



Prospecto

Bs. 3.000.000.000,00

Petróleos de Venezuela, S.A.

OFERTA PÚBLICA DE OBLIGACIONES AL PORTADOR, NO CONVERTIBLES EN ACCIONES "EMISIÓN 2012"
POR UN MONTO DE TRES MIL MILLONES DE BOLÍVARES SIN CÉNTIMOS
Bs. 3.000.000.000,00

MONTO MÁXIMO AUTORIZADO	Hasta por la cantidad de TRES MIL MILLONES DE BOLÍVARES SIN CÉNTIMOS (Bs. 3.000.000.000,00), distribuidos en tres (03) Macrotítulos.
VENCIMIENTO	Hasta cinco años (05) años contados desde la fecha de liquidación de la primera colocación de cada Macrotítulo, pero nunca menor a tres años (03).
INTERESES	Variable, calculado al inicio de su vigencia, revisable cada 91 días y pagados a su vencimiento.
DENOMINACIÓN Y VALOR NOMINAL	Cada Macrotítulo será negociado por varias colocaciones, todas las colocaciones de un determinado Macrotítulo vencerán en la(s) misma fecha(s). El monto mínimo de cada oferta será de UN MIL BOLÍVARES SIN CÉNTIMOS (Bs. 1.000,00) para cada instrumento.
PAGO DE LAS OBLIGACIONES	El Emisor pagará el total de cada instrumento a su vencimiento.
AGENTE DE COLOCACIÓN	Banco Central de Venezuela.
SISTEMA DE COLOCACIÓN	A mayores esfuerzos.
AGENTE CUSTODIA y AGENTE DE PAGO	Banco Central de Venezuela.
REPRESENTANTE COMUN DEFINITIVO	Banco del Tesoro, C.A. Banco Universal.

La presente Emisión (“**Emisión 2012**”) de Obligaciones al portador, no convertibles en acciones, (en adelante las “**Obligaciones**”) se ofrece con base a lo aprobado por la Junta Directiva y Asamblea de Accionistas de Petróleos de Venezuela, S.A. (en adelante el “**Emisor**”) celebradas el 28 de mayo de 2012.

“LA SUPERINTENDENCIA NACIONAL DE VALORES CERTIFICA QUE SE HAN CUMPLIDO LAS DISPOSICIONES DE LEY DEL MERCADO DE VALORES EN LO QUE RESPECTA A LA SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA LA OFERTA PÚBLICA DE LAS OBLIGACIONES DESCRITAS EN ESTE PROSPECTO. NO CERTIFICA LA CALIDAD DE LA INVERSIÓN”

La Emisión fue inscrita en el Registro Nacional de Valores (**RNV**) en fecha 12 de julio de 2012 y su Oferta Pública autorizada, según Resolución N° 063 de fecha 13 de junio de 2012 de la Superintendencia Nacional de Valores, (publicada en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.954 de fecha 28 de junio de 2012.)

La fecha máxima para iniciar la Oferta Pública será tres (3) meses luego de la fecha de la inscripción de la Emisión 2012 en el RNV.

El Emisor ha cumplido con los requisitos de aprobación establecidos por la Superintendencia Nacional de Valores (“Superintendencia”). Este Prospecto contiene toda la información obligatoria que debe ser incluida en el mismo. La información no requerida en el Prospecto se encuentra a disposición del público en el RNV.

Las declaraciones hechas en este Prospecto con relación a cualquier contrato, acuerdo u otro documento entregado, se hacen a modo referencial para ofrecer una mayor descripción de las materias relacionadas.

El Emisor se encuentra sujeto a los requerimientos de la Ley de Mercado de Valores y las normas dictadas por la Superintendencia. En particular, el Emisor deberá suministrar a la Superintendencia la información señalada en la “Ley de Mercado de Valores”, en las “Normas Relativas a la Información Económica y Financiera que deben suministrar las Personas Sometidas al Control de la Superintendencia Nacional de Valores”, en las “ Normas Relativas a la Oferta Pública y Colocación de Valores y a la Publicación de las Emisiones” y en las demás normas dictadas por la Superintendencia, salvo por las excepciones que les sean aplicables al Emisor.

1. PRECIO AL PÚBLICO, COMISIÓN DEL AGENTE DE COLOCACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA

1.1 Precio al Público, Comisiones y Otros Gastos de Colocación

	Precio al Público (1)	Gastos de Colocación (2)	Otros Gastos absorbidos por el Emisor	Neto a ser recibido por el Emisor (4)
Por la Emisión	100%	0,00%	0,0005%	99,9995%
Total Bs.	3.000.000.000,00		14.041,44	2.999.985.958,56

(1) El precio de la colocación primaria de las Obligaciones será a valor par, prima o descuento, de acuerdo al resultado obtenido en la subasta para las distintas colocaciones de cada uno de los Macrotítulos, a partir de la Metodología de Adjudicación empleada, más los intereses acumulados y no pagados al día de la colocación según la fecha de inicio de los intereses (ver sección 2.3 “Colocación Primaria”).

(2) Se refiere a los gastos por concepto de colocación primaria que el Emisor pagará al Agente de Colocación bajo el sistema de colocación “A Mayores Esfuerzos” (ver sección 2.3 “Colocación Primaria”).

(3) Se refiere a los gastos de publicidad, impresión del prospecto, macrotítulos, aviso de prensa y otros documentos relacionados con la Emisión; inscripción de la Emisión en el RNV, en la Bolsa Pública de Valores Bicentenario (**BPVB**) y otros gastos similares. Se estima la distribución de los gastos de la siguiente manera:

Gastos de Publicidad	Bs. 14.041,44
Inscripción en el RNV (*)	Bs. 0,00
Contribución Anual (*)	Bs. 0,00
Remuneración Representante Común	Bs. 0,00

TOTAL 14.041,44

NOTA:

La Superintendencia Nacional de Valores, concedió la excepción del pago correspondiente a la inscripción ante el Registro Nacional de Valores, así como del pago de la contribución anual previstas en las Normas relativas a las tasas y contribuciones que deben cancelar las personas sometidas al control de la Superintendencia Nacional de Valores, conforme al Oficio N° DSNV/1376/2012 de fecha 09 de julio de 2012.

1.2 Remuneración del Agente de Colocación

El Agente de Colocación prestará los servicios inherentes a su condición a título gratuito, de conformidad con lo acordado con el Emisor.

1.3 Otras Informaciones Básicas

- i. Las cantidades pagaderas por concepto de intereses de las Obligaciones, sujetas al Impuesto Sobre la Renta (ISLR), podrán ser exoneradas del pago del referido impuesto, para lo cual El Emisor ha solicitado dicha exoneración al Ejecutivo Nacional, quien puede o no, otorgarla a su discreción.
- ii. La Oferta Pública de Obligaciones, estará dirigida a las entidades inscritas en el Registro General del Ministerio del Poder Popular de Planificación y Finanzas para Operaciones con Títulos Públicos, supervisadas por la Superintendencia de las Instituciones del Sector Bancario (**SUDEBAN**) y

otras Instituciones Financieras establecidas o por establecerse que tengan como objeto la actividad financiera (en adelante las “**Entidades**”), las cuales sólo podrán participar por cuenta propia.

- iii. Los montos colocados por los bancos universales, así como, los bancos comerciales que se encuentran en proceso de transformación, para la adquisición de las Obligaciones, podrán ser imputados como parte de la Cartera de Crédito Agraria Obligatoria, y se regirá por las condiciones que establezcan el Ministerio del Poder Popular de Planificación y Finanzas y el Ministerio del Poder Popular para la Agricultura y Tierras en las Resoluciones conjuntas Números 3237 y 073 de fecha 29 de junio de 2012, respectivamente publicadas en la Gaceta Oficial N°39961 de fecha 10 de julio de 2012.
- iv. Se considera como Fecha de Emisión, la fecha de inicio de la colocación primaria de las Obligaciones del Emisor la cual será indicada en el correspondiente aviso de prensa que dará inicio a la Oferta Pública respectiva.

2. CARACTERÍSTICAS DE LAS OBLIGACIONES Y DERECHOS DE LOS OBLIGACIONISTAS

2.1 Características Generales y Derechos de los Obligacionistas

Las Obligaciones a que se refiere el presente Prospecto son obligaciones de Petróleos de Venezuela, S.A., emitidas al Portador, no Convertibles en Acciones ni en otros valores o bienes, por consiguiente, las mismas no se encuentran garantizadas por activos específicos del Emisor, y por tanto, los montos del principal como de los intereses generados, serán pagados directamente por el Emisor.

De acuerdo a lo previsto en el artículo 12 de las “Normas sobre la Organización y Protección de los Obligacionistas”, cualquier modificación a las características de la Emisión acordadas por el Emisor y la asamblea de obligacionistas, deberá ser aprobada por la Superintendencia.

2.2 Monto y Plazo

La Oferta Pública de Obligaciones, será hasta por la cantidad de **TRES MIL MILLONES DE BOLÍVARES SIN CÉNTIMOS (Bs. 3.000.000.000,00)**, distribuidos en tres (03) instrumentos desmaterializados, denominados Bonos PDVSA Agrícolas con vencimiento en los años 2015, 2016 y 2017, cuya denominación mínima (mínima fracción del Macrotítulo) será de UN MIL BOLÍVARES (Bs. 1.000,00). El monto máximo a emitir por cada Macrotítulo deberá ser como se detalla a continuación:

MACROTÍTULO	% EMISIÓN	VALOR FACIAL (Bs.)	FECHA VENCIMIENTO	DENOMINACION MINIMA (Bs.)
PDVSA BA 2015	20%	600.000.000,00	28 de Junio de 2015	1.000,00
PDVSA BA 2016	40%	1.200.000.000,00	28 de Junio de 2016	1.000,00
PDVSA BA 2017	40%	1.200.000.000,00	28 de Junio de 2017	1.000,00
TOTAL EMISIÓN	100%	3.000.000.000,00	-	-

La colocación primaria se realizará en múltiplos de mil (Bs. 1.000,00)

El monto total de cada Macrotítulo será colocado mediante subastas semanales a través del Agente de Colocación designado para tal fin (ver sección 2.3 “Colocación Primaria”). El monto total de cada Macrotítulo estará conformado por varias colocaciones y la sumatoria de todas las colocaciones emitidas de un determinado Macrotítulo, no podrá exceder el valor autorizado para dicho Macrotítulo (ver cuadro anterior).

Todas las colocaciones de un determinado Macrotítulo deberán vencer en la misma fecha, la cual será hasta cinco (05) años, contados a partir de la fecha de liquidación correspondiente a la primera colocación de cada Macrotítulo, pero nunca menor a tres (03) años (ver cuadro anterior).

2.3 Colocación Primaria

La colocación primaria de las Obligaciones, será realizada por el Banco Central de Venezuela (en adelante el “**Agente de Colocación**”). La colocación primaria se efectuará bajo la modalidad de “A Mayores Esfuerzos” de acuerdo a lo establecido en el numeral 10 del artículo 1 y el artículo 5 de las “Normas Relativas a la Oferta Pública y Colocación de Valores y a la Publicación de las Emisiones” y a las “Normas que Regirán los Servicios de Registro, Colocación, Custodia y Liquidación de Títulos Valores Desmaterializados por parte del Banco Central de Venezuela” publicadas en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.966 de fecha 17 de julio de 2012.

El Banco Central de Venezuela prestará al Emisor los servicios inherentes a su condición de Agente de Colocación de las Obligaciones, a título gratuito.

La colocación primaria de las Obligaciones será realizada mediante subastas semanales a través del Agente de Colocación, para lo cual el Emisor girará instrucciones al Agente de Colocación en cuanto a montos, instrumentos, fecha de pacto y fecha de liquidación de las subastas, atendiendo a lo establecido en la sección 2.2 “Monto y Plazo”.

El precio de la colocación primaria de los Macrotítulos objeto de la Oferta Pública se efectuará al valor par, con prima o a descuento, más los intereses acumulados y no pagados al día de la colocación según la fecha de inicio del período de intereses.

La metodología de adjudicación será Vickery Modificada, empleando los siguientes criterios:

- i. Los precios se ordenan de mayor a menor y se determinan los adjudicados mediante un precio de corte;
- ii. entre los adjudicados se calcula el precio promedio ponderado;
- iii. los compradores entre el máximo precio del Libro de Órdenes de la Subasta y el precio promedio ponderado, serán adjudicados a dicho precio promedio ponderado;
- iv. los compradores entre el precio inmediatamente inferior al precio promedio ponderado y el precio de corte son adjudicados a precios múltiples;
- v. si las ofertas presentadas en el corte fuesen por el mismo precio, excediendo en conjunto el cupo establecido, se adjudicará mediante prorrata.

La Oferta Pública de Obligaciones, estará dirigida a las entidades inscritas en el Registro General del Ministerio del Poder Popular de Planificación y Finanzas para Operaciones con Títulos Públicos, supervisadas por la Superintendencia de las Instituciones del Sector Bancario (**SUDEBAN**) y otras Instituciones Financieras establecidas o por establecerse que tengan como objeto la actividad financiera (en adelante las “**Entidades**”), las cuales sólo podrán participar por cuenta propia.

El Agente de Colocación en cada fecha de liquidación debitará de la cuenta corriente de las Entidades que resulten adjudicadas, el valor de pago correspondiente a las Obligaciones adjudicadas y acreditará dicho monto en la cuenta corriente del Emisor destinada para tal fin. Ante el incumplimiento del pago por parte de las Entidades adjudicadas, el Emisor podrá solicitar al Ministerio del Poder Popular de Planificación y Finanzas el retiro de dichas Entidades del Registro General del Ministerio del Poder Popular de Planificación y Finanzas para Operaciones con Títulos Públicos, asimismo, las Entidades que incumplan el pago por los títulos colocados, serán responsables por los daños que se pudieran generar por dicho incumplimiento.

Por otra parte, en cada fecha de liquidación el Agente de Colocación acreditará las posiciones electrónicas de los instrumentos colocados, en las respectivas cuentas de custodias de las Entidades en los sistemas administrados por el Agente de Custodia (ver sección 2.7 “Custodia de los Macrotítulos”) y entregará al Emisor al cierre del día por vía electrónica, facsímil o escrita los resultados de la subasta, indicando monto asignado, precio y tenedores.

El inicio de la Oferta Pública de las Obligaciones, conforme a lo establecido en el artículo 4 de las “ Normas Relativas a la Oferta Pública y Colocación de Valores y a la Publicación de las Emisiones”, no deberá exceder de los tres (03) meses siguientes a la fecha de inscripción de la Emisión 2012 en el RNV y el plazo de colocación del monto total de la emisión de dichas Obligaciones, hasta por la cantidad de **TRES MIL MILLONES DE BOLÍVARES SIN CÉNTIMOS (Bs. 3.000.000.000,00)**, según lo previsto en el artículo 8 de las “Normas Relativas a la Oferta Pública y Colocación de

Valores y a la Publicación de las Emisiones”, no deberá exceder de seis (06) meses, contados a partir de la Fecha de Emisión, de conformidad con lo establecido en las “Normas Relativas a la Oferta Pública y Colocación de Valores y a la Publicación de las Emisiones”.

El Emisor deberá publicar con por lo menos cinco (05) días de anticipación a la fecha de inicio de cada colocación primaria de los Macrotítulos, un aviso de prensa con el objeto de dar inicio a la Oferta Pública de las Obligaciones. De igual manera, el Emisor deberá publicar un aviso en prensa dentro de los cinco (05) días siguientes a la culminación de la colocación primaria, de conformidad con el artículo 7 de las “Normas relativas a la Oferta Pública y Colocación de Valores y a la Publicación de las Emisiones”. Los referidos avisos de prensa de inicio y culminación de la colocación, serán remitidos a la Superintendencia Nacional de Valores.

El Emisor se obliga a cumplir con las disposiciones contenidas en las “NORMAS RELATIVAS A LA ADMINISTRACIÓN Y FISCALIZACIÓN DE LOS RIESGOS RELACIONADOS CON LOS DELITOS DE LEGITIMACIÓN DE CAPITALES Y FINANCIAMIENTO AL TERRORISMO APLICABLES A LAS INSTITUCIONES REGULADAS POR LA SUPERINTENDENCIA NACIONAL DE VALORES”, dictadas por la Superintendencia Nacional de Valores y publicadas en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.691 de fecha 8 de junio de 2011.

2.4 Intereses

La tasa de interés de las Obligaciones será variable y revisable cada 91 días, transcurridos desde la fecha de devengo de intereses, el cual será calculado al inicio de su vigencia.

La tasa de interés será el resultado de aplicar un porcentaje de referencia fijo del 70% a la tasa de interés aplicable para los préstamos que se refiere el artículo 7 del Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Crédito para el Sector Agrario (“Tasa Agraria”) que es la tasa de interés anual máxima aplicable por los bancos universales, así como, los bancos comerciales que se encuentran en proceso de transformación, a las colocaciones crediticias que destinen al sector agrario, la cual es calculada y publicada semanalmente por el Banco Central de Venezuela, vigente para la semana inmediatamente anterior a la semana de inicio del período de intereses. La fecha de inicio del período de intereses de las Obligaciones comenzará a partir de la fecha de liquidación de la colocación primaria de cada instrumento.

El Emisor pagará los intereses de las Obligaciones cada 91 días a su vencimiento (el último día calendario del período del cupón) a través del Agente de Pago, una vez acreditados los recursos por el Emisor (ver sección 2.8 “Pago de las Obligaciones”). Sí la fecha de pago del interés llegare a coincidir con un día no hábil bancario, el pago se realizará el día hábil bancario siguiente, sin que se genere pago o compensación adicional.

Igualmente, en caso de que, en la fecha de pago de intereses, no fuese posible realizar el pago a alguno de los obligacionistas, por circunstancias ajenas al Agente de Pago, al Agente de Custodia o al Emisor, la cantidad correspondiente, una vez acreditada por el Emisor al Agente de Pago, quedará a disposición del obligacionista, quien podrá exigirla al Agente de Pago, sin que genere ningún tipo de interés, rendimiento o compensación adicional a favor del obligacionista.

Queda expresamente establecido que para todos los efectos de la determinación de los intereses correspondientes a cada período de intereses, para los cálculos a que haya lugar se empleará la convención de cálculo Actual/360, es decir, días efectivamente transcurridos respecto a un año de trescientos sesenta (360) días.

A los efectos de la determinación de la tasa de interés aplicable a un período de intereses, los cálculos correspondientes se realizarán con la mayor precisión posible, considerando todos los decimales disponibles en los datos a utilizar en la fórmula de cálculo de intereses determinada por el Emisor y el resultado será redondeado hasta dos (02) cifras decimales.

El cálculo de la tasa de interés para el período de intereses subsiguiente corresponderá al Agente de Pago (ver sección 2.8 “Pago de las Obligaciones”) y la publicará en su portal de Internet por lo menos cuatro (04) días hábiles bancarios antes de la fecha de inicio del período de intereses correspondiente.

