

# Análisis Razonado de Estados Financieros Consolidados

### I. Análisis razonado de los estados financieros intermedios

A continuación se analizan los estados financieros consolidados intermedios de Enap Sipetrol S.A. correspondientes al período de seis meses terminado el 30 de junio de 2011, para explicar las principales variaciones ocurridas en el Estado de Situación Financiera, respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010 y de las variaciones en el Estado de Resultados Integrales y Flujos de Efectivo al 30 de junio de 2011, respecto de igual período en el año anterior.

Los principales rubros al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 son los siguientes:

	30.06.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Activos corrientes		135.817
Activos no corrientes	197.024 466.922	450.184
Total activos	663.946	586.001
Pasivos corrientes	224.570	173.003
Pasivos no corrientes	188.955	162.611
Patrimonio total	250.421	250.387
Total pasivo y patrimonio	663.943	586.001

#### **Activos**

Los activos al 30 de junio de 2011, respecto de los saldos al 31 de diciembre de 2010, aumentan en MUS\$ 77.945, lo que representa un 13,3%, correspondiente a un incremento de MUS\$61.207 en activos corrientes y MUS\$ 16.738 en activos no corrientes. El incremento de los activos corrientes se explica, principalmente por incrementos del efectivo y efectivo equivalente por MUS\$30.930 (135,1%), deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes por MUS\$33.366 (39,7%) compensados por una disminución en inventarios de MUS\$5.791 (83,0%). El aumento del activo no corriente se explica, principalmente, por el aumento del rubro propiedades, plantas y equipos por MUS\$16.547 (3,8%).

El incremento del efectivo y equivalentes al efectivo de 135,1% se debe principalmente a remesas recibidas al cierre del período de la Sucursal en Ecuador por MUS\$10.000, valor traspasado a la Matriz, ENAP, el 1 del mes siguiente, además, la Sucursal Ecuador mantiene un depósito a plazo por MMUS\$ 21.000 con el objeto de financiar el programa de inversiones del segundo semestre. Al 31 de diciembre de 2010 se mantenía en Bancos un saldo de MUS\$ 12.420 producto de las cobranzas en Ecuador. La Filial argentina mantiene en Bancos, al cierre del período, saldos por MUS\$ 12.800.

Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes aumentan en 39,7% principalmente en Argentina por MUS\$ 22.042, en Egipto por MUS\$ 16.996 y Chile por MUS\$1.263 compensados con una disminución en Ecuador por MUS\$ 6.935 producto del programa de cobranzas.



El inventario disminuye en 83,0% pasando de MUS\$ 6.974 al 31 de diciembre de 2010 a MUS\$1.183 al 30 de junio de 2010 debido a que en diciembre, la Filial en Argentina, quedó con un stock almacenado de 28.841,98 M3 de crudo, el cual fue despachado como ventas durante los primeros días de enero de 2011.

El incremento de propiedades, plantas y equipos de un 3,8% se produce por inversiones de MUS\$ 52.827, de las cuales el 99,8% corresponde a inversiones en exploración y producción. Este incremento es compensado por la cuota de agotamiento y depreciación lineal de los activos por MUS\$ 35.185 y la pérdida por deterioro con cargo a resultados por MUS\$1.095.

### **Pasivos**

El pasivo al 30 de junio de 2011, aumentan en MUS\$77.911 respecto de los saldos al 31 de diciembre de 2010. Esto se debe a un incremento de MUS\$ 51.567 en pasivos corriente y MUS\$26.344 en pasivos no corrientes. El incremento de los pasivos corrientes se explica, principalmente, por el aumento en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por MUS\$ 23.517 (42,9%) y cuentas por pagar a entidades relacionadas por MUS\$ 33.733 (85,2%), compensado con una disminución de las provisiones corrientes por beneficios a los empleados por MUS\$5.534 (45,6%). El pasivo no corriente aumenta básicamente por pasivos no corrientes por MMUS\$ 4.479 (1.302,0%), cuentas por pagar a entidades relacionadas por MUS\$ 18.297 (17,2%) y otras provisiones de largo plazo por MUS\$ 3.859 (39,6%).

El aumento en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de 42,9% es originado en Ecuador MUS\$ 2.387, Chile MUS\$ 975 y Argentina MUS\$ 21.708, este último debido al programa de inversiones en el Área Magallanes para recuperar las instalaciones dañadas en el accidente ocurrido en 2010. Este incremento es compensado con una disminución en Egipto por MUS\$ 1.553.

