicación principal es el menor flujo obtenido en préstamos de entidades relacionadas por US\$ 9,4 millones, un mayor flujo aplicado en US\$ 9,2 millones, pagos de pasivos por arrendamientos financieros por US\$ 0,1 millones, pagos de préstamos a empresas relacionadas por US\$ 59,9 millones e intereses pagados por US\$2,4 millones y un mayor flujo obtenido en importes procedentes de préstamos de corto plazo de US\$ 31,2 millones.

V. Análisis de Riesgo y su Administración

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.

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 y Norte de África.

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

Enap Sipetrol Argentina S.A

La filial Enap Sipetrol Argentina S.A. actúa como Operador con el 50% de participación en las concesiones de explotación de Área Magallanes y CAM-2A/Sur. En el mes de febrero de 2006, Enap Sipetrol Argentina S.A., YPF S.A. y ENARSA S.A. firmaron un acuerdo, sentando las bases del proyecto, mediante el cual las partes se asociaron a través de un Consorcio con el objeto de explorar, desarrollar y/o explotar en forma conjunta las áreas E2 (ex CAM1) y CAM 3, en la Cuenca Austral, teniendo cada socio una participación de un tercio. En la Cuenca del Golfo San Jorge, la Sociedad es titular y operador del 100% de la concesión de explotación del Área Pampa del Castillo, siendo además socio no operador, con una participación del 50% en la concesión de explotación del Área Campamento Central-Cañadón Perdido.

Actualmente, existen restricciones por parte de la Secretaría de Energía, organismo que regula las exportaciones de crudo en Argentina. Existe la obligatoriedad de ofertar a las 30 refinерías locales el petróleo crudo disponible antes de acceder al mercado externo, lo que hace que no exista seguridad para posicionar nuestra producción en el mercado externo.

Con fecha 19 de noviembre de 2007 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución del Ministerio de Economía N° 394-2007, modificados por la Resolución del mismo Ministerio N° 1 /2013 de fecha 3 de enero de 2013. Esta aumenta los valores de derechos de exportación para hidrocarburos.

Con fecha 12 de marzo de 2008, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución del Ministerio de Economía y Producción N°127/2008, modificatoria del artículo de la Resolución N°534/2006. La nueva resolución eleva los derechos de exportación del gas natural llevándolos al 100% del precio de gas natural importado más caro que compre Argentina en cada momento.

El Estado de Argentina emitió en el mes de julio de 2012 el Decreto 1277 mediante el cual se atribuye mayores facultades de regulación e intervención en fijación de precios, metas de producción, inversiones, entre otros.

Enap Sipetrol S.A., Sucursal Ecuador

Las operaciones de la sucursal en Ecuador se concentran en los campos Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso, Biguno y Huachito (PBH), en virtud del Contrato de Servicios Específicos para el Desarrollo y Confirmación de Reservas con la empresa estatal ecuatoriana Petroecuador, con la cual se ha convenido que la totalidad de la producción es entregada a dicha sociedad a un precio establecido contractualmente.

Con fecha 27 de julio de 2010 se promulgó en Ecuador, la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, en la que en su Disposición Transitoria Primera se establece que los contratos existentes, incluidos MDC y PBH deben modificarse y adoptar el modelo reformado de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, contemplado en el Art. 16 de la Ley de Hidrocarburos en un plazo de 180 días.

Siguiendo lo dispuesto en la Disposición Transitoria Primera, antes citada, Enap Sipetrol S.A. inició un proceso de renegociación de los contratos de MDC y PBH que culminó el 23 de Noviembre de 2010 con la suscripción de 2 Contratos Modificatorios a los Contratos de Prestación de Servicio para la exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en los Bloques Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos (PBHI) de la Región Amazónica Ecuatoriana.

De conformidad con las disposiciones legales vigentes, dichos Contratos Modificatorios fueron inscritos en la Secretaría de Hidrocarburos con fecha 15 de diciembre de 2010 y la fecha en que dicha modificación contractual entró en vigencia es el 1 de enero de 2011. Por consiguiente los términos contractuales de los contratos suscritos el 7 de octubre de 2002 tiene vigencia hasta el 31 de diciembre de 2010 y los términos contractuales de los Contratos Modificatorios rigen a partir del 1 de enero de 2011.

El 3 de octubre de 2011, se suscribe el contrato del Bloque 3 Jambelí (B3J), el cual se encuentra ubicado en las inmediaciones del Golfo de Guayaquil y abarca un área exploratoria de 4.000 kms². Su fase exploratoria tiene vigencia máxima hasta octubre de 2017, luego de lo cual se podría extender el período de explotación hasta octubre del año 2042.

En todos los contratos Enap Sipetrol tiene como contraparte al Estado Ecuatoriano y asume las inversiones, costos y gastos a cambio de una tarifa por barril producido y, además es 100% responsable de la operación, sin contar con la participación de socios.

Sipetrol International S.A.

Enap Sipetrol S.A., a través de su filial Sipetrol International S.A., y en asociación con la compañía Kuwait Energy Company, opera el bloque East Ras Qattara ubicado en el desierto occidental de Egipto. y mantenía en proceso de exploración los bloques Rommana con el 40% de participación hasta abril de 2012, fecha ésta en que el Consorcio informó a la autoridad egipcia su decisión de no continuar con la fase exploratoria, procediéndose a restituir el área respectiva.

Con fecha 24 de enero de 2009, el Consorcio titular del contrato para la exploración del Bloque Mehr, conformado por las empresas OMV, Repsol y Enap Sipetrol S.A. (a través de su filial Sipetrol International S.A.), comunicaron a National Iranian Oil Company (NIOC) la decisión de retirarse del contrato al no llegar a acuerdo con respecto al plan de desarrollo del yacimiento Band-e-Karkheh descubierto en dicho Bloque.