2.5 Redención del Capital

El Emisor pagará al tenedor el monto en circulación de cada instrumento totalmente a su vencimiento mediante un pago único a través del Agente de Pago (ver sección 2.8 “Pago de las Obligaciones”). Si la fecha de pago llegare a coincidir con un día no hábil bancario, el pago se realizará el día hábil bancario siguiente, sin que se genere pago o compensación adicional. Igualmente si no fuese posible cumplir la instrucción de pago dada por algún obligacionista por circunstancias ajenas al Agente de Pago, Agente de Custodia o al Emisor, dichos montos quedarán a disposición del obligacionista, quien podrá exigirlos al Agente de Pago, sin que generen ningún tipo de interés, compensación o rendimiento adicional a favor del obligacionista.

2.6 Mercado Secundario

La posterior negociación en el mercado secundario de las Obligaciones, sólo podrá realizarse a través del Banco Central de Venezuela y la BPVB, cumpliendo con lo establecido en el reglamento interno de cada institución.

2.7 Custodia de los Instrumentos

La custodia de las Obligaciones, será realizada por el Banco Central de Venezuela (en adelante el “**Agente de Custodia**”) de conformidad con lo dispuesto en las “Normas que Regirán los Servicios de Registro, Colocación, Custodia y Liquidación de Títulos Valores Desmaterializados por parte del Banco Central de Venezuela” publicadas en la

Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.966 de fecha 17 de julio de 2012.

El Banco Central de Venezuela prestará al Emisor los servicios inherentes a su condición de Agente de Custodia de las Obligaciones, a título gratuito, en los términos convenidos. El Emisor no asumirá aquellos costos y gastos que se ocasionen en virtud de las operaciones de transferencias o custodia de las Obligaciones por causa de operaciones de mercado secundario en la Bolsa Pública de Valores o en el Banco Central de Venezuela, por cambio de depositante en el Agente de Custodia o por alguna otra razón que implique la erogación de dinero para el pago de algún servicio prestado a los obligacionistas por el Agente de Custodia.

Los Instrumentos objetos de la Oferta Pública estarán registrados en una base de datos electrónica administrada por el Agente de Custodia a nombre de su tenedor, sin que ello impida o colida con los derechos de propiedad del tenedor, pago de intereses y/o principal o cesión de posesión de los mismos.

Para ello, las Entidades participantes en la Oferta Pública deberán abrir una Cuenta de Custodia en los sistemas administrados por el Agente de Custodia, en fecha previa a la colocación primaria, con el objeto de efectuar el registro de las posiciones respectivas de las Obligaciones inmediatamente después de la liquidación de la colocación. En este caso, el Agente de Custodia realizará únicamente el proceso de registro y custodia electrónica de las Obligaciones colocadas.

El Emisor, previo al inicio del proceso de colocación primaria de cada Macrotítulo, entregará en depósito al Agente de Custodia un Macrotítulo Provisional emitido por el monto máximo autorizado para cada Macrotítulo.

Una vez culminado el proceso de colocación primaria de cada Macrotítulo, el Emisor deberá sustituir el Macrotítulo Provisional por un Macrotítulo Definitivo de valor nominal menor o igual al Macrotítulo Provisional, según corresponda. El monto del Macrotítulo Definitivo ascenderá al monto total efectivamente colocado. En este caso, el Agente de Custodia realizará únicamente el proceso de registro y custodia física de los Macrotítulos.

El Emisor autoriza al Agente de Custodia a emitir, a solicitud de los obligacionistas, certificados de custodia que evidencien el porcentaje de sus derechos sobre cada Macrotítulo, de acuerdo a lo establecido en el reglamento interno del Agente de Custodia.

2.8 Pago de las Obligaciones

El pago de las Obligaciones, será realizada por el Emisor a través del Banco Central de Venezuela (en adelante el “**Agente de Pago**”) de conformidad con lo dispuesto en las “Normas que Regirán los Servicios de Registro, Colocación, Custodia y Liquidación de Títulos Valores Desmaterializados por parte del Banco Central de Venezuela”

publicadas en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.966 de fecha 17 de julio de 2012.

Una vez acreditados los recursos por parte del Emisor, el Agente de Pago pagará a los tenedores de los Macrotítulos emitidos y colocados a través del proceso de Oferta Pública de Obligaciones, tanto el capital como los intereses en las fechas establecidas, mediante abono o transferencias electrónicas a las cuentas de depósito que mantengan las Entidades adquirientes o tenedores de las Obligaciones en el Banco Central de Venezuela, para tal fin.

En caso de que, una vez llegada las fechas de pago correspondientes, no fuese posible la ejecución del pago a los obligacionistas, por circunstancias ajenas al Agente de Pago, al Agente de Custodia o al Emisor, las cantidades correspondientes una vez acreditadas por el Emisor al Agente de Pago, quedarán a disposición de los obligacionistas, quienes podrán exigirla al Agente de Pago, sin que generen ningún tipo de interés, compensación o rendimiento adicional a favor de los obligacionistas.

El Banco Central de Venezuela prestará al Emisor los servicios inherentes a su condición de Agente de Pago de las Obligaciones a título gratuito, en los términos convenidos.

2.9 Uso de los Fondos

La totalidad de los fondos provenientes de la colocación de Obligaciones, serán destinados por el Emisor, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 5 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos al Fondo Especial Ezequiel Zamora, creado de conformidad con el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley del Fondo Ezequiel Zamora para el Fortalecimiento y Financiamiento de la Gran Misión Agro Venezuela, publicado en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.869 de fecha 23 de febrero de 2012.

2.10 Representante Común

El Emisor ha designado al Banco del Tesoro, C.A., Banco Universal, como representante común definitivo de los Obligacionistas. Esta designación ha sido aprobada por la Superintendencia mediante Resolución N°063 de fecha 13 de junio de 2012.

El Representante Común de los obligacionistas debe vigilar el fiel cumplimiento del Emisor de todas las obligaciones contraídas con los obligacionistas que representa. En caso de que un obligacionista considere que el Representante Común no está cumpliendo con las responsabilidades inherentes a su función, tiene el derecho de exigirle dicho cumplimiento, hacer efectiva la responsabilidad de dicho representante por los daños causados a los obligacionistas y promover la convocatoria de una asamblea para decidir sobre su remoción, de acuerdo a lo dispuesto en la normativa vigente emanada por la Superintendencia.

El Banco del Tesoro, C.A. Banco Universal, prestará los servicios inherentes a su condición de Representante Común Definitivo de los Obligacionistas de las Obligaciones, a título gratuito. Sin embargo, los gastos en que pueda incurrir el Representante Común Definitivo en el ejercicio de sus funciones, así como de convocatorias y celebración de asambleas de obligacionistas, serán sufragados por el Emisor, salvo que las mismas hayan sido solicitadas por los obligacionistas, en cuyo caso, si la asamblea no aprueba las decisiones propuestas por los Solicitantes, los gastos serán a cargo de éstos. Asimismo, correrán por cuenta del Emisor cualesquiera gastos en los que incurra el Representante Común Definitivo para hacer efectivas las obligaciones del Emisor, en cuyo caso estos gastos serán notificados al Emisor con antelación, para su revisión y aprobación.

TODO OBLIGACIONISTA PUEDE SOLICITAR UNA COPIA DEL ACUERDO QUE RIJA LAS RELACIONES ENTE LA ENTIDAD EMISORA Y EL REPRESENTANTE DEFINITIVO DE LOS OBLIGACIONISTAS, LA CUAL LE SERÁ ENVIADA INMEDIATAMENTE POR EL EMISOR.

3. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR

3.1 Nombre, Domicilio Y Duración

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. (PDVSA), domiciliado en la ciudad de Caracas, Distrito Capital con una duración de 50 años desde su inscripción en el Registro Mercantil.

3.2 Datos Del Registro

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. (PDVSA), sociedad mercantil domiciliada en Caracas, Distrito Capital, constituida mediante Decreto No. 1.123 de fecha 30 de agosto de 1.975, e inscrita en la Oficina de Registro Mercantil Primero de la Circunscripción Judicial del Distrito Federal (hoy Capital) y Estado Miranda, en fecha 15 de septiembre de 1.975, bajo el No. 23, Tomo 99-A, cuyo Documento Constitutivo Estatutario ha sufrido varias reformas, siendo las más recientes la inscrita ante el citado Registro Mercantil, en fecha 5 de enero de 2009, bajo el No. 42, Tomo 1-A-Pro., y la efectuada mediante Decreto Presidencial No. 8.238, de fecha 24 de mayo de 2011, publicado en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 39.681, de fecha 25 de mayo de 2011, e inscrita ante el citado Registro Mercantil, el 20 de julio de 2011, bajo el No.15, Tomo 151-A.

3.3 Dirección y Teléfono

Las oficinas de Petróleos de Venezuela PDVSA, S.A.se encuentran ubicadas en la Avenida Libertador Edif. Petróleos de Venezuela, Torre Este, La Campiña. P. O. Box 169. Caracas 1050-A. Venezuela. Teléfonos: 0212 708.4405.

3.4 Objeto Social

El Emisor tiene como objeto social planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades de exploración, explotación, transporte, manufactura, refinación, almacenamiento, comercialización o cualquier otra de su competencia en materia de petróleo y demás hidrocarburos de sus empresas tanto en Venezuela como en el exterior; adicionalmente, sus funciones también incluyen la promoción o participación en actividades dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenible del país, incluyendo las de carácter agrícola e industrial, elaboración o transformación de bienes y su comercialización, y prestación de servicios, para lograr una adecuada vinculación de los recursos provenientes de los hidrocarburos con la economía venezolana.

3.5 Evolución del Capital Social

Resumen de la evolución del capital social desde su fecha de constitución:

Fecha	Operación	Capital Social
25/09/1975	Constitución	Bs.2.500.000.000,00
29/12/1975	Aumento de capital	Bs.10.650.000.000,00
28/03/1977	Aumento de capital	Bs.13.150.000.000,00
01/03/1978	Aumento de capital	Bs.15.981.080.000,00
28/03/1978	Aumento de capital	Bs.18.606.080.000,00
16/02/1979	Aumento de capital	Bs.20.925.000.000,00
26/03/1980	Aumento de capital	Bs.25.100.000.000,00
25/03/1981	Aumento de capital	Bs.31.150.000.000,00
30/03/1982	Aumento de capital	Bs.42.500.000.000,00
23/03/1983	Aumento de capital	Bs.58.500.000.000,00
30/03/1984	Aumento de capital	Bs.71.000.000.000,00
29/03/1985	Aumento de capital	Bs.82.000.000.000,00
31/03/1986	Aumento de capital	Bs.95.000.000.000,00
27/03/1987	Aumento de capital	Bs.110.000.000.000,00
28/03/1988	Aumento de capital	Bs.128.325.000.000,00
21/03/1989	Aumento de capital	Bs.139.475.000.000,00
28/03/1990	Aumento de capital	Bs.220.125.000.000,00
27/03/1991	Aumento de capital	Bs.314.325.000.000,00
20/03/1992	Aumento de capital	Bs.399.375.000.000,00
26/03/1993	Aumento de capital	Bs.477.325.000.000,00
18/03/1994	Aumento de capital	Bs.617.275.000.000,00
28/03/1995	Aumento de capital	Bs.895.100.000.000,00
21/03/1997	Aumento de capital	Bs.1.280.100.000.000,00

3.6 Composición Accionaria.

El capital de la sociedad es de UN MILLARDO DOSCIENTOS OCHENTA MILLONES CIEN MIL BOLÍVARES FUERTES (Bs. 1.280.100.000,00). Dicho capital ha sido totalmente suscrito y pagado por la República de Venezuela Dicho capital está representado por CINCUENTA Y UN MIL DOSCIENTOS CUATRO (51.204) acciones nominativas no convertibles al portador, con un valor de VEINTICINCO MIL BOLÍVARES (25.000,00) cada una.

3.7 Evolución Histórica

Petróleos de Venezuela, S.A. y sus filiales (PDVSA) es una corporación propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, creada por el Estado venezolano en el año 1975, en cumplimiento de la Ley Orgánica que Reserva al Estado, la Industria y el Comercio de Hidrocarburos (Ley de Nacionalización). Sus operaciones son supervisadas y controladas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (Ministerio), en lo sucesivo, Ministerio (anteriormente denominado Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo - MENPET).

La actual Constitución Nacional de La República Bolivariana de Venezuela, aprobada mediante referéndum popular en diciembre de 1999 y publicada en la Gaceta Oficial N° 36.860 del 30 de Diciembre de 1999; así como también el Decreto N° 1.510 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, del 2 de noviembre de 2001 Gaceta Oficial N° 37.323 del 13 de noviembre de 2001, el cual fue modificado con el Decreto de Reforma Parcial de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, del 24 de mayo de 2006, publicado en la Gaceta Oficial N° 38.493 del 04 de Agosto de 2006; y la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos de septiembre de 1999, publicada en la Gaceta Oficial N° 36.793 de fecha 23 de septiembre de 1999 y su Reglamento, publicado en la Gaceta Oficial N° 5.471 (Extraordinaria) de fecha 05 de junio del 2000 , configuran un nuevo marco jurídico donde el Estado recupera el control de sus recursos energéticos para el beneficio del pueblo venezolano.

Hasta el 31 de diciembre del año 1997, PDVSA condujo sus operaciones en La República Bolivariana de Venezuela a través de tres filiales operadoras principales, Lagoven, S.A. Maraven, S.A. y Corpoven, S.A.; desde entonces, PDVSA ha estado involucrada en un proceso de transformación de sus operaciones con el objetivo de mejorar su productividad, modernizando sus procesos administrativos y aumentando el retorno de capital.

A partir del 1° de enero de 1998 como estrategia corporativa se realizó la fusión de Lagoven, Maraven y Corpoven, y se renombró la entidad fusionada como PDVSA Petróleo y Gas, S.A.

Posteriormente en el mes de mayo de 2001, PDVSA Petróleo y Gas cambió su denominación social a PDVSA Petróleo, S.A. originándose otro cambio en la estructura organizacional petrolera ya que la actividad relacionada con el gas natural no asociado

comenzaría a ser manejada por la filial PDVSA Gas, S.A. Para finales del año 2002 ciertos activos de producción de gas no asociado se transfirieron a la Filial PDVSA Gas.

Adicionalmente, PDVSA ha hecho algunos ajustes dentro de la organización con la finalidad de mejorar el control interno de sus operaciones y el modelo de gerencia, para alinear la estructura con las estrategias a largo plazo del accionista. Estos ajustes consisten, principalmente, en la adopción de un nuevo marco operacional que aumenta la participación del Comité Ejecutivo en sus actividades, y al mismo tiempo la flexibilidad operacional de PDVSA.

Desde finales del año 2007, se inició la creación de las filiales que conforman el sector no petrolero para el apalancamiento y fortalecimiento del desarrollo endógeno e integral del Estado y apoyo a la Industria Petrolera, a través de líneas estratégicas de creación de un modelo productivo socialista señalado en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, bajo las premisas de seguridad y soberanía económica, y como apoyo a los proyectos del Plan Siembra Petrolera. La estrategia organizacional para estas filiales no petroleras está supeditada a la finalidad social de cada filial y el sector económico al cual pertenecen.

De acuerdo con la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, el Estado debe mantener la propiedad exclusiva de las acciones de PDVSA; sin embargo, la Constitución permite que la República a través de PDVSA y sus filiales suscriba acuerdos de exploración, producción y refinación, además de constituir empresas mixtas para el desarrollo de la industria petrolera nacional, manteniendo siempre la mayoría accionaria en esas empresas.

En concordancia con los Artículos 302 y 311 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y el Artículo N° 5 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, referidos a la participación de PDVSA en el desarrollo social e integral del país, el Emisor se convierte en el motor fundamental de la economía venezolana, contribuyendo activamente con el actual proceso de construcción del Socialismo del Siglo XXI, de acuerdo a lo establecido en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007 – 2013 (Proyecto Nacional Simón Bolívar).

3.8 Dirección y Administración

3.8.1 GOBIERNO CORPORATIVO

PDVSA es una empresa nacional profundamente comprometida con el pueblo venezolano. El Gobierno Corporativo tiene por objeto procurar el manejo transparente, eficiente y adecuado de los recursos del Estado, bajo principios profesionales y éticos, en beneficio de los intereses de La República Bolivariana de Venezuela, por medio de un conjunto de normas que regulan la estructura y el funcionamiento de la entidad.

a. Asamblea de Accionistas

La Asamblea de Accionistas ejerce la suprema dirección y administración de PDVSA; representa la universalidad de las acciones y sus decisiones, que dentro de los límites de sus facultades, son obligatorias para la sociedad, mediante disposiciones emitidas en las Asambleas Ordinarias o Extraordinarias.

Entre las principales atribuciones de la Asamblea de Accionistas se encuentran conocer, aprobar o improbar el informe anual de la Junta Directiva, los estados financieros y los presupuestos consolidados de inversiones y de operaciones de PDVSA, y de las sociedades o entes afiliados. Asimismo, esta Asamblea señala las atribuciones y deberes de los miembros de la Junta Directiva y dicta los reglamentos de organización interna, necesarios para su funcionamiento, conoce el Informe del Comisario Mercantil, y designa a su suplente.

b. Junta Directiva

La última modificación de los estatutos sociales de PDVSA, en fecha 20 de julio de 2011, destaca la importancia de la Junta Directiva como órgano administrativo de la sociedad, con las más amplias atribuciones de administración y disposición, sin otras limitaciones que las que establezca la ley y, es responsable de convocar las reuniones con el accionista, preparar y presentar los resultados operacionales y financieros al cierre de cada ejercicio económico; así como de la formulación y seguimiento de las estrategias operacionales, económicas, financieras y sociales.

La Junta Directiva está compuesta por 11 miembros: un Presidente, dos Vicepresidentes, cinco Directores Internos y tres Directores Externos. La Junta Directiva es nombrada mediante Decreto por el Presidente de La República Bolivariana de Venezuela por un término inicial de dos años, renovable por períodos iguales o hasta que se designe una nueva Junta Directiva.

Al 31 de diciembre de 2011, la Junta Directiva está integrada por las siguientes personas:

COMPOSICIÓN DE LA JUNTA DIRECTIVA DE PDVSA AÑO 2011

Nombre	Posición	Fecha de Designación
Rafael Ramírez Carreño	Presidente	2004 (*)
Asdrúbal Chávez	Vicepresidente	2007 (*)
Eulogio Del Pino	Vicepresidente	2008 (*)
Ricardo Coronado	Director Interno	2008 (*)
Víctor Aular	Director Interno	2011
Jesús Luongo	Director Interno	2011
Orlando Chacín	Director Interno	2011
Ower Manrique	Director Interno	2011
Jorge Giordani	Director Externo	2011
Nicolás Maduro	Director Externo	2011
Wills Rangel	Director Externo	2011

(*) La fecha de designación se refiere al primer nombramiento como miembro de la Junta Directiva con la posición indicada. Posteriormente, fueron ratificados el 25 de mayo del año 2011.