El incremento de 85,2% de las cuentas por pagar a entidades relacionadas corresponde principalmente al incremento de la deuda de corto plazo por la provisión de la totalidad de los resultados del período de enero a junio de 2011 como dividendos por pagar a ENAP por MUS\$29.271 y Enap Refinerías S.A. por MUS\$ 109. El pasivo no corriente aumenta en un 17,2%, principalmente por el incremento de la línea de crédito con la Matriz, ENAP. Durante el año 2011 se ha recibido préstamos de la Matriz por MUS\$ 24.368 que han devengado intereses por MUS\$ 2.837 y se ha pagado MUS\$ 8.908 por los mismos conceptos.

La provisión corriente por beneficios a los empleados disminuye en 45,6% debido a la aplicación de la provisión por participación en utilidades y bonos, por el pago de las mismas, por MUS\$8.060, pagos de indemnización por años de servicios por MUS\$ 240 y otros por MUS\$636. Esta disminución es compensada por el incremento de la provisión por el período de 6 meses del año 2011 en la participación en utilidades y bonos por MUS\$ 3.273 y otros por MUS\$ 129.

Los pasivos no corrientes aumentan 1.302,0% pasando de MUS\$ 344 al 31 de diciembre de 2010 a MUS\$ 4.823 al 30 de junio de 2011 debido a que al 30 de junio de 2011, la filial en Argentina tiene un desbalance de gas natural con su cliente YPF S.A. por un total de 161,2 Mm3. Este desbalance es producto de que YPF S.A, en el pasado, retiró menos producción que la que le correspondía, en los proyectos de Áreas Magallanes y CAM 2A Sur. El pasivo registrado por este concepto asciende a MUS\$ 4.759 y se ha estimado que MUS\$ 4.112 no se podrán devolver en los futuros 12 meses, por lo que se exponen como pasivo no corriente.



Las otras provisiones de largo plazo aumentan en 39,6% debido al incremento de MUS\$ 755 por el aumento de la provisión de desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación y MUS\$3.123 correspondiente principalmente a una provisión constituida en Argentina por contingencias en Campamento Central Cañadón Perdido con el operador YPF.

#### Patrimonio neto

El Patrimonio al 30 de junio de 2011 respecto de los saldos al 31 de diciembre de 2010, presenta las siguientes variaciones; 1) La utilidad del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2011 por MUS\$ 29.380 de la controladora y MUS\$ 34 de participaciones no controladoras y 2) La provisión de dividendos por pagar a ENAP por MUS\$ 29.271 y Enap Refinerías por MUS\$109, todo ello sobre la base de la política de distribución de un 100% de los dividendos.

### II. Principales tendencias:

### INDICADORES DE LIQUIDEZ, ENDEUDAMIENTO Y ACTIVIDAD

Los principales indicadores financieros del balance, relativos a liquidez y endeudamiento, son los siguientes:

		30.06.2011	31.12.2010
Liquidez			
	Liquidez corriente (veces)	0,88	0,79
	Razón ácida (1)(veces)	0,86	0,73
Endeudam	iento		
	Deuda corto plazo /Deuda total (%)	54,30	51,50
	Deuda largo plazo/ Deuda total (%)	45,70	48,50
	Razón de endeudamiento (%)	1,65	1,34
	Cobertura de gastos financieros (2)(%)	20,43	26,87
Actividad			
	Total activos (MUS\$)	663.946,00	586.001,00
	Rotación de inventarios (veces)	42,13	28,21
	Permanencia de inventarios (veces)	2,14	3,19

- (1) Corresponde al total de activos circulantes, menos las existencias y menos los gastos pagados por anticipado, dividido por el pasivo circulante.
- (2) La cobertura de gastos financieros se calcula como R.A.I.I.D.A.I.E sobre el total de gastos financieros

El índice de liquidez corriente aumenta de 0,79 en diciembre de 2010 a 0,88 en junio de 2011, reflejando el incremento de los activos de mayor liquidez (MUS\$61.207) por sobre el incremento de los pasivos corrientes de mayor liquidez (MUS\$ 51.567), debido al incremento del efectivo y efectivo equivalente, los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes compensado con la disminución de los inventarios, el mayor al aumento de cuentas por pagar comerciales, las cuentas por pagar a las relacionadas, afectadas por la provisión de los resultados del ejercicio



como dividendo por pagar a la Matriz, ENAP y a Enap Refinerías S.A. y la disminución de las provisiones corrientes por beneficios a los empleados. La razón ácida aumenta de 0,73 a 0,86, siguiendo la tendencia del índice de liquidez corriente debido a que los rubros que separan ambos conceptos no son significativos en el Estado de Situación.