Rafael Ramírez Carreño, Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo y Presidente de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA)

Rafael Ramírez Carreño es Ingeniero Mecánico graduado en la Universidad de Los Andes (ULA) en el año 1989, con maestría en Energética de la Universidad Central de Venezuela (UCV). Inició su actividad profesional en INTEVEP, filial de investigación y desarrollo de PDVSA, donde fue asignado al manejo de petróleo extrapesado en la Faja Petrolífera del Orinoco. Tiene una amplia experiencia en el desarrollo, coordinación y gerencia de proyectos de ingeniería y construcción para la industria petrolera y gasífera nacional. Ha cumplido asignaciones de trabajo en Estados Unidos para el desarrollo del Proyecto de Adecuación de la Refinería de Cardón, y en Francia para el Proyecto de Gas Natural Licuado de Nigeria. En noviembre del año 2000, fue designado Presidente fundador del Ente Nacional del Gas (ENAGAS), organismo encargado de la estructuración del Plan Nacional del Gas y responsable del diseño, desarrollo y promoción de la política del Estado para este sector. En febrero de 2002, fue designado Director Externo de PDVSA. El 17 de julio de ese mismo año fue juramentado por el Comandante Presidente de La República Bolivariana de Venezuela, Hugo Chávez Frías, como Ministro de Energía y Minas (MEM), organismo que pasó a denominarse Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Desde el 20 de noviembre de 2004, por Decreto Presidencial N° 3.264, el Ministro Rafael Ramírez Carreño también se desempeña como Presidente de PDVSA y fue ratificado en ese cargo en el año 2011, a partir de enero de 2005, ha representado a La República Bolivariana de Venezuela en más de 30 conferencias de Ministros de la OPEP, así como también en conferencias del Foro Internacional de Energía e innumerables encuentros internacionales. Asimismo, por Decreto Presidencial N° 6.919, publicado en Gaceta Oficial N° 39.267 del 18 de septiembre de 2009, fue designado como quinto Vicepresidente del Consejo de Ministros Revolucionarios del Gobierno Bolivariano de

Venezuela. A partir del 1° de enero de 2010, fue designado Vicepresidente de la Conferencia de Ministros del Foro de Países Exportadores de Gas.

Asdrúbal Chávez, Vicepresidente

Ingeniero Químico graduado en la ULA en el año 1979. Ese mismo año comenzó su carrera en la industria petrolera venezolana como ingeniero de arranque del Proyecto de Expansión de la Refinería El Palito, ubicada en el estado Carabobo. Posteriormente, ocupó diferentes posiciones en las áreas de servicios industriales, destilación y especialidades, conversión y tratamiento, movimiento de petróleo y productos, programación y economía e ingeniería de procesos. En el año 1989, fue asignado a la Empresa Universal Oil Products (UOP), en Estados Unidos, con el objetivo de realizar una especialización en procesos. En el año 1990, lideró el Proyecto de Expansión de las Unidades de Petróleo y Vacío de la Refinería el Palito. En el año 1993, fue designado Superintendente de Ingeniería de Procesos y en 1994 lideró el equipo de Estudio Integral de la Organización de la Refinería El Palito. Durante el período 1995-1999, ocupó diferentes posiciones supervisoras y gerenciales. En el año 2000, estuvo asignado a la Oficina de la Presidencia de PDVSA, primero en la Reestructuración del Ministerio de Producción y Comercio y luego en el Proceso de Constituyente Económica. En el año 2001, fue asignado a la empresa Bitúmenes del Orinoco, S.A. (BITOR) como Gerente de Recursos Humanos; allí lideró la Reestructuración de esta filial de PDVSA. En el año 2002 es nombrado Asistente a la Junta Directiva de BITOR; en enero de 2003 fue designado Gerente General de la Refinería El Palito y en agosto de 2003 fue nombrado Director Ejecutivo de Recursos Humanos de PDVSA. En marzo de 2004, fue designado Director Ejecutivo de Comercio y Suministro de PDVSA y lideró el equipo negociador de PDVSA en las discusiones del Contrato Colectivo Petrolero 2004-2006. En enero de 2005, fue designado Director de PDVSA, Presidente de PDV Marina, Director de CITGO y representante de PDVSA en diferentes filiales y empresas mixtas, cargos desempeñados hasta la fecha. Adicionalmente, lideró el equipo negociador de PDVSA en las discusiones del Contrato Colectivo Petrolero 2007-2009. Fue designado Vicepresidente de Refinación, Comercio y Suministro el 23 de mayo de 2007 y ratificado en el año 2011. El 3 de diciembre de 2009, fue designado como Viceministro de Petroquímica, adscrito al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

Eulogio Del Pino, Vicepresidente

Ingeniero Geofísico graduado en la UCV en el año 1979, con maestría en Exploración en la Universidad de Stanford (Estados Unidos, 1985). Inició su carrera en la industria petrolera venezolana en la filial de investigación y desarrollo de PDVSA (INTEVEP), en el año 1979, desempeñándose en diferentes posiciones técnicas y supervisoras hasta el año 1990, cuando ocupa el cargo de Gerente Técnico para Latinoamérica en la empresa Western Atlas. Regresó a PDVSA en el año 1991, en la filial Corpoven, S.A. donde asumió diferentes posiciones Gerenciales; a partir del año 1997, ejerció funciones como Gerente de Exploración y Delineación en PDVSA, para encargarse, en el año 2001, de reiniciar la campaña de Exploración Costa Afuera, por parte de PDVSA,

en la Plataforma Deltana. En el año 2003, fue designado Gerente General de las Asociaciones Estratégicas en CVP, representando a PDVSA en las Asociaciones Estratégicas de la FPO y en el año 2004 fue nombrado Director de CVP. Además de los cargos mencionados anteriormente, ha ejercido posiciones como Presidente y Vicepresidente de la Asociación de Geofísicos de Venezuela (1990-1994), Vicepresidente de la Sociedad Internacional de Geofísicos (1996-1997) y Fundador y Coordinador de la Unión Latinoamericana de Geofísicos. Forma parte de la Junta Directiva de PDVSA, como Director Interno, desde enero de 2005. Fue designado Vicepresidente de Exploración y Producción el 4 de septiembre de 2008 y ratificado en el año 2011.

Ricardo Coronado, Director Interno

Ingeniero Mecánico egresado de Oklahoma State University (Estados Unidos), en el año 1981, con estudios de postgrado en Gerencia de Administración de Empresas, en la Universidad del Zulia (LUZ). Ingresó a la industria petrolera venezolana en el año 1981 como Ingeniero de Plantas en Anaco, estado Anzoátegui. En 1985 se desempeñó como supervisor de operaciones de la Planta de Compresión de Gas Lago 1 en Bachaquero. En 1987, fue designado Jefe de la Unidad de Plantas de Compresión de Gas Unigas y Lamargas. Tres años después fue nombrado Jefe de la Sección de Tecnología de Operaciones en las Plantas de Lagunillas. En 1993 estuvo como Jefe de las Unidades de Plantas de Vapor en Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero, estado Zulia. En 1997, se desempeñó como Superintendente de Análisis de Riesgos de la Gerencia de Seguridad de los Procesos en Maracaibo. En 1998, fue nombrado Gerente de Seguridad de los Procesos en Barinas; en el año 2000 se desempeñó como Gerente de Operaciones de Producción en el estado Apure, y en esa misma función, un año después, en Barinas. En el año 2003, fue designado Gerente de Coordinación Operacional en Barinas y Apure así como Gerente de la Unidad de Negocios de Producción Barinas. En febrero de 2004, fue nombrado Subgerente General de Exploración y Producción Occidente. En abril de 2005 fue nombrado Gerente General de la referida división. En el año 2007, fue nombrado Gerente General de la División Costa Afuera, en enero 2008 se desempeñó como Gerente Corporativo de Producción. El 4 de septiembre de 2008 fue nombrado como miembro de la Junta Directiva de PDVSA en calidad de Director Interno, en adición a sus funciones. A partir de febrero del año 2009 recibió los nombramientos como Presidente de PDVSA Gas, Director de Bariven, Vicepresidente de PDVSA Insurance Company, LTD. En noviembre del año 2009 fue designado como Presidente del Proyecto de Respuesta Rápida de Generación Eléctrica de PDVSA. En febrero del año 2011 fue nombrado miembro del Comité de Dirección de Proyectos de Vivienda y en marzo del año 2011 fue nombrado miembro de la Junta Directiva de CVP; así como también Director Ejecutivo de PDVSA Occidente.

Víctor Aular, Director Interno

Licenciado en Contaduría Pública graduado en la Universidad Central de Venezuela en el año 1989. Ingresó a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) durante el año 2003, como apoyo al proceso de recuperación y actualización de los sistemas financieros,

administrativos y contables, luego de las terribles consecuencias del sabotaje petrolero, de 2002 y 2003. Fue designado Gerente Corporativo de Contraloría Financiera de PDVSA, en octubre de 2004, responsabilizándose, entre otras cosas, por la actualización de la contabilidad y por los reportes financieros de los años 2003, 2004 y 2005. Posteriormente, en enero de 2006, fue designado Gerente Corporativo de Presupuesto, Costos y Control de Gestión. Se desempeñó como Director Ejecutivo de Finanzas desde noviembre de 2007 hasta su designación como Director Interno de PDVSA, mediante Decreto N° 8.238, firmado por el Comandante Presidente Hugo Chávez Frías, publicado en la Gaceta Oficial de La República Bolivariana de Venezuela Número 39.681 del 25 de mayo de 2011. Antes de su ingreso a PDVSA, en el año 2003, era Director de la División de Auditoría de la Firma Lara Marambio & Asociados (Deloitte & Touche). Renunció a esa firma, para venir a PDVSA, en los difíciles días posteriores al sabotaje petrolero. Entre los años 1986 y 2003, desarrolló una experiencia progresiva, principalmente en firmas internacionales de Contadores Públicos, realizando auditorías de empresas Manufactureras, de Servicios, Financieras y del Sector Gubernamental. Durante este tiempo, además de Deloitte & Touche, trabajó como auditor en Ernst & Young International y en Horwath de Venezuela. Es Profesor, por Concurso de Oposición, de la Cátedra de Auditoría en la Universidad Central de Venezuela (UCV), desde el año 2002. Entre los años 2006 y 2008, fue Vicepresidente de la Federación de Colegios de Contadores Públicos de Venezuela. Adicionalmente, se desempeñó como Contralor y como Fiscal del Colegio de Contadores Públicos del estado Miranda, entre los años 1996 y 2006. Todos estos cargos gremiales fueron alcanzados por medio de elecciones populares.

Jesús Luongo, Director Interno

Ingeniero Químico en la Universidad Central de Venezuela, inicio su carrera dentro de la Industria Petrolera el 8 de febrero de año 1984 en Lagoven (filial de Petróleos de Venezuela) como Ingeniero de Procesos en la Refinería Amuay. En 1986 cursó una maestría en Refinación en el Instituto Francés de Petróleo, en París, concluyendo dichos estudios en 1987.

Posteriormente, retornó a la Refinería de Amuay para trabajar como Ingeniero de Procesos en diferentes posiciones técnicas y supervisorias, destacándose en la conducción y coordinación de estudios para la optimización del procesamiento de petróleo pesados y en el proyecto de Reemplazo de Equipos del Sistema de Vacío en tres principales torres de destilación en la Refinería Amuay.

Entre 1998 y el año 2002 se desempeñó como Gerente de Suministros de Amuay, Gerente de Conversión Media en Cardón y Gerente de Ingeniería de Procesos. En enero de 2004 fue designado Sub Gerente del Centro de Refinación Paraguaná, hasta el 18 de marzo del mismo año, cuando pasó a ocupar el cargo de Gerente General.

A partir del 4 de mayo de 2007 comparte sus funciones en la Gerencia General del Centro de Refinación Paraguaná con el cargo de Director Ejecutivo de Refinación de Petróleos de Venezuela. También es Director de PDV Marina y Bariven, y a partir del 25

de mayo de 2011 fue designado miembro de la Junta Directiva de PDVSA como Director Interno. Adicionalmente ha recibido diversos reconocimientos, tales como: Orden Simón Bolívar en su Primera Clase, Orden Juan Crisóstomo Falcón, Orden Ciudad de Coro, Orden Josefa Camejo, Orden Alí Primera, Botón de Honor al Mérito del Consejo Legislativo del estado Falcón (CLEF), Medalla Naval Capitán de Fragata Felipe Batista en su única clase.

Orlando Chacín, Director Interno

Ingeniero Geodésico, egresado de la Universidad del Zulia, con Maestría en Geofísica de la Universidad de Tulsa, en EE.UU. Ingreso a la Industria petrolera en 1983. Posee una destacada trayectoria en las áreas de Geología de Operaciones y Yacimientos. Durante el sabotaje petrolero, se desempeñó como Gerente General de Exploración y Producción de PDVSA Intevep, coordinando el personal asignado a las operaciones de producción de Occidente y Oriente del país. Director Ejecutivo de Oriente y forma parte de la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela desde el 25 de mayo de 2011.

Ower Manrique, Director Interno

Ingeniero de Sistemas del Instituto Universitario Politécnico Luis Caballero Mejías (hoy denominado Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José de Sucre). Ha desempeñado diversos cargos técnicos y supervisorios en las áreas de Instrumentación, Mantenimiento y Automatización de Producción desde su ingreso a la Industria en 1989. Luego de la derrota del sabotaje petrolero fue nombrado Gerente Corporativo de Automatización Industrial. Actualmente se desempeña como Director Ejecutivo de Automatización, Informática y Telecomunicaciones y presidente de PDVSA Industrial.

Jorge Giordani, Director Externo

Ministro del Poder Popular para Planificación y Finanzas: Ingeniero Electrónico, graduado en la Universidad de Bologna, Italia, con maestría en Planificación del Desarrollo del Centro de Estudios del Desarrollo (CENDES) de la Universidad Central de Venezuela (UCV) y doctorado en la Universidad de Sussex, en Reino Unido. Ha desempeñado múltiples cargos en su carrera profesional. Es Director Principal del Banco Central de Venezuela, en representación del Ejecutivo Nacional. A partir del 25 de mayo de 2011 forma parte de la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela.

Nicolás Maduro, Director Externo

Canciller de La República Bolivariana de Venezuela: Es abogado de La República con destacada trayectoria en defensa de los derechos de los trabajadores, dirigente sindical, y de reconocida labor política como diputado ante la Asamblea Nacional y ahora como Canciller. A partir del 25 de mayo de 2011 forma parte de la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela.

Wills Rangel, Director Externo

Es graduado como Técnico petrolero, con una trayectoria de 22 años en el sector de los hidrocarburos, en el cual mantiene un destacado liderazgo en defensa de los derechos de la Clase Obrera e impulso de la unidad entre los trabajadores en una sola federación, actualmente se desempeña como Dirigente Sindical ejerciendo el cargo de Presidente de la Federación Unitaria de Trabajadores del Petróleo, Gas, Similares y Derivados de Venezuela (FUTPV), así como también es el actual Presidente de la Central Bolivariana Socialista de Trabajadores y Trabajadoras de la Ciudad, Campo y Pesca de Venezuela (CBST). A lo largo de su trayectoria ha desempeñado labores como Obrero de Taladro, Encuellador, Obrero de Cuadrilla, Chequeador de Campo, Sobrestante de Cuadrilla; además de haber participado en proyectos de productividad para minimizar las entradas de taladros en pozos de bombeo electros sumergibles que se taponaban por arrastre de carbonato y realizar actividades como Capitán de los Bomberos Municipales en Barinas. Actualmente, es Miembro del Plan Nacional de Contingencia de PDVSA y forma parte de la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela desde el 25 de mayo de 2011.

c. Comité Ejecutivo

El Comité Ejecutivo es el órgano administrativo de gobierno inmediatamente inferior a la Junta Directiva y está compuesto por el Presidente de la Junta Directiva, los Vicepresidentes de dicha Junta y el Director de enlace de Finanzas.

Este Comité posee las mismas atribuciones y competencias de la Junta Directiva, según Resolución de la Junta Directiva N° 2008-20 del 12 de septiembre de 2008, salvo en lo relativo a la aprobación del presupuesto, informe de gestión y cualquier otra decisión vinculada al endeudamiento de la Corporación, las cuales deben ser ratificadas para que surtan efectos legales, por la Junta Directiva.

d. Comité de Auditoría

El Comité de Auditoría de PDVSA asiste a la Junta Directiva en el cumplimiento de sus responsabilidades, en cuanto a vigilar la calidad y suficiencia del sistema de control interno de los negocios nacionales e internacionales de la Corporación. El Comité cumple su función básica a través del conocimiento, evaluación y seguimiento de la información sobre los resultados de las auditorías internas y externas, en relación con la calidad y adecuación de la información financiera corporativa.

Para poder cumplir apropiadamente con las responsabilidades asignadas por la Junta Directiva de PDVSA, el Comité de Auditoría tiene la autoridad para ordenar la investigación de cualquier materia relacionada con su ámbito de competencia. El Comité de Auditoría podrá usar los servicios de la Dirección de Auditoría Interna Corporativa, de los auditores externos, de consultores independientes o de otros recursos internos o externos para adelantar los estudios y las investigaciones requeridas.

Los miembros del Comité de Auditoría y su secretario son designados por la Junta Directiva de PDVSA. La Presidencia del Comité es ejercida por el Presidente de PDVSA el cual es responsable por la dirección, orientación y jerarquización de los asuntos que trata el Comité.

e. Comité de Operaciones de Exploración, Producción y Gas

El Comité de Operaciones de Exploración, Producción y Gas constituye un Foro para debatir e intercambiar asuntos estratégicos para los negocios de exploración, producción y gas, que conllevan a la identificación y/o modificación de procesos y actividades que incrementen la productividad y efectividad de las operaciones y los procedimientos administrativos, financieros y legales, a través del intercambio de experiencias exitosas, lecciones aprendidas en las distintas divisiones operacionales, práctica de la innovación tecnológica, modernización de la infraestructura existente y la promoción del trabajo en conjunto. Con este tipo de sinergia se busca la transparencia de la gestión de los negocios y funciones asociadas; así como también el uso y masificación de prácticas tecnológicas que conllevan a un incremento de la productividad tanto de los activos como del recurso humano involucrado en las operaciones, con especial atención a la reducción de costos y gastos.

f. Comité de Operaciones de Refinación, Comercio y Suministro

El Comité de Operaciones de Refinación, Comercio y Suministro tiene por objeto debatir e intercambiar información sobre los asuntos estratégicos para los negocios de Refinación, Comercio y Suministro, Comercialización y Distribución Venezuela, PDV Mantenimiento, Empresa Nacional de Transporte, Proyectos Plan Vial y Autogas, PDV Marina, S.A., PDV Naval, S.A., Dirección Ejecutiva Proyectos de Nuevas Refinerías, Mejoradores y Terminales y Negocios Internacionales que conlleven a la identificación y/o modificación de procesos, actividades que incrementen la productividad y efectividad de las operaciones y los procedimientos administrativos, financieros y legales.