El índice de endeudamiento es de 1,65 en junio de 2011, superior al 1,34 de diciembre de 2010, debido al incremento del pasivo exigible por MUS\$ 77.911 por sobre el incremento del patrimonio en el período enero a junio de 2011 de MUS\$ 34.

### ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS

	30.06.2011	30.06.2010
T	MUS\$	MUS\$
Ingresos ordinarios	174.063	158.872
América Latina:	100 100	00.077
Crudo	100.198	82.275
Gas	1.898	9.462
Servicios	40.152	41.864
Otros	1.099	2.695
Medio Oriente y Norte de África		
Crudo	29.162	21.562
Otras ventas	357	450
Corp y ajustes		
Servicios y otras ventas	1.197	564
Costos de venta	126.857	106.876
Directo	58.405	49.025
Indirecto	68.452	57.851
Margen Bruto	47.206	51.996
Costos financieros	-3.891	-2.830
R.A.I.I.D.A.I.E	79.492	76.039
Utilidad después de impuestos	29.414	22.286
Rentabilidad	%	%
Rentabilidad del patrimonio promedio	11,04	8,13
Rentabilidad del activo promedio	4,73	3,91
Rentabilidad de los activos operacionales (1)	7,91	8,98
	MUS\$	MUS\$
Utilidad por acción	0,00035	0,00027

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



El resultado neto del ejercicio al 30 de junio de 2011 presenta un incremento de 32,0% pasando de una utilidad de MUS\$ 22.286 a MUS\$ 29.414.

El margen operacional consolidado al 30 de junio de 2011 presenta un disminución de un 9,2% respecto de 2010, pasando de un margen de MUS\$ 51.996 a MUS\$ 47.206 en 2011. Esta variación se debe a; 1) al incremento en los ingresos por venta que pasan de MUS\$ 158.872 al 31 de diciembre de 2010 a MUS\$ 174.063 al 30 de junio de 2011 debido al aumento en venta de crudo del segmento América Latina, principalmente en Argentina, por MUS\$17.923, en el segmento Medio Oriente y Norte de África, Egipto, por MUS\$7.599 debido al incremento en el precio de venta de crudo. El incremento de las ventas de crudo es compensado por la disminución de las ventas de gas en Argentina por MUS\$ 7.564 y las ventas por servicios petroleros por MUS\$ 1.712, principalmente en Ecuador; 2) El aumento de los costos de venta de MUS\$ 106.876 al 31 de diciembre de 2010 a MUS\$ 126.857 al 30 de junio de 2011 debido principalmente al incremento en costos directos por MUS\$ 9.379 en Argentina y Ecuador y la variación de stock de MUS\$ 16.798 en Argentina compensado por la disminución de costos de impuesto a los ingresos por MUS\$ 3.292, transporte y proceso por MUS\$ 1.509 y depreciación y agotamiento por MUS\$ 1.816.

El resultado no operacional se incrementa principalmente en otras ganancias (pérdidas) por MUS\$ 11.589 debido principalmente a la recuperación de MUS\$ 10.000 por seguros asociados a la contingencia del proyecto AM-2 en Argentina, compensado con el aumento de los costos financieros debido al incremento de la línea de crédito con ENAP.

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 el Primer Semestre de 2011, el precio del petróleo crudo marcador de los Estados Unidos, el West Texas Intermediate (WTI), alcanzó un promedio de 98,5 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Mercantil de Nueva York, aumentando así 25,5% con respecto al promedio del Primer Semestre de 2010 (78,5 US\$/bbl).