Adicionalmente, este Comité en coordinación con el Comité de Operaciones de Planificación y Finanzas, previo a su sometimiento a la Junta Directiva, conoce y valida los Presupuestos Originales de Inversiones, Operaciones y Divisas como parte del proceso anual de formulación presupuestaria de organizaciones, negocios y filiales de Petróleos de Venezuela, S.A., asociadas a las actividades de Refinación, Comercio y Suministro. Asimismo, asegura el logro de los resultados volumétricos y financieros previstos en el presupuesto anual, promoviendo el intercambio entre las distintas organizaciones de las experiencias positivas y lecciones aprendidas que conduzcan al éxito y al mejor aprovechamiento de los recursos; revisa periódicamente los planes corporativos de contingencia en aquellos casos donde sea necesario su implantación y solicita la realización de las evaluaciones que el Comité considere como relevantes, a objeto de medir la efectividad real de dichos planes de contingencia.

Por otra parte, este Comité aprueba o respalda, según su nivel de delegación de autoridad, la contratación de bienes, obras y servicios; evalúa la gestión tecnológica de las organizaciones, asociada a los planes establecidos en la estrategia tecnológica corporativa; promueve el intercambio de experiencias tecnológicas exitosas entre las distintas organizaciones, impulsando su uso y masificación en el resto de la Corporación en la búsqueda de un incremento significativo de la productividad de los activos de la Empresa, reducción de costos y adiestramiento del personal en el uso de las mejores prácticas.

g. Comité de Refinación

El Comité de Refinación fue creado para resolver todo lo asuntos relacionados con la operación, administración y mantenimiento de las refinerías que integran el sistema refinador nacional e internacional de PDVSA.

Dicho Comité tiene entre sus atribuciones respaldar, para su sometimiento al Comité de Operaciones de Refinación, Comercio y Suministro, las modificaciones a los Programas y Proyectos de todas las organizaciones de los negocios, organizaciones y filiales de refinación y de las filiales y negocios encargadas del mantenimiento de las refinerías; así como, las modificaciones a los Presupuestos Aprobados de Operaciones y de Divisas, cuando estas modificaciones y/o variaciones causen que los correspondientes presupuestos excedan los toques establecidos por las respectivas Asambleas de Accionistas.

Asimismo, autoriza y aprueba a los negocios, organizaciones, filiales de refinación, filiales y negocios encargadas del mantenimiento de las refinerías, la celebración de convenios de cooperación, a nivel nacional e internacional, con entes gubernamentales y privados que permitan obtener sinergias y mejoras en la calidad de la gestión; evalúa la gestión de las organizaciones y filiales a su cargo; hace seguimiento al desempeño de los negocios, organizaciones, filiales de refinación, filiales y negocios encargadas del mantenimiento de las refinerías, mediante el uso de indicadores de resultados para orientar la gestión hacia el logro de los objetivos estratégicos establecidos; autoriza o respalda, según su nivel de autoridad delegada, la contratación de bienes, obras y servicios de todas las organizaciones y filiales de refinación y de las filiales y negocios encargadas del mantenimiento de las refinerías.

h. Comité de Comercio y Suministro

El Comité de Comercio y Suministro tiene como alcance en materia de competencias y negocios, resolver todo los asuntos relacionados con la comercialización de petróleo y productos, fletamentos y registro de clientes en las referidas áreas, así como asuntos estratégicos y operacionales de los negocios de Comercio y Suministro, Refinación y Mantenimiento de Refinerías y Mejoradores.

En este sentido, el comité tiene entre sus atribuciones autorizar la celebración de contratos de compra/venta de petróleo y productos, a escala nacional e internacional,

hasta por tres años, independientemente del monto del contrato; la celebración de convenios de intercambios/compra/venta de petróleo y productos en ultramar, hasta por tres años, independientemente del monto del contrato y la celebración de convenios de suministro/intercambios/compra/venta de petróleo y productos, a escala nacional e internacional, con empresas mixtas y otras formas de asociación comercial por períodos de hasta tres años, independientemente del monto del contrato.

Asimismo, el Comité revisa y aprueba las modificaciones/actualizaciones de las políticas referidas al manejo de clientes, en el Registro de Clientes y Proveedores; las propuestas de suspensión/rechazos de clientes y proveedores; aprueba los Contratos de Fletamento a tiempo determinado y de remolcadores por servicios en muelles, hasta por tres años, independientemente del monto del contrato; evalúa la gestión de las organizaciones y filiales a su cargo, entre otras.

i. Comité de Operaciones de Planificación y Finanzas

El Comité de Planificación y Finanzas se encarga de velar por la adecuada y oportuna orientación estratégica de las actividades de PDVSA, según los lineamientos y políticas del Accionista, expresada a través de los planes, programas y proyectos de la Corporación. Asimismo, se encarga del control, seguimiento y rendición de cuentas del cumplimiento de la estrategia y la gestión financiera de las organizaciones de PDVSA y sus filiales.

j. Comité de Recursos Humanos

El Comité de Recursos Humanos de PDVSA es un órgano de soporte a la Junta Directiva que, asesora, aprueba y hace seguimiento a todo lo relativo con el personal en aspectos estratégicos, de acuerdo con las normativas de administración de PDVSA y los lineamientos de la Junta Directiva.

k. Comité de Volumetría

Creado con la finalidad de mantener un monitoreo permanente, sistemático y adecuado de las metas de producción y coordinar a los distintos negocios involucrados en el cumplimiento de la volumetría propuesta en los planes y presupuestos anuales de la Corporación.

l. Comité Operativo para el Sector no Petrolero

Tiene como finalidad conocer todo lo relativo a las actividades de las filiales de PDVSA calificadas como no petroleras, así como también, las contrataciones, mantenimiento de infraestructura, seguimiento de políticas y licitaciones de los negocios de las referidas filiales.

m. Comité Operativo de Automatización, Informática y Telecomunicaciones

Creado con el objeto de conocer todo lo relativo a las actividades desarrolladas por la Corporación y sus filiales relacionadas con programas y proyectos en materia de automatización, informática y telecomunicaciones.

n. Comité Operativo de Ambiente

Su objetivo es dar cumplimiento al Plan de Inversiones y Operacional de los negocios y filiales de PDVSA, en lo concerniente a la función de ambiente.

o. Comité Operativo de Seguridad Industrial e Higiene Ocupacional

Creado con el objeto para dar cumplimiento al Plan de Inversiones y Operacional de los negocios y filiales de PDVSA, en lo relativo a la función de seguridad e higiene.

p. Comité de Dirección de Proyectos de Vivienda

Este Comité tiene potestades de gestión, dirección, control y revisión de los proyectos de vivienda desarrollados o bajo la responsabilidad de la Corporación, centralizando la dirección estratégica y operacional de los desarrollos habitacionales a cargo de PDVSA.

q. Comité de Infraestructura de Suministro de Combustible para las Plantas de Generación Eléctrica a Escala Nacional

Este comité tiene como alcance en materia de competencia y negocios, estabilizar el suministro de combustible a las referidas plantas, incluyendo los análisis para la posible incorporación de volúmenes adicionales de gas al sistema y la revisión de los procesos para la optimización del uso del gas.

Adicionalmente, dicho Comité diseña estrategias para la incorporación de volúmenes de gas adicionales hacia las Plantas de Generación Eléctrica a nivel nacional; así como también, para garantizar los volúmenes de gas y combustible requerido por estas Plantas. Asimismo, evalúa los procesos para la optimización del uso del gas y combustible, y elabora el plan para mejorar los procesos para la optimización del uso de dichos procesos.

r. Control Interno

PDVSA, cumpliendo su objetivo social bajo la administración y atribuciones de la Junta Directiva, según sus estatutos, ejecuta sus operaciones, estableciendo y manteniendo un adecuado control y supervisión de las actividades sobre la base de conceptos y principios generalmente aceptados, en concordancia con las leyes, normas aplicables y las mejores prácticas corporativas y profesionales.

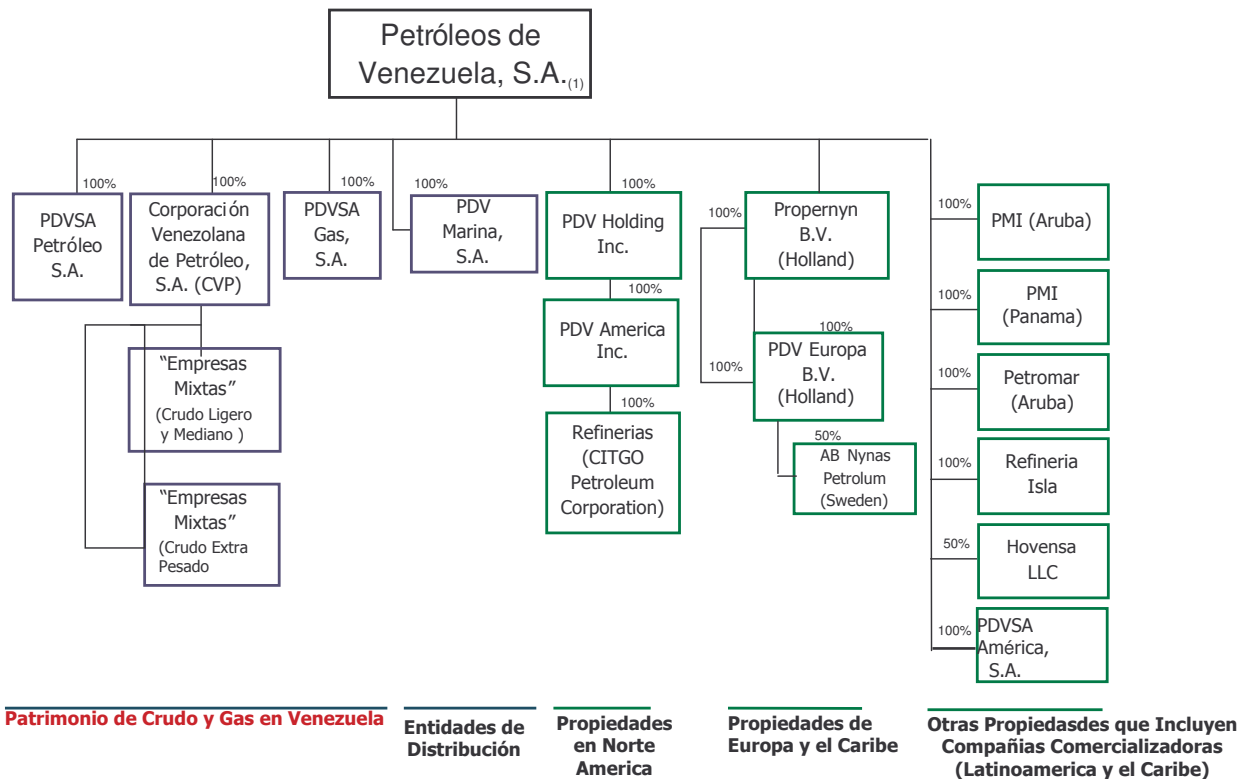
En este sentido, el Sistema de Control Interno de PDVSA, está conformado por entes y organizaciones validadoras y evaluadoras internas (Auditoría Interna Corporativa, Auditoría Fiscal, Gerencia Corporativa de Prevención y Control de Pérdidas y la Gerencia Corporativa de Normas, Procedimientos, Control Interno y Calidad de Procesos adscrita a la Dirección Ejecutiva de Finanzas) y externas (El Ministerio, Comisario Mercantil, Auditores Externos y Contraloría General de La República). Internamente está constituido por un conjunto de políticas, normas y procedimientos, formalmente dictadas y orientadas al funcionamiento coordinado de este sistema. Reforzada mediante una mayor participación de las direcciones, gerencias, organizaciones corporativas, y comités delegados auxiliares de la Junta Directiva de PDVSA: Operaciones de Exploración, Producción y Gas (EPYGAS), Operaciones de Refinación, Volumetría, Auditoría, Planificación, Finanzas y Recursos Humanos, entre otros.

En concordancia, con el Proyecto Nacional Simón Bolívar en cuanto a garantizar la transparencia y democratización de la información; así como también, en lo relacionado con la profundización de la política de maximización de la captación de la renta petrolera en todas las fases del proceso, considerando como política, la mejora de los procesos administrativos internos de la industria, durante el año 2011; el Comité Ejecutivo de PDVSA instruyó certificar el adecuado control interno relacionado con los estados financieros de la Corporación, incluyendo procesos de evaluación de fraude y conductas irregulares. En este sentido, la instrucción contempló la creación de una estructura organizacional adscrita a la Dirección Ejecutiva de Finanzas, responsable de la ejecución del proyecto de certificación.

Al finalizar el proyecto de Certificación se espera obtener una declaración por parte de la gerencia de PDVSA sobre la efectividad del control interno relacionado con los estados financieros de la Corporación, auditada por los auditores externos de PDVSA

NOTA: Mayor información sobre Control Interno se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2011, que se acompaña.

3.8.2 ESTRUCTURA CORPORATIVA



3.8.3 Comisarios

Hermías Ferrer (C.P.C. 37.772)
Comisario Principal

Ángel Díaz (C.P.C. 77.389)
Comisario Suplente

3.8.4 Auditores Externos:

Rodriguez, Velásquez & Asociados, firma miembro de KPMG

3.9 Principales Productos y Servicios:

3.9.1 DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

PDVSA desarrolla las operaciones principalmente a través de sus empresas filiales; también participa en asociación con empresas locales y extranjeras, estas últimas,

sujetas a leyes y regulaciones dispuestas para tal fin. Las operaciones correspondientes al sector petrolero incluyen:

- Exploración, producción y mejoramiento de petróleo y gas natural.
- Refinación, comercio y suministro de petróleo y productos refinados.
- Procesamiento, transporte y mercadeo de gas natural.

Las reservas de petróleo y gas natural, así como también las operaciones de producción y mejoramiento se encuentran localizadas sólo en la República Bolivariana de Venezuela. Las operaciones de exploración, refinación, transporte y mercadeo se ubican en La República, El Caribe, Norteamérica, Suramérica, Europa y Asia.

En el marco del proceso de transformación y cambio de la nueva PDVSA, la Corporación ha impulsado el fortalecimiento del nuevo modelo socio productivo nacional, a través de la creación de las llamadas filiales No Petroleras. Estas empresas se han constituido en el pilar clave para la construcción de un nuevo modelo socialista de negocios, que apalanque el proceso de transformación y cambio del aparato productivo nacional. De esta manera, la industria petrolera venezolana en aras de profundizar aceleradamente su orientación al desarrollo endógeno, socio productivo, social y cuidado ambiental del país amplía su ámbito de acción creando mayores posibilidades de generar actividad económica y de participación social, a partir del retorno de inversión proveniente de la explotación petrolera.

a. Actividades

Las operaciones “aguas arriba” comprenden las actividades de exploración, producción y mejoramiento de petróleo, las cuales para el año 2011 están distribuidas en cinco divisiones: Occidente, Oriente, Centro Sur, Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) y Costa Afuera, manejadas por la Vice-Presidencia de Exploración y Producción, incluyendo las operaciones de las empresas mixtas.

Con respecto al Negocio de gas comprenden: Producción, Compresión, Procesamiento de LGN y Metano, dada su importancia, esta industria está presente en casi todo el país

Las operaciones “aguas abajo” incluyen las siguientes actividades:

- Refinación y mercadeo de productos en La República bajo la marca PDV®.
- Refinación y mercadeo de petróleo y productos en el mercado internacional: El Caribe, Estados Unidos y Europa.
- Ejecución de actividades de transporte marítimo de hidrocarburos.
- Transporte distribución y comercialización de gas y LGN en el mercado interno, así como la exportación de LGN.
- Actividades de investigación y desarrollo

b. Desarrollo Social

- Durante el período 2001-2011, y con mayor énfasis a partir del año 2003, en concordancia con los lineamientos y estrategias del Ejecutivo Nacional, PDVSA ha participado en el desarrollo social e integral del país, apoyando las obras o servicios destinados al desarrollo de infraestructura, vialidad, actividades agrícolas, producción y distribución de alimentos, salud, educación y cualquier otra inversión productiva en La República Bolivariana de Venezuela. PDVSA ejecuta sus proyectos sociales por medio de fideicomisos, misiones y programas sociales; asimismo, contribuye con aportes creados por Ley para el Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN).

c. Convenios de Cooperación Energética

- El Gobierno Revolucionario de La República Bolivariana de Venezuela mantiene con gobiernos de otros países, principalmente latinoamericanos y del Caribe, el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas (ACEC), el Convenio Integral de Cooperación (CIC) y el Convenio de Cooperación Energética PETROCARIBE (PETROCARIBE). Estos acuerdos establecen, entre otros aspectos, que PDVSA suministrará petróleo y sus productos a las empresas petroleras estatales de los países suscritos, bajo ciertas condiciones en ellos establecidos.
- La mayoría de estos acuerdos de suministro establecen, entre otras condiciones, un precio de venta equivalente al valor de mercado, términos de pago entre 30 y 90 días para una porción significativa de cada embarque, y una porción remanente a largo plazo, a ser pagada entre 15 y 25 años. Los acuerdos serán efectivos por un año y pueden renovarse por acuerdo entre las partes involucradas.

d. Nuevos Negocios

Como parte de la política de rescate de la soberanía petrolera nacional, y en consideración a las estrategias nacionales de interdependencia y solidaridad internacional, PDVSA está desarrollando proyectos y mecanismos que incentiven el desarrollo industrial del país, con criterio soberano, humanista y en armonía con el medio ambiente, respetando las características particulares de las distintas localidades

en nuestro territorio y que contribuyan a la construcción de una nueva estructura económica y social incluyente.

Los proyectos y mecanismos de asociación contemplan la creación de empresas proveedoras de bienes y prestadoras de servicios, las cuales apalancarán los proyectos estratégicos del Plan Siembra Petrolera ⁵, mediante actividades de fabricación, ensamblaje, producción y suministro de los bienes, equipos, partes y piezas, e insumos necesarios y estratégicos para el desarrollo de la industria.

3.10 Plan Estratégico:

El Plan Siembra Petrolera 2012 – 2018 fue elaborado tomando en consideración la recuperación que tendrá la economía mundial de la actual crisis; el dominio de los combustibles fósiles en la matriz energética mundial, marcada dependencia petrolera de las principales potencias, concretamente EE.UU., China e India y la proyección de la oferta mundial tomando en consideración la concentración de las reservas en los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en donde resalta una fuerte cohesión de sus miembros y por último los retos asociados al crecimiento de la producción de petróleo y gas natural en La República y la consolidación de los negocios no petroleros.

En lo que se refiere a la orientación general dada por el Accionista, la misma se basa en los tres lineamientos principales que a continuación se presentan, según las Políticas y Estrategias para el Sector de Hidrocarburos, Junta Directiva de Petróleos de Venezuela, S.A.:

- **Soberanía e Independencia Económica**

Mantener subordinada la estrategia y los planes de inversión sobre los hidrocarburos con el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación, a fin de que todas las actividades que realice la Industria Petrolera, aseguren la asignación de medios que contribuyan al crecimiento económico y social sostenido de la nación. Dicha sujeción ha sido presentada al país como el Plan Siembra Petrolera, convirtiéndose éste en un instrumento para el desarrollo endógeno del país.

- **Posicionamiento Geopolítico de La República en el Ámbito Internacional**

Continuar apoyando al Ministerio en el fortalecimiento de la OPEP, para la defensa activa de la política de valorización y correcta administración de nuestros recursos; en el desarrollo y fortalecimiento de los organismos de coordinación energética regional como el ALBA, Petrocaribe, Petrosur y demás iniciativas de cooperación impulsadas por el Estado; continuar la reorientación de los negocios en el exterior y reafirmar la estrategia de diversificación de mercados.

⁵ Ver Capítulo III Plan Estratégico (¿la referencia debería ser a la nueva sección 3.10?. Si es así, favor indicar para añadir la referencia al mismo párrafo) .

- **Estrategia empresarial para el sector de hidrocarburos**

La estrategia principal es llevar a cabo las políticas trazadas por el Ejecutivo Nacional y lograr la valorización de nuestro recurso natural de hidrocarburos en beneficio de la Nación. En cumplimiento de este objetivo, PDVSA estará sujeta a las condiciones siguientes:

- Profundizar el proceso de democratización de las relaciones de trabajo en donde se garantice la participación y discusión de todos los trabajadores sin distinción alguna, en el desarrollo de los lineamientos, políticas petroleras y estrategias de planes de desarrollo de la Corporación.
- Mantener la continuidad operacional en forma efectiva y eficiente, conforme a las mejores prácticas científicas, técnicas y gerenciales, normas y procedimientos sobre seguridad, higiene, protección y remediación ambiental, para el aprovechamiento y explotación racional de los hidrocarburos.
- Continuar el proceso de transformación y convertirse en una empresa socialista del Estado.
- Diversificar sus planes de adquisición de tecnología, desarrollar las propias y asegurar la transferencia tecnológica a través de una sólida política de industrialización.
- Continuar el desarrollo de las actividades, programas y proyectos necesarios para remediar los pasivos ambientales y minimizar el impacto ambiental de las operaciones.
- Asegurar la autosuficiencia en materia de energía eléctrica para la Industria Petrolera.
- Ajustar los planes al nivel estratégico el uso de combustibles para la generación eléctrica.

En cuanto a los objetivos estratégicos del Plan Siembra Petrolera 2012 – 2018, éstos se focalizan en los siguientes aspectos:

- Las metas volumétricas reflejarán los esfuerzos asociados al desarrollo acelerado de la FPO, dada la declinación de la producción de las Áreas Tradicionales del Occidente, Centro – Sur y Oriente del país. Sin embargo, en estas áreas tradicionales se orientarán los esfuerzos al mantenimiento de la producción buscando alcanzar el mayor porcentaje de éxito volumétrico.
- Desarrollo del gas Costa Afuera para satisfacer el mercado interno.
- Impulso al desarrollo socialista integral del país y el equilibrio territorial.
- Absoluta soberanía sobre el recurso petrolero y gasífero.

Los grandes retos a los cuales se enfrentará la gerencia de PDVSA en el mediano plazo son principalmente alrededor del gran desarrollo de la FPO; sin embargo se trabajará en el mantenimiento óptimo de los reservorios de petróleo y gas natural y de las instalaciones de producción que sustentan la actual producción. En cuanto al esfuerzo exploratorio, se mantendrán la actividad en nuevas áreas en la búsqueda de petróleo condensado, liviano y mediano, así como de gas natural.

Principales metas para el año 2018:

De acuerdo al Plan, las principales metas establecidas para el año 2018, son:

- Incrementar la capacidad de producción de petróleo hasta 5.819 MBD, de los cuales 2.616 MBD corresponderán a gestión directa; 704 MBD a empresas mixtas liviano-mediano; 664 MBD a empresas mixtas de la FPO y 1.835 MBD a nuevas empresas mixtas en la FPO.
- Elevar la capacidad instalada de refinación hasta 4,1 MMBD.
- Exportar un volumen de petróleo y productos de 4,8 MMBD.
- Aumentar la producción de gas natural a 11.839 MMPCD.
- Incrementar la producción de LGN a 296 MBD.

3.11 RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIONES Y PRINCIPALES PROYECTOS

Desarrollando estas estrategias de negocios, PDVSA estima que su plan de inversiones necesitará, en el período 2012-2018, unos 275 mil millones de dólares para alcanzar una producción sostenible de 5.819 MBD de Petróleo y 296 MBD de LGN. PDVSA espera proveer cerca de 77% de los fondos requeridos para este plan (214 mil millones de dólares), 18% por medio de inversiones con terceros (50 mil millones de dólares) y 4% en inversiones asociadas al Proyecto Socialista Orinoco (11 mil millones de dólares). La siguiente tabla muestra un sumario de las inversiones de capital del año 2011 y el estimado para el resto del período 2012-2018.

DESEMBOLSOS POR INVERSIONES (EXPRESADO EN MILLONES DE DÓLARES)

Real 2011	Desembolsos por Inversiones	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total 2012-2018
203	EXPLORACIÓN	207	1.010	1.173	1.298	718	820	817	6.043
5.053	PRODUCCIÓN ESFUERZO PROPIO	6.292	9.073	9.084	6.911	7.570	6.344	4.692	49.966
3.238	PRODUCCIÓN DE CRUDO EMPRESAS MIXTAS	4.218	16.615	17.489	16.614	13.461	8.256	5.136	81.789
1.525	REFINACIÓN EXISTENTE	2.123	4.723	5.017	3.536	2.515	1.577	392	19.883
1.603	DESARROLLO GAS EN TIERRA	1.600	5.427	4.857	3.994	3.891	3.137	3.086	25.992
98	NUEVAS REFINERÍAS Y MEJORADORES	372	10.087	16.360	20.105	10.085	2.475	6	59.490
798	COMERCIO Y SUMINISTRO	1.839	652	380	195	124	8	8	3.206
24	PROYECTO SOCIALISTA ORINOCO	284	2.808	2.765	2.002	1.368	907	795	10.929
1.460	FILIALES NO PETROLERAS	2.076	2.246	1.707	707	501	687	431	8.355
3.531	OTROS	5.896	568	568	568	568	568	568	9.304
17.534	TOTAL	24.909	53.209	59.400	55.930	40.801	24.779	15.931	274.959

3.12 PRINCIPALES PROYECTOS

A continuación, se muestra un resumen de los principales proyectos incluidos en el Plan Siembra Petrolera:

a. Nuevos Desarrollos en la Faja Petrolífera del Orinoco

El Plan Siembra Petrolera contempla la producción de 4.196 MBD de petróleo, y el desarrollo de seis mejoradores, con una capacidad de 200 MBD c/u.

Para el desarrollo de la FPO se requiere realizar una inversión estimada de 170.643 millones de dólares hasta el año 2021, de los cuales 30.229 millones de dólares corresponden al área tradicional u operativa y 140.414 millones de dólares a los nuevos desarrollos y empresas mixtas. Este último monto, se desglosa en 89 millones de dólares en el bloque Boyacá, 27.455 millones de dólares en el bloque Junín, 7.508 millones de dólares en el bloque Ayacucho, 40.797 millones de dólares en el bloque Carabobo, 34.380 millones de dólares en Mejoramiento, 10.481 millones de dólares en los oleoductos y terminales, y 19.704 millones de dólares en el PSO.

Durante el año 2009, el Ministerio dio inicio al Proyecto Carabobo, conformado por la construcción de tres proyectos integrados, desarrollados bajo la figura de empresas mixtas, con participación de hasta 40% para los socios.

Los desarrollos contemplan la producción de petróleo extrapesado en las áreas Carabobo 1 Central (179,83 km²), Carabobo 1 Norte (203,29 km²), Carabobo 2 Norte (132,34 km²) y Carabobo 4 Oeste (209,87 km²), así como la construcción de dos mejoradores con capacidad para procesar petróleo de alta calidad de aproximadamente 32° API y 42° API sin residuo de fondo. Además, cada proyecto comprende áreas con reservas suficientes en la estructura Morichal para sostener una producción de al menos 400 MBD (200-240 MBD cada mejorador).

El consorcio ganador para la explotación del bloque Carabobo 3 (Carabobo 2 Sur, Carabobo 3 Norte y Carabobo 5), lo integran la española Repsol YPF, la malaya Petronas y las indias Indian Oil, ONGC, y Oil India, las cuales constituyen la empresa mixta PetroIndependencia, S.A. desde junio del año 2010. Mientras que el bloque Carabobo 1 (Carabobo 1 Centro y Carabobo 1 Norte), será explotado por el consorcio integrado por la estadounidense Chevron Texaco, las japonesas Inpex y Mitsubishi y la venezolana Suelopetrol, que se constituyeron en la empresa mixta PetroCarabobo S.A. Se estima que se inicie la producción temprana en el año 2012 y se alcance el desarrollo total del campo en el año 2017.

En cuanto al Desarrollo de Junín, se crearon las siguientes empresas mixtas:

- PetroMacareo S.A. (Junín 2): La Asamblea Nacional aprobó la conformación de la empresa mixta entre PDVSA y Petrovietnam, con una participación accionaria de 60% y 40% respectivamente, para la exploración y mejoramiento de las reservas de este bloque. Las inversiones contempladas en su desarrollo al año 2021, se

- estiman en 3.899 millones de dólares, esto incluye renglones asociados a perforación, desarrollos de infraestructura, actividades no generadoras y mejoramiento.
- PetroUrica S.A. (Junín 4): La Asamblea Nacional aprobó la conformación de la empresa mixta entre PDVSA y China National Petroleum Corporation (CNPC), con una participación accionaria de 60% y 40% respectivamente, para producir 400 MBD de petróleo extrapesado. Las inversiones contempladas en su desarrollo al año 2021 se estiman en 3.850 millones de dólares.
 - PetroJunin S.A. (Junín 5): sociedad conformada entre PDVSA y la empresa italiana ENI, con una participación accionaria de 60% y 40% respectivamente; para el desarrollo de las reservas de este campo, apuntando a una producción inicial de 75 MBD de petróleo mejorado (16 °API) en 2013, hasta llegar a 240 MBD en 2016, con una inversión de 8.300 millones de dólares. Las inversiones contempladas en su desarrollo al año 2021, se estiman en 2.550 millones de dólares.
 - En noviembre de 2010 se autorizó en la Asamblea Nacional la creación de una empresa mixta de refinación, entre PDVSA y la Empresa Italiana ENI; para la construcción de una refinería con capacidad para procesar 350 MBD de petróleo, la cual estará ubicada en el Complejo José Antonio Anzoátegui, al norte del estado Anzoátegui. Del mismo modo, fue firmado un Memorando de Entendimiento para el desarrollo de una planta termoeléctrica con más de 100 MW la cual será construida en el Complejo Antonio José de Sucre en Guiria, estado Sucre; ambos proyectos tienen un estimado de inversión de 18.700 millones de dólares.
 - PetroMiranda S.A. (Junín 6): Empresa mixta constituida entre PDVSA y el Consorcio Petrolero Nacional de Rusia (CNP) compuesto por Rosneft, Lukoil, Gazprom, TNK-BP y Surgutneftegaz, con una participación accionaria de 60% y 40% respectivamente; trabajarán en conjunto con CVP para la exploración y producción de petróleo. La producción máxima de esta empresa mixta se estima en 450 MBD de petróleo extrapesado, a partir de 2017. Este proyecto incluye un mejorador. Las inversiones contempladas en su desarrollo al año 2021 se estiman en 6.425 millones de dólares.
 - Junín 1 y Junín 8 SINOPEC (CHINA): En el mes de diciembre de 2010 se firmó Memorándum de Entendimiento (MDE) para evaluar el desarrollo de los bloques Junín 1 y Junín 8 con la empresa china SINOPEC.
 - Junín 10 TOTAL (Francia) y STATOILHYDRO (Noruega): El 21 de enero de 2010, se dio por terminado el proceso de selección de socios para el bloque, debido a que las propuestas hechas por Total y Statoilhydro no cumplieron las condiciones exigidas, razón por la cual el bloque será desarrollado con esfuerzo propio de PDVSA. Las inversiones contempladas en su desarrollo al año 2021, se estiman en 4.855 millones de dólares.
 - Junín 11 Consorcio Japonés (Jogmec, Inpex y Mitsubishi): Se presentó ante el comité guía los resultados del estudio, en donde se concluyó seguir profundizando otros posibles esquemas que permitan la viabilidad del desarrollo, así como la posibilidad de evaluar otros bloques en la Faja.
 - El Proyecto Socialista Orinoco (PSO) en la FPO: se orientó a la planificación detallada y ejecución de proyectos estructurantes en las siete líneas programáticas definidas para ello: viabilidad y transporte, electricidad, agua y saneamiento, hábitat

y vivienda, salud, educación y socio productivo. En su planificación de mediano y largo plazo, el PSO asume la coordinación, desarrollo y ejecución de estos proyectos que significarán el apalancamiento de la actividad petrolera y la activación de otras actividades económicas en la FPO, apoyados en el Comité de Coordinación Interinstitucional para la Planificación del PSO, integrado por diversos ministerios y la Corporación Venezolana de Guayana. Se elaboraron los estudios de Conceptualización de: a) Ferrocarril para el transporte de manejo de sólidos; b) Base Petroindustrial de Soledad; c) Muelle Auxiliar de Soledad; d) Acueducto Ayacucho y e) Desarrollo Urbano de San Diego de Cabrutica. Igualmente la Visualización del Acueducto Carabobo y de la Base Petroindustrial Chaguaramas/Junín. Las inversiones contempladas en su desarrollo al año 2021, se estiman en 19.704 millones de dólares.

- El resto de las inversiones al año 2021 de las empresas mixtas se desglosan entre las empresas Petromonagas 5.257 millones de dólares, Sinovensa 8.876 millones de dólares, Petrocarabobo 11.170 millones de dólares, Petroindependencia 11.181 millones de dólares, Petrodelta 4.314 millones de dólares, Petrocedeño 10.063 millones de dólares, Petroindovenezolana 620 millones de dólares, Petropiar 3.956 millones de dólares, Petrovenbras 28 millones de dólares, Petrokaki 51 millones de dólares, Petrokariña 161 millones de dólares, Petrolera Sinovenezolana 22 millones de dólares, Petroritupano 406 millones de dólares, Petronado 299 millones de dólares, Petrocuragua 41 millones de dólares, Petrolera Bielo Venezolana 1.316 millones de dólares, Petrozumano 1.148 millones de dólares, Vencupet 78 millones de dólares y Petroguárico 89 millones de dólares.

b. Proyecto Integral de Exploración (PIEX)

Este proyecto tiene como objetivo el descubrimiento e incorporación de reservas de hidrocarburos por 6.232 MMBls. y de 28.814 MMMPC de gas. El saldo preliminar al 31 de diciembre del año 2011 de las obras en progreso se ubicó en 489 millones de dólares. Está conformado por siete sub-proyectos, el cuadro siguiente se indican las reservas a incorporar, las sísmicas a adquirir y el monto de la inversión de cada uno de los sub-proyectos:

SUB-PROYECTOS QUE CONFORMAN EL PIEX

Sub-Proyectos	Incorporación		Adquisición		N° de Pozos Exploratorios	Tiempo del Proyecto	Inversión total de Proyecto (MMUS\$)
	Reservas de Hidrocarburos (MMBLs.)	Reservas de Gas (MMMPC)	Sísmica 2D (Km)	Sísmica 3D (Km2)			
PIEX Fachada Caribe	1.798	15.349	35.263	5.442	49	2008-2021	1.343
PIEX Anzoategui Monagas Central Pantano	1.136	3.379	-	900	22	2007-2021	465
PIEX Norte Monagas Serranía	1.242	4.938	1.800	5.000	20	2007-2021	558
PIEX Trend Anaco Guárico	195	1.286	3.450	3.574	7	2009-2019	308
PIEX Zulia Oriental Falcón	1.075	1.380	1.600	8.428	20	2007-2021	653
PIEX Centro Sur Sur	376	347	2.016	2.275	12	2007-2020	264
PIEX Centro Sur Norte	410	2.135	1.200	4.424	25	2007-2018	478
Total	6.232	28.814					

c. Proyecto Gas Anaco

El Proyecto Gas Anaco (PGA) tiene como objetivo la construcción de cinco centros operativos con capacidad de recolectar, comprimir y transferir una producción de 2.559 MMPCND de gas y 34,55 MBD de petróleo liviano, con la finalidad de manejar en forma confiable y segura la producción de gas y petróleo de los campos San Joaquín, Santa Rosa y Zapato Mata R, como parte de la Fase I; y Santa Ana y Aguasay como parte de la Fase II. Además, se contempla la construcción de la infraestructura para interconectar los centros operativos del proyecto y la sala de control de producción Gas Anaco, con la finalidad de efectuar monitoreo, manejo de alarmas, tendencia histórica de variables, simulaciones de producción, pruebas de pozos y manejo de activos.

La inversión total estimada es de 2.741 millones de dólares y se estima que el proyecto culmine en el año 2016. El saldo de las obras en progreso, al 31 de diciembre de 2011 es, aproximadamente, de 2.072 millones de dólares.

d. Proyecto Gas San Tomé

El Proyecto Gas San Tomé consiste en la construcción de la infraestructura de superficie requerida para manejar un potencial máximo establecido de 600 MMPCND de gas, 30 MBD de petróleo, 21 MBD de agua y apalancar el desarrollo social del área con el fin de impulsar el progreso endógeno en el sur del estado Anzoátegui. Este proyecto contempla lo siguiente:

- a) La construcción y adecuación de 38 estaciones de flujo, ocho estaciones de descarga, ocho plantas de tratamiento e inyección de agua, ocho plantas compresoras con capacidad para 550 MMPCD / 152 MBHP y la construcción de 150 Km y 180 Km del sistema de recolección de gas en baja presión, líneas de flujo y 200 Km de oleoductos.
- b) El costo total estimado del proyecto es de 1.400 millones de dólares, y se estima que culmine en el cuarto trimestre del 2016. El monto ejecutado de las obras en progreso, al cierre del año 2011 es, aproximadamente, de 182 millones de dólares.

e. Aumento de la Capacidad de Fraccionamiento Jose

El proyecto ACFJ tiene como objetivo el aumento de la capacidad de fraccionamiento de LGN en Jose hasta 250 MBD. Adicionalmente considera la infraestructura para transporte, almacenamiento y despacho de productos (Propano, Iso-Butano, N-Butano, Pentano y Gasolina), así como también, los servicios industriales correspondientes. Contempla la construcción y puesta en marcha de las siguientes instalaciones:

- Poliducto de San Joaquín - Jose de 110 km de 26" de diámetro.
- V Tren de Fraccionamiento LGN (50 MBD).
- Servicios Industriales.

- Cuatro Tanques Refrigerados, dos tanques de C3 de 500 MBIs cada uno y dos tanques de C4 de 100 MBIs cada uno.
- Tren de refrigeración mecánica con propano para 100 MBD.
- Tanques atmosféricos.
- Esferas Presurizadas.
- Adecuación del terminal marino.