Durante el semestre se produjo una grave desconexión del precio del crudo WTI con el nivel de precios del petróleo crudo en el mercado mundial. El crudo WTI se produce en Texas, se acopia en un gran centro de almacenamiento en Cushing (Oklahoma) y se comercializa en el Medio Oeste de los Estados Unidos, principalmente a los estados de Illinois y Kansas. En el último año, se registraron importantes aumentos en la producción no convencional de petróleo en el Medio



Oeste, el llamado petróleo de esquisto ("shale oil"), comercializado casi en su totalidad en la zona de Cushing, lo que generó un debilitamiento del precio del WTI debido a la mayor oferta en la zona. Pero a comienzos del Primer Semestre de 2011, la situación de sobre-oferta se agravó al comenzar sus operaciones nuevos oleoductos que aumentaron sustancialmente el flujo de crudo canadiense a Cushing, compitiendo directamente con el WTI. Todo esto deprimió el precio del WTI, al no contarse con infraestructura suficiente para llevar el exceso de crudo desde el Medio Oeste al gran centro de refinación de la Costa estadounidense del Golfo de México. Como resultado, el precio del WTI quedó así desalineado con la gran mayoría de los crudos del mercado internacional, los que se transportan, en general, por vía marítima y que no están sujetos a las restricciones logísticas que aquejan a aquél.

Así, si bien el precio del crudo WTI subió junto con el resto del mercado del petróleo, su alza fue mucho menor que la de los crudos en el mercado internacional debido a la sobreoferta en el Medio Oeste estadounidense. El WTI, que históricamente se transaba con un leve premio con respecto al crudo Brent, el otro gran marcador del mercado de petróleo, empezó a sufrir un descuento con respecto a éste que llegó superar los 20 US\$/bbl en algunos días del semestre. En promedio, durante el semestre el precio del WTI fue inferior en 13,3 US\$/bbl al precio del crudo Brent.

En consideración a lo anterior es que el crudo Brent fue alcanzando preeminencia como referente mundial único a medida que transcurría el semestre y la situación de sobreoferta en el Medio Oeste estadounidense, lejos de normalizarse, se volvía aun más crítica. De acuerdo a este marcador, el aumento del precio del petróleo fue aun más notable que si se considera el WTI: el precio del Brent promedió 111,8 US\$/bbl durante el Primer Semestre de 2011, con un aumento de 43,5% con respecto al nivel del Primer Semestre de 2010 (77,9 US\$/bbl).

La razón de este fuerte aumento del precio del petróleo fue el vigoroso crecimiento del consumo mundial, que superó durante el semestre el alto nivel alcanzado antes del colapso de la demanda en el cuarto trimestre de 2008, al impactar de lleno la Gran Recesión a la economía estadounidense.

De acuerdo a cifras del Departamento de Energía de los Estados Unidos, comparando el consumo mundial de petróleo del Primer Semestre de 2011 con el de igual período de 2010 se observa un gran crecimiento, de 85,1 a 87,9 millones de barriles por día (MMBPD). Este crecimiento de 2,8 MMBPD estuvo compuesto por un aumento de 0,5 MMBPD en el consumo de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo (OECD) y por un aumento de 2,3 MMBPD del resto del mundo, liderados por China, India y América Latina.

La producción mundial, por otra parte, aumentó en 2,1 MMBPD entre el Primer Semestre de 2010 y el Primer Semestre de 2011, de 85,7 a 87,8 MMBPD, abasteciéndose la diferencia mediante desacumulación de inventarios.

Aunque la comparación interanual muestra un gran aumento de los precios del petróleo, a lo largo del Primer Semestre de 2011 pueden distinguirse dos períodos muy marcados: el cuatrimestre enero-abril, en que predominó una tendencia alcista muy pronunciada, seguida del bimestre mayo-junio, en que el precio cayó a un nivel 10 US\$bbl inferior al de finales del período alcista.

En el cuatrimestre enero-abril el precio se mantuvo en una fuerte pendiente alcista que llevó el precio del Brent de 98,1 US\$/bbl en enero a 123,5 US\$/bbl en abril. Los factores que impulsaron



esta aguda alza fueron la vigorosa demanda mundial, que se mencionó antes, a la vez que las crisis políticas en el norte de África y Medio Oriente impactaron la producción de petróleo. Aunque hubo un primer impacto en enero, con la crisis en Egipto, el efecto mayor se produjo a partir de febrero cuando la oposición civil al régimen del Coronel Gadaffi devino en una guerra civil que redujo la producción de petróleo de Libia de 1,6 a 0,3 millones de barriles diarios. Hasta junio, la pérdida acumulada de producción Libia se estimaba en 190 millones de barriles de petróleo de alta calidad y muy cercano al mercado europeo, los que no lograron ser reemplazados por mayor producción de otros productores integrantes de la OPEP, abasteciéndose el déficit mediante la desacumulación de inventarios en Europa y el Asia-Pacífico