En el año 2011, se culminó la ingeniería básica del paquete de tratamiento de propano del V tren de Refrigeración y se alcanzó 79% en la construcción del Poliducto San Joaquín–Jose, entre otras. La inversión total estimada es de 651 millones de dólares y se estima que el proyecto culmine en el año 2015. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente, 252 millones de dólares.

f. Soto I

El proyecto tiene como objetivo la instalación de una planta modular de extracción Profunda de LGN y los Servicios Auxiliares del Módulo I y II, con capacidad para procesar 200 MMPCD de gas y producir 15 MBD de LGN, así como también, la construcción de un Poliducto de 10” para transportar LGN desde Soto hasta San Joaquín y la Infraestructura Eléctrica que garantice la autosuficiencia eléctrica de la planta, garantizando con su operación, el aprovechamiento de las corrientes de gas provenientes del área Mayor de Oficina (AMO) y Distrito San Tomé para cumplir con la demanda del mercado interno y el suministro de Propano y futura producción de Etano a la empresa petroquímica. El proyecto contempla la ejecución de:

- Una planta modular de extracción profunda de líquidos del gas natural (LGN) con capacidad de procesar 200 MMPCED.
- 35 Km de Poliducto de 16” desde Soto a Planta de extracción San Joaquín.
- Infraestructura Eléctrica a Subestación SOTO Norte.

El costo estimado del proyecto es de 400 millones de dólares y el saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011, es aproximadamente 174 millones de dólares.

g. IV Tren San Joaquín

El proyecto tiene como objetivo construir las instalaciones de procesos y servicios de una planta de extracción de LGN, que permita el incremento de la capacidad de procesamiento en el área de Anaco en 1.000 MMPCD con 98% de recobro de propano (C3+), generando 50 MBD de LGN y 890 MMPCD de gas residual a los sistemas de transporte de gas al mercado interno, contribuyendo al desarrollo potencial de la industria petrolera, petroquímica y social del país. El proyecto tiene como fecha estimada de culminación en el año 2015. Contempla la ejecución de:

- IV Tren de extracción profunda de LGN, con una capacidad de 1.000 MMPCD, cuyo diseño contempla dos fases: Fase I con 98% de recobro de C3+ y una producción de 50 MBD; Fase II, con 98% de recobro de metano (C2) y 100 % de recobro de C3+.

- Nueva infraestructura administrativa, operacional, vialidad y de servicio de la planta de extracción San Joaquín.
- Nueva vialidad de acceso.

El costo estimado es de 1.521 millones de dólares. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es, aproximadamente, 518 millones de dólares.

h. Pirital I

El proyecto tiene como objetivo ejecutar la construcción y puesta en marcha de una planta de extracción profunda con recobro de etano para la extracción de LGN, con una capacidad de procesamiento de 1.000 MMPCD de Gas Natural y las facilidades de transporte requeridas en Pirital, estado Monagas. Se estima su finalización en el año 2016.

El proyecto contempla la ejecución de:

- Un tren de extracción profunda de LGN con una capacidad de 1.000 MMPCD con 98% de recobro de C2+.
- Facilidades para el recobro de etano.
- Servicios industriales requeridos.
- Un poliducto.
- Un etanoducto.
- Facilidades para el manejo del gas de alimentación y descarga.
- Infraestructura administrativa, operacional y de servicio.

La inversión estimada del Proyecto Pirital es 1.681 millones de dólares. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es, aproximadamente de 15 millones de dólares.

i. Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO)

El Proyecto ICO tiene como objetivo conectar los sistemas de transmisión de gas natural de la región este y central de La República (Anaco, estado Anzoátegui a Barquisimeto, estado Lara) con el sistema de transmisión en el oeste del país (Ulé, estado Zulia y CRP, estado Falcón), a fin de cubrir la demanda de gas en esa zona del país, expandir la entrega de gas a otras regiones y ciudades dentro de la Nación, y a largo plazo, exportar gas hacia Colombia, Centro y Suramérica. Este proyecto incluye el diseño, ingeniería, procura y construcción de un gasoducto de 300 Km de longitud y 30 a 36" de diámetro; tres plantas compresoras (Morón 54.000 Hp, Los Morros 72.000 Hp y Altagracia 54.000 Hp).

La inversión estimada del Proyecto ICO es 891 millones de dólares. La ejecución financiera de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011, es aproximadamente de 160 millones de dólares.

j. Sistema Nor Oriental de Gas (SINORGAS)

El proyecto SINORGAS tiene previsto la construcción de una Infraestructura necesaria para manejar y transportar los volúmenes de gas a producirse en los desarrollos Costa Afuera en la región nororiental del país, desde Güiria hasta los centros de consumo en los estados Sucre, Nueva Esparta y norte de los estados Anzoátegui y Monagas. El proyecto tiene planificada su culminación para el año 2015.

El costo estimado del Proyecto SINORGAS es de 2.162 millones de dólares. El saldo de las obras en progreso al 31 diciembre de 2011 es aproximadamente 922 millones de dólares.

k. Jusepín 120

El proyecto tiene como propósito minimizar la emisión de gases del Complejo Jusepín con la instalación de cuatro motocompresores nuevos con manejo de 30 MMPCD de Gas, cada uno, mejorando la flexibilidad operacional para disminuir el cierre de producción por mantenimientos programados.

El costo total estimado del proyecto es de 41 millones de dólares, actualmente el proyecto se encuentra operativo comprimiendo 120 MMPCD a nivel de 120 Libras por Pulgada Cuadrada (LPC). El monto ejecutado de las obras al cierre del año 2011 es de aproximadamente 37 millones de dólares, se espera que para el final del primer trimestre del año 2012 se culminen las obras complementarias del complejo.

l. Proyecto Mariscal Sucre

Consiste en la perforación de 36 pozos, la construcción de dos plataformas de producción, instalación de los sistemas de producción submarino, línea de recolección y sistema de exportación y construcción de las siguientes instalaciones: 563 Km de tuberías marinas; urbanismo, vialidad, muelle de construcción y servicios en el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA); plantas de adecuación y procesamiento de gas PAGMI; generación de energía eléctrica (900 MW en Güiria y 450 MW en Cumaná, estado Sucre); redes de transmisión y distribución eléctrica, para incorporar al mercado interno el gas proveniente de los desarrollos Costa Afuera, en el oriente del país, desarrollando en armonía con el ambiente, 70% de las reservas de gas no asociado y líquidos condensados de los campos Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe, ubicados en el norte de Paria en Costa Afuera, para producir hasta 1.200 MMPCD de gas y 18 MBD de condensado. El proyecto contempla adicionalmente la construcción de la Sede de Macarapana, Puerto de Hierro y los proyectos sociales. El proyecto se despliega en el estado Sucre y zona marítima al norte del mismo, puntualmente en las ciudades: Cumaná (área administrativa), Carúpano (Centro de adiestramiento y base de operación) y Güiria (Base de operaciones).

El proyecto tendrá una inversión aproximada de 15.718 millones de dólares para ejecutarse en el período comprendido entre los años 2008 y 2017. El saldo de las obras

en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente 4.155 millones de dólares.

m. Plataforma Deltana

Este Proyecto está inmerso dentro del Proyecto Delta Caribe Oriental y comprende el desarrollo de exploración y explotación de gas no asociado Costa Afuera en un área de 9.441 Km.² en los cuales, existe reservas de hidrocarburos que se extienden a través de la línea de delimitación entre La República Bolivariana de Venezuela y La República de Trinidad y Tobago.

En este sentido, se están desarrollando una serie de proyectos de unificación de yacimientos con el país vecino, con la finalidad de manejar y administrar de manera efectiva y eficiente la exploración y explotación en zonas, en las cuales, existen tales yacimientos compartidos, conforme a lo establecido en el Tratado Marco sobre la Unificación de Yacimientos de Hidrocarburos que se extienden a través de la línea de delimitación firmado el 20 de marzo del año 2007. Para la ejecución de estos proyectos se estima una inversión de 1.800 millones de dólares.

Los proyectos asociados a los bloques en los cuales se dividió el área son:

- i. *Bloque 1 Proyecto de Unificación de Yacimientos Compartidos entre La República Bolivariana de Venezuela y Trinidad y Tobago (Campos Kapok-Dorado)*

El Proyecto tiene como finalidad valorar las reservas de gas natural no asociado de los Yacimientos del bloque 1 de Costa Afuera Oriental, a través del desarrollo de la infraestructura necesaria para perforar y producir el gas, así como, instalar una planta de gas natural licuado flotante en sitio, a fin de contribuir con el suministro de Gas Metano para Exportación. El Proyecto comenzó en el año 2007 con el proceso de unificación de yacimientos con Trinidad y Tobago. A la fecha, se continúa a la espera por negociación entre ambos países.

- ii. *Bloque 2 Proyecto de Unificación de Yacimientos Compartidos entre La República Bolivariana de Venezuela y Trinidad y Tobago (Campos Lorán-Manatee)*

El objetivo es llevar a cabo la explotación de los yacimientos de gas no asociado de los bloques 2 y 3 de La Plataforma Deltana, para su envío a la Planta de GNL I que estará ubicada en Güiría, con el propósito de suplir al mercado interno y a la Planta de GNL para su posterior exportación. Lo anterior está alineado con el objetivo de apalancar el crecimiento y desarrollo de la economía. Es importante resaltar que el bloque 3 no requiere de proyecto de unificación de yacimientos ya que los mismos se encuentran en territorio venezolano.

iii. *Bloque 3*

El bloque 3 de La Plataforma Deltana no requiere unificación por no tener yacimientos compartidos con Trinidad y Tobago, es decir, que los mismos se encuentran del lado de Venezuela. A la fecha en este bloque no se han descubierto reservas comerciales ni se han definido campos.

iv. *Bloque 4 – Proyecto de Unificación de Yacimientos entre La República Bolivariana de Venezuela y Trinidad y Tobago (Campo Cocuina - Manakin)*

Este proyecto tiene como objetivo llevar a cabo la explotación del bloque 4 de la Plataforma Deltana para completar los volúmenes del bloque 2 y ser enviados a la futura Planta de GNL I.

El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente, 249 millones de dólares.

n. Proyecto Autogas

Este proyecto tiene como objetivo liberar combustible líquido (gasolina) del mercado interno para su exportación, y así diversificar la matriz de combustibles del sector transporte incorporando el Gas Vehicular, a través de la construcción de puntos de expendio para su venta y la conversión de vehículos al sistema bicombustible (gasolina-gas) a escala nacional. Adicionalmente, el Proyecto Autogas asegurará el abastecimiento continuo y eficiente de gas para uso vehicular, para fines de transporte de pasajeros y carga en el mercado interno de la Nación. Se estima para este proyecto una inversión total de 1.765 millones de dólares. El saldo de las obras en progreso, al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente 652 millones de dólares.

o. Proyecto Rafael Urdaneta

Este proyecto tiene como objetivo el desarrollo de las reservas probadas de gas no asociado del campo Perla perteneciente al Bloque Cardón IV, existente en el lado oeste de la Península de Paraguaná, a unos 60 Km de la costa y frente al Complejo Refinador de Paraguaná, dichas reservas alcanzan en la actualidad 8,9 MMMPC, donde se prevé un plan de producción, recolección y acondicionamiento de gas en tres fases, como sigue: 300 MMPCED en el 2013, mediante la perforación de 6 pozos, colocación de una plataforma HUB y un tren de tratamiento; 800 MMPCED en el 2016, con la perforación adicional de 13 pozos y 2º tren de tratamiento; y finalmente, 1.200 MMPCED en el 2019; con la perforación de siete pozos e instalación de un 3º tren de tratamiento de gas. A partir de esta fase se estima la colocación de trenes de compresión para mantener la presión del yacimiento, extendiendo así el plan de producción.

Adicionalmente, se estima una producción asociada de condesando de 50º API, en niveles de 11 y 32 MBD respectivamente, según la fase de producción. Existe un compromiso de producción temprana para finales de este año 2012 de unos 80/100 MMPCED, con 2 ó 3 MBD de condensados, por tanto; la producción de la 1º fase pudiera alcanzar los 400 MMPCED.

El desembolso acumulado por Cardón IV en el año 2011, alcanzó la cantidad de 552 millones de dólares.

p. Conversión Profunda en la Refinería Puerto La Cruz

Este proyecto tiene como objetivo maximizar la capacidad de procesamiento de petróleo pesados de la FPO en la Refinería Puerto La Cruz, a través de la tecnología venezolana HDHPLUS®, aumentando así la producción de combustibles para cubrir la demanda interna y de exportación, enmarcado en el Plan Siembra Petrolera. Este proyecto contempla el procesamiento de 210 MBD distribuidos en 170 MBD de petróleo Merey 16 °API y 40 MBD Santa Bárbara 40 °API. La inversión total estimada es de 5.163 millones de dólares y su culminación está prevista para el año 2015. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente 1.279 millones de dólares.

q. Conversión Profunda en la Refinería El Palito

Este proyecto tiene como objetivo la expansión de la Refinería El Palito de 140 MBD a 280 MBD para procesar petróleo 22 °API, con la finalidad de generar productos livianos de alto valor económico, en armonía con el ambiente y el entorno social de la instalación. Igualmente persigue el procesamiento del residual para transformarlo en productos livianos con especificaciones de acuerdo con la regulación TIER II. La inversión total estimada es 3.317 millones de dólares y se estima culminarlo en el año 2016. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente 367 millones de dólares.

r. Construcción de Nuevas Refinerías en La República Bolivariana de Venezuela

La Refinería Batalla de Santa Inés está siendo diseñada para procesar 100 MBD de petróleo Guafita Blend (Guafita, La Victoria, Barinas) y/o petróleo extrapesado de la FPO diluido con petróleo mejorado (DECOM) para producir GLP, gasolinas regular y premium, kerosén, Jet A1, Diesel y Fuel Oil, con la finalidad de apalancar un polo de desarrollo endógeno y sustentable en los estados de influencia de la refinería: Apure, Barinas, Mérida, Portuguesa y Táchira. El proyecto será ejecutado en dos fases (2013/2015) y representa una inversión de 2.973 millones de dólares. El desembolso asociado al cierre de diciembre 2011 fue aproximadamente 122 millones de dólares.

Se está diseñando la Refinería Cabruta al sur del estado Guárico, para procesar 221 MBD de petróleo de 8,5 °API de la FPO, con una inversión total de 14.049 millones de dólares. Su propósito es producir insumos para la industria petroquímica, tales como etileno, propileno, benceno y p-xileno, además de combustibles con especificaciones de calidad para los mercados nacional e internacional (gasolina, combustible jet y diesel). El esquema de desarrollo contempla tres etapas: la implantación progresiva de unidades de procesos inicialmente para mejoramiento del petróleo prevista para el año 2025; una segunda etapa como refinería de combustibles para el mercado local y por

último, como refinería para producir insumos básicos petroquímicos. El desembolso asociado al cierre de diciembre 2011 fue aproximadamente de seis millones de dólares.

s. Gasificación Nacional

El proyecto tiene como objetivo gasificar las zonas pobladas de La República, mediante la instalación de redes de tubería PEAD (polietileno de alta densidad) y líneas internas de acero galvanizado; fortaleciendo las organizaciones del poder popular y favoreciendo el desarrollo comunitario, privilegiando dichas organizaciones (EPS, Consejos Comunales, entre otras); además de aumentar el nivel de calidad de vida de la población, dándole prioridad a las comunidades de menores recursos, garantizando así el suministro continuo de este combustible, generando empleos, estableciendo servicio y tarifas sociales por la construcción de redes de distribución de gas metano, a fin de satisfacer la demanda de estos servicios a los sectores doméstico y comercial, a través de la instalación de 1.897,59 Km de Redes de distribución de Gas Metano con tuberías PEAD y 3.938,48 Km de Líneas Internas de acero galvanizado para beneficiar 150.939 familias.

Este proyecto tiene una inversión estimada de 6.049 millones de dólares. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente 408 millones de dólares.

Al cierre del año 2011 se logró la construcción de 133,31 Km de redes de distribución y 266,88 Km de líneas internas. Se lograron gasificar al cierre del año 2011 un total de 29.778 familias distribuidas en los siguientes estados: Guanta (4.193); Monagas (530); Barinas (3.052); Guarico (30); Carabobo – Valencia (1.736); Anzoátegui-Anaco (916); Anzoátegui – resto (475); Miranda (3.099); Distrito Capital (1.707); Aragua (725); Lara (725) y Zulia (494) familias respectivamente.

4. FUENTES DE FINANCIAMIENTO E INCIDENCIA DE LA EMISIÓN EN EMISOR.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)						
Estados Consolidados de Situación Financiera						
	Año terminado al 31 de diciembre de 2011	Incidencia nueva emisión	Saldos posteriores a la emisión	Año terminado al 31 de diciembre de 2011	Incidencia nueva emisión	Saldos posteriores a la emisión
	(Millones de Dólares)			(Millones de Bolívares)		
Total Activo	182,154	698	182,852	783,263	3,000	786,263
Patrimonio						
Capital social	39,094	-	39,094	168,104	-	168,104
Ganancias retenidas	21,590	-	21,590	92,838	-	92,838
Aporte adicional del Accionista	3,243	-	3,243	13,944	-	13,944
Total patrimonio atribuible al Accionista	63,927	-	63,927	274,886	-	274,886
Participaciones no controladoras	9,956	-	9,956	42,810	-	42,810
Total patrimonio	73,883	-	73,883	317,696	-	317,696
Pasivo						
Deuda financiera	32,496	-	32,496	139,733	-	139,733
Captaciones de Recursos Autorizados por la Comisión Nacional de Valores	-	698	698	-	3,000	3,000
Beneficios a los empleados y otros beneficios post-empleo	5,938	-	5,938	25,533	-	25,533
Cuentas por pagar a proveedores	1,960	-	1,960	8,428	-	8,428
Impuesto diferido pasivo	2,556	-	2,556	10,990	-	10,990
Provisiones	3,099	-	3,099	13,326	-	13,326
Acumulaciones y otros pasivos	17,149	-	17,149	73,741	-	73,741
Total pasivo no corriente	63,198	698	63,896	271,751	3,000	274,751
Deuda financiera	2,396	-	2,396	10,303	-	10,303
Beneficios a los empleados y otros beneficios post-empleo	805	-	805	3,462	-	3,462
Cuentas por pagar a proveedores	10,416	-	10,416	44,789	-	44,789
Impuesto sobre la renta por pagar	4,452	-	4,452	19,144	-	19,144
Provisiones	2,090	-	2,090	8,987	-	8,987
Acumulaciones y otros pasivos	24,914	-	24,914	107,131	-	107,131
Total pasivo corriente	45,073	-	45,073	193,816	-	193,816
Total pasivo	108,271	698	108,969	465,567	3,000	468,567
Total patrimonio y pasivo	182,154	698	182,852	783,263	3,000	786,263

5. INFORMACIÓN FINANCIERA

5.1 Resultados Operacionales y Financieros

PDVSA, como corporación integrada verticalmente, desarrolla operaciones de exploración y producción de petróleo y gas natural en La República Bolivariana de Venezuela aguas arriba y lleva a cabo operaciones de refinación, mercadeo, transporte de petróleo y productos terminados y procesamiento, mercadeo y transporte de gas natural aguas abajo no sólo en La República Bolivariana de Venezuela, sino también en Suramérica, el Caribe, Norteamérica, y Europa; adicionalmente, PDVSA promueve y participa en actividades dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenible del país, incluyendo las de carácter agrícola e industrial, elaboración o transformación de bienes y su comercialización, y prestación de servicios, para lograr una adecuada vinculación de los recursos provenientes de los hidrocarburos con la economía venezolana.

PDVSA evalúa sus operaciones aguas arriba basándose en los siguientes factores: número de pozos activos, potencial de producción y nivel de producción por campo, factores de recobro, incorporación de reservas de petróleo y gas, taladros activos y aplicación de tecnologías.

PDVSA evalúa sus operaciones aguas abajo basándose en los siguientes factores: capacidad de refinación, volúmenes procesados, porcentajes de utilización de las refinerías, rendimiento de productos, márgenes de refinación y costos de refinación.

Como empresa nacional de petróleo y gas del Estado venezolano, el enfoque de PDVSA al gestionar el capital es salvaguardar la capacidad para continuar como un negocio en marcha, de forma que pueda continuar siendo la fuerza y motor para el desarrollo nacional y la palanca para la transformación integral del país.

Las principales oportunidades de PDVSA se basan en incrementar las reservas de petróleo liviano y mediano, incremento del factor de recobro, continuar con el desarrollo de los proyectos de petróleo extrapesado y mejorar la tecnología existente para lograr maximizar el retorno sobre las inversiones.

En el sector aguas abajo, PDVSA está invirtiendo para incrementar la capacidad de refinación, mejora de productos y cumplimiento de las leyes ambientales, tanto en La República Bolivariana de Venezuela como en el exterior, expandir los mercados en Latinoamérica, el Caribe y Asia, y mejorar la eficiencia de nuestro proceso de refinación y comercialización.

En relación con el negocio del gas, PDVSA continúa promoviendo, activamente, la participación del sector privado en proyectos de gas no asociado, mejorando el proceso de distribución para incrementar tanto la cuota de mercado nacional e internacional como el mercado del gas natural licuado.

Los grandes retos de la gerencia de PDVSA en el mediano plazo se dirigen hacia el mantenimiento óptimo de los reservorios de petróleo y las facilidades de producción, invertir en programas de exploración para incrementar las reservas, incrementar la disponibilidad de gas en el Occidente de La República Bolivariana de Venezuela y modificar las especificaciones de calidad de los productos.

Los cambios necesarios para suplir la nueva generación de productos incluyen la planificación y ejecución de proyectos de capital, para proyectos de refinación y de producción de petróleo y gas, financiar estos proyectos y ajustar tanto las prácticas operacionales como los procedimientos, para asegurar la calidad de productos a nuestros clientes. Estos objetivos deben estar acompañados con iniciativas de mejoramiento de la eficiencia y rentabilidad.

5.2 Resumen Consolidado de Información Financiera

Estados Consolidados de Resultados Integrales Expresados en millones de dólares estadounidenses

	Años terminados el 31 de diciembre de				
	2011	2010	2009	2008	2007
Operaciones continuas:					
Ingresos:					
<i>Ventas de petróleo crudo y sus productos:</i>					
Exportaciones y en el exterior, netas	122.267	92.744	70.636	122.488	93.820
En Venezuela	1.675	1.400	2.646	2.804	2.357
Ingresos por servicios y otros	812	785	537	207	65
	<u>124.754</u>	<u>94.929</u>	<u>73.819</u>	<u>125.499</u>	<u>96.242</u>
Costos y Gastos:					
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	39.783	34.017	25.932	44.600	28.137
Gastos de operación	14.555	11.892	15.235	16.206	14.958
Gastos de exploración	163	147	247	375	154
Depreciación y amortización	6.871	6.037	5.751	5.210	4.018
Gastos de venta, administración y generales	3.819	3.729	4.985	4.982	2.702
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	17.671	13.904	12.884	23.371	21.981
Ingresos financieros	(749)	(419)	(5.873)	(1.580)	(566)
Gastos financieros	3.633	8.810	835	1.780	1.067
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	278	184	139	(153)	(733)
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta	-	-	-	(998)	-
Ganancia en venta de inversión en afiliadas	-	-	-	-	(641)
Otros egresos, neto	<u>3.501</u>	<u>2.039</u>	<u>1.192</u>	<u>2.547</u>	<u>(127)</u>
	<u>89.525</u>	<u>80.340</u>	<u>61.327</u>	<u>96.340</u>	<u>70.950</u>
Ganancia antes de aportes y contribuciones para el desarrollo social e impuesto sobre la renta	35.229	14.589	12.492	29.159	25.292
Aportes a la Gran Misión Vivienda Venezuela	4.010	-	-	-	-
Aportes para el desarrollo social	13.594	5.326	2.937	2.326	7.341
Aportes y contribuciones al FONDEN	14.475	1.692	577	12.407	6.761
	<u>32.079</u>	<u>7.018</u>	<u>3.514</u>	<u>14.733</u>	<u>14.102</u>
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	3.150	7.571	8.978	14.426	11.190
Impuesto sobre la renta:					
Gasto de impuesto corriente	5.171	6.911	5.804	7.362	6.604
Beneficio de impuesto diferido	(5.105)	(3.062)	(2.494)	(3.082)	(1.587)
	<u>66</u>	<u>3.849</u>	<u>3.310</u>	<u>4.280</u>	<u>5.017</u>
Ganancia neta de operaciones continuas	3.084	3.722	5.668	10.146	6.173
Operaciones descontinuadas:					
Ganancia (pérdida) de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	1.353	(558)	(1.274)	(655)	100
Ganancia neta	4.437	3.164	4.394	9.491	6.273
Otros resultados integrales:					
Diferencias en conversión de operaciones extranjeras	87	38	104	(78)	-
Total ganancia integral	4.524	3.202	4.498	9.413	6.273
Ganancia neta atribuible a:					
Accionista de la Compañía	1.710	2.309	2.920	7.529	5.371
Participaciones no controladoras	2.727	855	1.474	1.962	902
Ganancia neta	<u>4.437</u>	<u>3.164</u>	<u>4.394</u>	<u>9.491</u>	<u>6.273</u>
Ganancia integral atribuible a:					
Accionista de la Compañía	1.797	2.347	3.024	7.451	5.371
Participaciones no controladoras	2.727	855	1.474	1.962	902
Total ganancia integral	<u>4.524</u>	<u>3.202</u>	<u>4.498</u>	<u>9.413</u>	<u>6.273</u>

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes en el Anexo que se acompaña.

Estados Consolidados de Situación Financiera

Expresados en millones de dólares estadounidenses

	31 de diciembre de				
	2011	2010	2009	2008	2007
Activo					
Propiedades, plantas y equipos, neto	98.221	87.632	83.457	73.010	52.436
Efectivo restringido	314	604	1.649	1.773	1.743
Otros activos no corrientes	28.879	14.281	15.782	13.267	13.828
Total activo no corriente	127.414	102.517	100.888	88.050	68.007
Inventarios	10.116	8.938	8.502	8.678	8.470
Documentos y cuentas por cobrar	31.576	20.028	14.330	10.810	11.225
Efectivo restringido	1.714	1.678	415	347	1.555
Efectivo y equivalentes de efectivo	8.610	6.017	6.981	4.483	3.325
Otros activos corrientes	4.665	12.587	18.485	19.464	14.312
Total activo corriente	56.681	49.248	48.713	43.782	38.887
Total activo	184.095	151.765	149.601	131.832	106.894
Patrimonio					
Patrimonio (1)	73.824	75.314	74.389	71.513	56.062
Pasivo					
Deuda financiera	32.496	21.346	18.941	13.780	13.634
Otros pasivos no corrientes	30.702	11.903	14.231	12.153	6.722
Total pasivo no corriente	63.198	33.249	33.172	25.933	20.356
Deuda financiera	2.396	3.604	2.956	1.698	2.977
Impuesto sobre la renta por pagar	4.452	5.878	2.545	2.047	3.048
Otros pasivos corrientes	40.225	33.720	36.539	30.641	24.451
Total pasivo corriente	47.073	43.202	42.040	34.386	30.476
Total pasivo	110.271	76.451	75.212	60.319	50.832
Total patrimonio y pasivo	184.095	151.765	149.601	131.832	106.894
Relación Deuda/Patrimonio					
Total deuda	34.892	24.950	21.897	15.478	16.611
Deuda/Patrimonio (2)	47%	33%	29%	22%	30%

(1) Incluye Capital Social por 39.094 millones de dólares, representado en 51.204 acciones cuyo valor nominal es Bs. 1.280 millones.

(2) Calculado como deuda financiera total, incluyendo porción corriente, dividido entre el patrimonio.

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes en el Anexo que se acompaña.

Estados Consolidados de Movimiento del Efectivo

Expresados en millones de dólares estadounidenses

	Años terminados el 31 de diciembre de				
	2011	2010	2009	2008	2007
Movimientos del efectivo proveniente de las actividades operacionales:					
Ganancia neta	4.437	3.164	4.394	9.491	6.273
<i>Ajustes para conciliar la ganancia neta con el efectivo neto provisto por las actividades operacionales -</i>					
Depreciación y amortización	6.871	6.037	5.751	5.210	4.018
Obras en progreso canceladas	703	864	127	5	-
Costo de obligaciones por retiro de activos	144	121	116	69	53
Deterioro del valor de los activos	503	271	96	369	10
Pérdida por fluctuación de la moneda extranjera	297	1.438	-	-	-
Pérdida en pago de obligaciones	-	1.628	-	-	-
Beneficio de impuesto diferido	(5.105)	(3.062)	(2.494)	(3.082)	(1.587)
Beneficios a empleados y otros beneficios post-empleo	2.331	1.999	2.756	3.806	2.899
Exceso de fondos recibidos en la emisión de deuda financiera	-	-	(3.807)	-	-
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	278	184	139	(153)	(733)
(Ganancia) pérdida de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	(1.353)	558	1.274	655	-
Ganancia en venta de inversión en afiliadas	-	-	-	-	(641)
Ganancia en venta de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	-	-	-	(998)	-
Exceso de activos netos adquiridos sobre el costo de la inversión	(26)	(50)	(8)	(8)	(666)
Cambio en el valor razonable de las cuentas por cobrar no corrientes y créditos fiscales por recuperar	587	141	467	516	446
Ajuste del valor neto de realización de los inventarios	553	116	81	1.540	14
Aumento (disminución) en la estimación para cuentas de cobro dudoso	145	(205)	258	244	43
Aumento en las provisiones	767	438	437	1.783	2.926
<i>Cambios en activos operacionales -</i>					
Documentos y cuentas por cobrar	(17.978)	(7.769)	(2.731)	(2.096)	(1.703)
Inventarios	(2.560)	(1.465)	(157)	(1.172)	(1.650)
Gastos pagados por anticipado y otros activos	(1.362)	450	(1.670)	(1.170)	(5.690)
Créditos fiscales por recuperar	(2.053)	(1.109)	(1.271)	(1.450)	(1.340)
<i>Cambios en pasivos operacionales -</i>					
Cuentas por pagar a proveedores	2.239	6.486	(540)	4.345	(3.248)
Impuesto sobre la renta por pagar, acumulaciones y otros pasivos	43.976	16.004	29.147	34.515	35.207
Provisiones	(409)	577	(190)	(95)	(1.237)
Pagos de beneficios a los empleados y otros beneficios post-empleo	(839)	(853)	(1.030)	(1.051)	(2.006)
Pagos de intereses, neto del monto registrado como activos	(1.210)	(613)	(541)	(758)	(455)
Pagos de impuesto sobre la renta, regalías y otros impuestos	(18.032)	(12.707)	(22.709)	(33.809)	(27.124)
Efectivo neto provisto por las actividades operacionales	12.904	12.643	7.895	16.706	3.809
Movimientos del efectivo proveniente de las actividades de inversión:					
Adquisiciones de propiedades, plantas y equipos, neto	(17.908)	(12.858)	(15.333)	(18.413)	(12.852)
Adquisiciones de filiales, neto de efectivo adquirido	(15)	(454)	(14)	(315)	-
Disminución (aumento) del efectivo restringido	254	(255)	56	1.178	(929)
Efectivo recibido por venta de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	3.716	-	-	1.599	-
Venta de inversión en afiliadas	-	-	-	31	756
Aportes adicionales a afiliadas	(34)	(128)	(138)	-	-
Dividendos recibidos de afiliadas	15	16	59	369	635
Adquisición de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	-	-	-	-	(1.087)
Otras variaciones en activos	(268)	22	57	(297)	290
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	(14.240)	(13.657)	(15.313)	(15.848)	(13.187)
Movimientos del efectivo proveniente de las actividades de financiamiento:					
Efectivo recibido por emisión de deuda financiera	9.521	6.681	11.754	3.938	15.527
Pagos de la deuda financiera	(3.308)	(3.314)	(1.393)	(5.710)	(2.069)
Fondos recibidos del Accionista	-	-	2.000	5.000	-
Dividendos pagados al Accionista	(1.000)	(1.000)	(2.000)	(2.000)	(2.658)
Aporte adicional de las participaciones no controladoras	73	-	503	25	-
Anticipos de dividendos a las participaciones no controladoras	(434)	(318)	(421)	(344)	-
Dividendos pagados a las participaciones no controladoras	(923)	(485)	(527)	(609)	(379)
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento	3.929	1.564	9.916	300	10.421
Efecto por variación de la tasa de cambio en el efectivo y equivalentes de efectivo	-	(1.514)	-	-	-
Efecto por variación de la tasa de cambio en la moneda de presentación	-	-	-	-	-
Aumento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	2.593	(964)	2.498	1.158	1.043
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	6.017	6.981	4.483	3.325	2.282
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	8.610	6.017	6.981	4.483	3.325

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes en el Anexo que se acompaña.

Estado de Resultados Integrales Consolidados por Sectores en el año 2011
Expresados en millones de dólares estadounidenses

	Año terminado el 31 de diciembre de 2011				Año Terminado al 31 de diciembre de 2010
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total Consolidado Mundial	
Operaciones continuas:					
Ingresos:					
<i>Ventas de petróleo crudo y sus productos:</i>					
Exportaciones y en el exterior, netas	95.827	57.266	(30.826)	122.267	92.744
En Venezuela	1.675	-	-	1.675	1.400
Ingresos por servicios y otros	267	808	(263)	812	785
	97.769	58.074	(31.089)	124.754	94.929
Costos y Gastos:					
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	17.954	52.292	(30.463)	39.783	34.017
Gastos de operación	11.744	2.963	(152)	14.555	11.892
Gastos de exploración	163	-	-	163	147
Depreciación y amortización	6.265	606	-	6.871	6.037
Gastos de venta, administración y generales	3.267	557	(5)	3.819	3.729
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	17.671	-	-	17.671	13.904
Ingresos financieros	(749)	-	-	(749)	(419)
Gastos financieros	3.246	387	-	3.633	8.810
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	(58)	336	-	278	184
Otros egresos, neto	3.338	269	(106)	3.501	2.039
	62.841	57.410	(30.726)	89.525	80.340
Ganancia antes de aportes y contribuciones para el desarrollo social e impuesto sobre la renta	34.928	664	(363)	35.229	14.589
Aportes a la Gran Misión Vivienda Venezuela	4.010	-	-	4.010	-
Aportes para el desarrollo social	13.456	138	-	13.594	5.326
Aportes y contribuciones al FONDEN	14.475	-	-	14.475	1.692
	31.941	138	-	32.079	7.018
Ganancia (pérdida) antes de impuesto sobre la renta	2.987	526	(363)	3.150	7.571
Impuesto sobre la renta :					
Gasto de impuesto corriente	4.802	369	-	5.171	6.911
Beneficio de impuesto diferido	(5.250)	216	(71)	(5.105)	(3.062)
	(448)	585	(71)	66	3.849
Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas	3.435	(59)	(292)	3.084	3.722
Operaciones descontinuadas:					
Ganancia (pérdida) de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	-	1.353	-	1.353	(558)
Ganancia (pérdida) neta	3.435	1.294	(292)	4.437	3.164
Otros resultados integrales:					
Diferencias en conversión de operaciones extranjeras	-	87	-	87	38
Total ganancia (pérdida) integral	3.435	1.381	(292)	4.524	3.202

(1) De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas.

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes en el Anexo que se acompaña.

Estado de Resultados Integrales Consolidados por Sectores en el año 2010
Expresados en millones de dólares estadounidenses

Año terminado el 31 de diciembre de 2010				Año Terminado al 31 de diciembre de 2009
Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total Consolidado Mundial	

Operaciones continuas:

Ingresos:

Ventas de petróleo crudo y sus productos:

Exportaciones y en el exterior, netas	65.721	50.863	(23.840)	92.744	70.636
En Venezuela	1.400	-	-	1.400	2.646
Ingresos por servicios y otros	136	649	-	785	537
	67.257	51.512	(23.840)	94.929	73.819

Costos y Gastos:

Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	10.508	47.183	(23.674)	34.017	25.932
Gastos de operación	8.654	3.189	49	11.892	15.235
Gastos de exploración	147	-	-	147	247
Depreciación y amortización	5.520	517	-	6.037	5.751
Gastos de venta, administración y generales	3.100	629	-	3.729	4.985
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	13.904	-	-	13.904	12.884
Ingresos financieros	(419)	-	-	(419)	(5.873)
Gastos financieros	8.602	208	-	8.810	835
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	11	173	-	184	139
Otros egresos, neto	1.098	336	605	2.039	1.192
	51.125	52.235	(23.020)	80.340	61.327

**Ganancia antes de aportes y contribuciones para el
desarrollo social e impuesto sobre la renta**

	16.132	(723)	(820)	14.589	12.492
Aportes para el desarrollo social	5.226	100	-	5.326	2.937
Aportes y contribuciones al FONDEN	1.692	-	-	1.692	577
	6.918	100	-	7.018	3.514

Ganancia (pérdida) antes de impuesto sobre la renta

	9.214	(823)	(820)	7.571	8.978
--	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Impuesto sobre la renta :

Gasto de impuesto corriente	6.985	(74)	-	6.911	5.804
Beneficio de impuesto diferido	(3.260)	245	(47)	(3.062)	(2.494)
	3.725	171	(47)	3.849	3.310

Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas

	5.489	(994)	(773)	3.722	5.668
--	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Operaciones descontinuadas:

Pérdida de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	(558)	-	-	(558)	(1.274)
Ganancia (pérdida) neta	4.931	(994)	(773)	3.164	4.394

Otros resultados integrales:

Diferencias en conversión de operaciones extranjeras	-	38	-	38	104
Total ganancia (pérdida) integral	4.931	(956)	(773)	3.202	4.498

(1) De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas.

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes en el Anexo que se acompaña.