En el bimestre mayo-junio, se produjo una fuerte corrección a la baja en el nivel de precios del petróleo, promediando 113,6 y 113,8 US\$/bbl el precio del Brent en mayo y junio, respectivamente. A pesar de que persistían los efectos de la guerra civil libia en cuanto limitaban el suministro al mercado, a partir de mayo una desaceleración de la recuperación de la economía de los Estados Unidos y el agravamiento de la crisis fiscal de Grecia con sus posibles de contagio sobre otros países mayores de la Eurozona, cambiaron las expectativas del mercado, temiéndose una recaída recesiva mundial. Arabia Saudita y sus aliados en el Consejo de Cooperación del Golfo anunciaron su intención de poner más crudo en el mercado para impedir que el precio del petróleo descarrilara la recuperación económica global.

Aunque Arabia Saudita no logró un acuerdo de la OPEP para aumentar la producción del grupo en la reunión interministerial del 8 de junio, reafirmó su decisión de aumentar los suministros en 1,5 millones de barriles diarios unilateralmente, en conjunto con sus aliados.

# 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:

3	0.06.2011	30.06.2010
	MUS\$	MUS\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	69.321	62.363
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) de actividades de inversión	n -52.788	-37.203
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	n 14.117	-19.330
Variación neta en efectivos y equivalentes al efectivo	30.650	5.830
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	53.821	18.463

Considerando el saldo de apertura del efectivo y el equivalente al efectivo de MUS\$ 18.463, el flujo neto positivo final del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2011 de MUS\$30.650 se explica, principalmente, por los flujos de efectivo procedentes de actividades de operación por MUS\$ 69.321 y el flujo de efectivo procedentes de actividades de financiación por MUS\$ 14.117 y el flujo de efectivo netos utilizado en actividades de inversión por MUS\$52.788.



El flujo procedente de actividades de la operación por MUS\$ 69.321 fue superior en MUS\$6.958 al flujo en 2010, el cual se explica principalmente por la menor aplicación de flujos en pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por MUS\$ 19.410, otros cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas por MUS\$ 9.906, flujos obtenidos en cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios por MUS\$ 6.755, otras entradas de efectivo por MUS\$ 3.752 e intereses recibidos por MUS\$312, compensado por la mayor aplicación de flujos en pagos a y por cuenta de los empleados por MUS\$ 11.409, otros pagos por actividades de operación por MUS\$ 3.699, impuesto a las ganancias reembolsados por MUS\$ 13.610 y otros cobros pro actividades de la operación por MUS\$ 4.459.

El flujo efectivo utilizados en actividades de inversión de MUS\$ 52.788, fue superior en MUS\$15.585 al flujo aplicado en el período 2010. La explicación es el mayor flujo aplicado en compras de propiedades, planta y equipo por MUS\$15.585.

El flujo de efectivo de financiación obtenidos de MUS\$ 14.117 fue superior en MUS\$ 33.447, al flujo aplicado en el período 2010. La explicación es el menor flujo aplicado en pago de pasivos por arrendamientos financieros por MUS\$ 968, pagos de préstamos a entidades relacionadas por MUS\$ 35.326 e intereses pagados por MUS\$ 947 y la menor obtención de préstamos de entidades relacionadas por MUS\$ 1.900.

# 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 Africa (MENA), que incluye operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos en Egipto y Norte de Africa.

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 Secretaria de Energía, organismo que regula las exportaciones de crudo en Argentina. Existe la obligatoriedad de ofertar a las 16 refinerías 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 NO 394-2007. 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 N0534/2006. 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.

### 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.

### Sipetrol International S.A.

En asociación con otras compañías, Enap Sipetrol S.A. a través de su filial Sipetrol International S.A., opera la concesión del bloque East Ras Qattara, ubicados en el desierto occidental de Egipto y se tiene en proceso de exploración los bloques Rommana con el 40% de participación y Sidi Abd El Rahman (SAER) con el 30% de participación.



Con fecha 24 de enero de 2009, mediante una carta dirigida al Director de Exploración de National Iranian Oil Company (NIOC), se informó que el consorcio conformado por OMV, Repsol y Enap Sipetrol S.A. a través de su filial Sipetrol International S.A., tomaron la decisión de no continuar con las negociaciones relativas al desarrollo del yacimiento Band-e-Karkheh debido, a que no ha sido posible establecer un acuerdo con NIOC respecto del Plan de desarrollo necesario para la explotación de este descubrimiento realizado por el consorcio.