Estados de Situación Financiera Consolidados por Sectores en el año 2011
Expresados en millones de dólares estadounidenses

	31 de diciembre de 2011			Total Consolidado	31 de diciembre de 2010
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)		
Activo					
Propiedades, plantas y equipos, neto	91.448	6.773	-	98.221	87.632
Efectivo restringido, neto de porción corriente	260	54	-	314	604
Otros activos no corrientes	28.851	4.415	(4.387)	28.879	14.281
Total activo no corriente	120.559	11.242	(4.387)	127.414	102.517
Inventarios	6.570	4.369	(823)	10.116	8.938
Documentos y cuentas por cobrar	29.345	2.231	-	31.576	20.028
Efectivo restringido	1.714	-	-	1.714	1.678
Efectivo y equivalentes de efectivo	7.191	1.419	-	8.610	6.017
Otros activos corrientes	10.555	7.654	(13.544)	4.665	12.587
Total activo corriente	55.375	15.673	(14.367)	56.681	49.248
Total activo	175.934	26.915	(18.754)	184.095	151.765
Patrimonio					
Patrimonio	66.970	6.963	(109)	73.824	75.314
Pasivo					
Deuda financiera, neto de porción corriente	30.833	1.663	-	32.496	21.346
Otros pasivos no corrientes	30.301	5.413	(5.012)	30.702	11.903
Total pasivo no corriente	61.134	7.076	(5.012)	63.198	33.249
Deuda financiera	2.356	40	-	2.396	3.604
Impuesto sobre la renta por pagar	4.302	150	-	4.452	5.878
Otros pasivos corrientes	41.172	12.686	(13.633)	40.225	33.720
Total pasivo corriente	47.830	12.876	(13.633)	47.073	43.202
Total pasivo	108.964	19.952	(18.645)	110.271	76.451
Total patrimonio y pasivo	175.934	26.915	(18.754)	184.095	151.765

(1) De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas.

Estados de Situación Financiera Consolidados por Sectores en el año 2010
Expresados en millones de dólares estadounidenses

	31 de diciembre de 2010				31 de diciembre de 2009
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total Consolidado	
Activo					
Propiedades, plantas y equipos, neto	80.620	7.012	-	87.632	83.457
Efectivo restringido, neto de porción corriente	587	17	-	604	1.649
Otros activos no corrientes	17.529	2.429	(5.677)	14.281	15.782
Total activo no corriente	98.736	9.458	(5.677)	102.517	100.888
Inventarios	6.068	3.405	(535)	8.938	8.502
Documentos y cuentas por cobrar	18.085	1.943	-	20.028	14.330
Efectivo restringido	1.655	23	-	1.678	415
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.197	1.820	-	6.017	6.981
Otros activos corrientes	14.590	8.134	(10.137)	12.587	18.485
Total activo corriente	44.595	15.325	(10.672)	49.248	48.713
Total activo	143.331	24.783	(16.349)	151.765	149.601
Patrimonio					
Patrimonio	67.104	5.932	2.279	75.315	74.389
Pasivo					
Deuda financiera, neto de porción corriente	19.437	1.909	-	21.346	18.941
Otros pasivos no corrientes	13.394	5.502	(6.994)	11.902	14.231
Total pasivo no corriente	32.831	7.411	(6.994)	33.248	33.172
Deuda financiera	3.555	49	-	3.604	2.956
Impuesto sobre la renta por pagar	5.817	61	-	5.878	2.545
Otros pasivos corrientes	34.024	11.330	(11.634)	33.720	36.539
Total pasivo corriente	43.396	11.440	(11.634)	43.202	42.040
Total pasivo	76.227	18.851	(18.628)	76.450	75.212
Total patrimonio y pasivo	143.331	24.783	(16.349)	151.765	149.601

(1) De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas.

5.3 Mercado Interno y Exportaciones

a. Producción

(i) Producción Petróleo

La producción total promedio para el año 2011 fue de 2.991 MBD a nivel Nacional, lo cual representa un aumento de 16 MBD con respecto a la producción del promedio de 2.975 MBD mantenida durante el año 2010

(ii) Producción de LGN

La producción promedio del año 2011 de los líquidos del gas natural (LGN), fue de 138 MBD, 9 MBD por debajo de la producción promedio de 2010, que fue de 147 MBD.

b. Exportaciones

Durante el año 2011, las exportaciones de petróleo y productos alcanzaron 2.469 MBD, lo que representa un incremento de 54 MBD con respecto al año 2010, en el que se exportaron 2.415 MBD, como consecuencia, principalmente, del aumento en la producción.

(i) Precios

Durante el año 2011, el precio promedio de exportación de la cesta venezolana experimentó un aumento de 27,93 US\$/Bl, al pasar de 72,18 US\$/Bl en 2010 a 100,11 US\$/Bl en el año 2011.

c. Ingresos Operacionales

Durante el año 2011, los ingresos operacionales fueron 124.754 millones de dólares, reflejando un aumento de 29.825 millones de dólares (31%) en relación con los ingresos del año 2010, que fueron de 94.929 millones de dólares, originado fundamentalmente por la recuperación del precio de venta promedio del petróleo y sus productos en el mercado internacional, incluyendo el precio promedio de exportación de la cesta venezolana, el cual se incrementó en 39%.

d. Ventas Mercado Local

Las ventas en La República Bolivariana de Venezuela se incrementaron en 275 millones de dólares (20%), pasando de 1.400 millones de dólares en diciembre de 2010 a 1.675 millones de dólares en diciembre de 2011, originado por el incremento del consumo de combustibles en el sector nacional y su correspondiente reflejo en las ventas.

e. Ingresos por Servicios y Otros

Las ventas de productos alimenticios, servicios y otros se incrementaron en 27 millones de dólares (3%) pasando de 785 millones de dólares en diciembre de 2010 a 812 millones de dólares en diciembre de 2011. La variación positiva experimentada es originada por las ventas de Albalinisa, filial de PDV Caribe encargada de manejar el programa de compensación comercial a través del cual se cancela parte de la factura petrolera de Nicaragua con envío de productos alimenticios a distintos entes venezolanos. Este incremento en las ventas de Albalinisa es originado, fundamentalmente, por una mayor demanda de los entes venezolanos de distribución de alimentos, junto con una recuperación en la actividad agropecuaria en Nicaragua.

5.4 Costos y Gastos

5.4.1 Compras de Petróleo y Productos, netas de variación de inventarios

Las compras de petróleo y sus productos presentaron un aumento de 17% (5.766 millones de dólares), pasando de 34.017 millones de dólares en el año 2010 a 39.783 millones de dólares en el año 2011. Esta variación es originada principalmente en CITGO, filial de PDV Holding, por incremento en los precios de los hidrocarburos en el mercado internacional.

5.4.2 Gastos de Operación

Los gastos de operación para 2011 cerraron con un saldo de 14.555 millones de dólares, mientras que para el año 2010 se ubicó en 11.892 millones de dólares, lo cual representa un aumento de 2.663 millones de dólares (22%). En cuanto a los costos del sector nacional, los mismos aumentaron en 2.967 millones de dólares (34%) pasando de 8.777 millones de dólares en el año 2010 a 11.744 millones de dólares en el año 2011. Esta variación se debe principalmente al aumento en los costos relacionados al consumo de materiales e insumos para la producción.

5.4.3 Gastos de Exploración

Por el período terminado el 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, los gastos de exploración, conformados principalmente por los gastos de geofísica, presentaron un saldo de 163 millones de dólares y 147 millones de dólares, respectivamente, experimentando un aumento de 16 millones de dólares (11%) con respecto al período anterior. Este incremento se debe, principalmente, al aumento en las actividades de exploración durante el año.

5.4.4 Gasto de Depreciación y Amortización

El gasto de depreciación y amortización para el año 2011 se ubicó en 6.871 millones de dólares, 834 millones de dólares (14%) por encima al gasto del año 2010 el cual fue de 6.037 millones de dólares, lo cual se corresponde básicamente, en el sector nacional a

la ejecución del plan de inversiones de PDVSA, enmarcados en el Plan Siembra Petrolera.

5.4.5 Ingresos Financieros

El aumento de los ingresos financieros por 330 millones de dólares (79%), es originada fundamentalmente por la ganancia resultante de las operaciones de canje y recompra de bonos realizadas durante el año.

5.4.6 Gastos Financieros

Los gastos financieros presentaron una disminución de 59% (5.177 millones de dólares), pasando de 8.810 millones de dólares en el año 2010 a 3.633 millones de dólares en el año 2011. Esta variación es originada, principalmente por la no existencia durante el año 2011 de la pérdida originada por la variación en el tipo de cambio Bs./US\$ decretada por el Banco Central de Venezuela en 2010, el cual generó para la Compañía una pérdida cambiaria de 1.438 millones y de la pérdida obtenida en la venta de divisas al Banco Central de Venezuela (BCV) a un tipo de cambio inferior a 4,30 Bs/US\$, de conformidad con lo establecido en el convenio cambiario N°14 (el tipo de cambio promedio de las ventas de divisas al BCV del año 2010 fue de 3,62 Bs/US\$).

5.4.7 Otros egresos, neto

Para el año 2011, los otros egresos se ubicaron en 3.501 millones de dólares, lo cual representa un aumento de 1.462 millones de dólares (72%), con respecto al período anterior, debido principalmente por el incremento en el gasto reconocido por el aumento en la provisión para litigios y otros reclamos, durante el año por 706 millones de dólares.

5.4.8 Participación en Resultados Netos de Afiliadas y Entidades Controladas de forma conjunta

La participación en compañías afiliadas y entidades controladas de forma conjunta para el año 2011, se ubicó en 278 millones de dólares de pérdida, lo que representó un aumento de 94 millones de dólares con respecto al año 2010 donde la participación se ubicó en 184 millones de dólares de ganancia debido, principalmente, a las pérdidas reconocidas por el negocio conjunto HOVENSA por 408 millones de dólares, la cual se vio compensada con el incremento en la ganancia reconocida por la afiliadas de PDVSA Gas en el sector nacional y de PVDSA América en el sector internacional.

5.5 Aportes y contribuciones para el Desarrollo Social

Al 31 de diciembre de 2011 el gasto social se ubicó en 32.079 millones de dólares, reflejando un aumento de 25.061 millones de dólares (357%) en comparación al período terminado el 31 de diciembre de 2010 donde los aportes y contribuciones para el desarrollo social ascendían a 7.018 millones de dólares, a continuación se mencionan las causas principales:

5.5.1 Aportes a la “Gran Misión Vivienda Venezuela (GMVV)”

La “Gran Misión Vivienda Venezuela” (GMVV), fue creada por el Ejecutivo Nacional en abril de 2011, con el objetivo de enfrentar la crisis de vivienda de la población venezolana, así como reubicar a las familias afectadas por las lluvias. La GMVV, tiene el objetivo de cumplir con la construcción de dos millones (2.000.000) de viviendas a escala nacional en siete años, mediante dos fases: la primera abarca los años 2011 y 2012, y contempla la construcción de 153 mil viviendas y 200 mil viviendas, respectivamente; la segunda fase abarca cinco años y contempla la construcción de las restantes viviendas de acuerdo con aumentos progresivos en cada año.

Para la administración de las fuentes de financiamiento relacionadas a estos proyectos, y enmarcado en la Ley de Emergencia de Terrenos y Vivienda, fue creado el Fondo Simón Bolívar para la Reconstrucción (Fondo Simón Bolívar) a través del Decreto Presidencial N° 7.936 con Valor, Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Creación del Fondo Simón Bolívar para la Reconstrucción, publicado en Gaceta Oficial N° 39.583 de fecha 29 de diciembre de 2010. Como parte del proceso de apoyo a los proyectos sociales llevados a cabo por el Gobierno Nacional, durante el año 2011, PDVSA efectuó aportes a este fondo por 4.010 millones de dólares, que se incluyen como aportes a la GMVV en el estado consolidado de resultados integrales.

5.5.2 Aportes para el desarrollo social

Con base en la responsabilidad social de PDVSA, establecida en la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, en la Ley Orgánica de Hidrocarburos y en su Acta Constitutiva-Estatutos, referidos a su participación en el desarrollo social e integral del país, durante el año 2011 PDVSA realizó aportes para el desarrollo social por 13.594 millones de dólares, lo que representa un incremento de 8.268 millones de dólares (155%), respecto al año 2010, principalmente a través de apoyo a misiones y comunidades, así como programas sociales y planes de inversión social.

5.5.3 Aportes y contribuciones al Fondo de Desarrollo Nacional, S.A. (FONDEN)

De conformidad con las leyes que rigen la creación del FONDEN y los aportes a este organismo, durante el año 2011 PDVSA realizó aportes y contribuciones a este fondo por 14.475 millones de dólares, lo que representa un incremento de 12.783 millones de dólares (755%), respecto al año 2010, producto del aumento significativo en los precios en el mercado internacional del petróleo y de la entrada en vigencia en 2011, de la contribución especial por precios extraordinarios y exorbitantes del petróleo.

5.6 Impuesto sobre la renta

La disminución del impuesto sobre la renta en 3.783 millones de dólares (98%), es originada por un efecto neto entre la disminución del gasto de impuesto corriente en 1.740 millones de dólares (25%) y el incremento del beneficio de impuesto diferido 2.043 millones de dólares (67%). El gasto de impuesto corriente disminuyó durante el año 2011, debido principalmente, a que no se originaron las ganancias fiscales asociadas a las partidas por cobrar en dólares, producto de la modificación del tipo de cambio realizada durante el año 2010. El incremento del beneficio de impuesto diferido es originado, principalmente, por al aumento de los pasivos por beneficios a empleados y otros beneficios post-empleo, así como por la diferencia entre las bases contable y fiscal de las propiedades, plantas y equipos, netos.

5.7 Propiedades, Plantas y Equipos, neto

Las Propiedades, Plantas y Equipos se incrementaron en 10.589 millones de dólares (12%) debido principalmente a la ejecución de programas de inversión para trabajos de perforación, mantenimiento mayor, sistemas eléctricos, tendidos de tuberías, reacondicionamiento y adecuación de pozos, así como ampliación e infraestructura, para mantener la capacidad de producción y adecuar las instalaciones a los niveles de producción establecidos en el plan de negocios de PDVSA, principalmente ejecutados por la filial PDVSA Petróleo en el sector nacional de exploración y producción, así como también el de refinación, desarrollados fundamentalmente en las divisiones de Producción Oriente, Producción Occidente y Producción Costa Afuera.

PDVSA Y SUS FILIALES					
Propiedades, Plantas y Equipos, Neto					
Valor según Libros					
Al 31-12-2011					
Clasificación:					\$MM
Pozos e instalaciones de producción					30,267.00
Plantas y facilidades de refinación					10,016.00
Instalaciones de almacenamiento y transporte de petróleo crudo, gas y productos					4,306.00
Terrenos, edificios y construcciones					1,803.00
Maquinarias y equipos					4,655.00
Unidades de transporte terrestre, marítimas y aéreas					1,420.00
Servicios de apoyo industrial, de campamentos y otros					2,577.00
Obras en progreso					43,177.00
				Total	98,221.00
Fuente: Nota N° 14 de los Estados Financieros Consolidados de PDVSA al 31-12-2011					

5.8 PATENTES Y MARCAS

PDVSA y sus empresas filiales han adquirido y mantienen vigentes derechos de registro sobre diversas marcas, patentes nombres y lemas comerciales en distintas clases de productos y servicios, con vencimientos entre 2014 y 2026, relacionados con las operaciones realizadas por la compañía en el marco de su objeto social y comercial, para proteger diversas metodologías, procesos y formulaciones requeridas para el óptimo desarrollo del negocio, tanto en Venezuela como en otros países. Adicionalmente, PDVSA y sus empresas filiales han solicitado diversos registros de marcas que se encuentran pendientes de concesión en los organismos competentes en la materia. Algunos de los principales signos distintivos registrados por PDVSA y sus empresas filiales son: ISAL, AQUA-CONVERSION, INT-STC, INPETUS, GASYST, HYQUIRA, GASAMERICA, GASCARIBE, PDV, PDV LA MARCA DE VENEZUELA, PDVSA, PETROLEOS DE VENEZUELA, PDVSA LA ESTANCIA, GAS NATURAL VEHICULAR SISTEMA ALTERNO DE COMBUSTIBLE, MULTISURF, DEGRINS, ECOGAS, SAD-RED, VR-S, INT-MECS, entre otras.

5.9 Activo

Al 31 de diciembre de 2011, los activos totales alcanzaron un saldo de 184.095 millones de dólares, lo que representa un incremento de 32.330 millones de dólares (21%) con respecto a 31 de diciembre de 2010, fecha que se ubicaban en 151.765 millones de dólares. Las variaciones se deben, principalmente, a lo siguiente:

a. Documentos y cuentas por cobrar

Los documentos y cuentas por cobrar aumentaron en 11.548 millones de dólares (58%), originado principalmente por el aumento de las cuentas por cobrar a empresas y entidades relacionadas en 10.993 millones de dólares (88%), los que incluye fundamentalmente el incremento de las cuentas por cobrar a La República Bolivariana de Venezuela en 10.345 millones dólares (118%), respecto al año 2010, por concepto de desembolsos y suministro de petróleo y sus productos por cuenta de La República.

b. Otros activos no corrientes

Los otros activos no corrientes presentaron un aumento de 14.598 millones de dólares (102%) al pasar de 14.281 millones de dólares en el año 2010 a 28.879 millones de dólares en el año 2011, a continuación se mencionan las causas principales:

- Impuesto diferido activo: esta cuenta se origina según lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), por el efecto de las diferencias temporales en la conciliación de la ganancia contable y la renta neta fiscal, según la Ley de Impuesto Sobre la Renta. A diciembre 2011 presenta un aumento de 5.528 millones de dólares (60%), producto del incremento del valor fiscal de propiedades planta y equipos, por efecto de la inflación.
- Cuentas por cobrar y otros activos: se incrementaron en 3.737 millones de dólares (108%), producto del aumento de las cuentas por cobrar a clientes de convenios energéticos en 1.619 millones de dólares (99%), tales como:

Compañía Administradora del Mercado – CAMMESA (Argentina) y Closed Joint Stock Company (Bielorusia). Adicionalmente, el incremento de cuentas por cobrar a entidades relacionadas 1.426 millones de dólares (326%), principalmente incluyendo cuentas por cobrar a la empresa Hovensa LLC, además de, cuentas por cobrar a Pequiven en el sector nacional.

c. Otros activos corrientes

Los otros activos corrientes presentaron una disminución de 8.385 millones de dólares (67%) al pasar de 12.587 millones de dólares en el año 2010 a 4.202 millones de dólares en el año 2011, a continuación se mencionan las causas principales:

- Gastos pagados por anticipado y otros activos: disminuyeron en 2.588 millones de dólares (43%), originado principalmente por las compensaciones de impuesto sobre la renta pagado en exceso con la declaración definitiva de rentas del año 2010, presentada en marzo del presente año 2011.
- Activos mantenidos para la venta: disminuyeron en 1.703 millones de dólares (100%), producto de la ejecución en mayo 2011 del acuerdo de venta de la participación accionaria de PDVSA en la refinería Ruhr Oel.

5.10 Patrimonio

Al 31 de diciembre de 2011, el patrimonio presentó un saldo de 74.084 millones de dólares, mostrando una disminución de 1.230 millones de dólares (2%) con respecto al 31 de diciembre de 2010 que presentó un saldo de 75.314 millones de dólares. Esta disminución se produjo como resultado del efecto neto entre el aumento en las utilidades retenidas debido a la ganancia del ejercicio y la disminución producto del decreto y pago de dividendos por 4.730 millones de dólares.

Adicionalmente, en el año 2010 se incluye un efecto de 739 millones de dólares por la salida de las entidades del sector agroalimentario Lácteos los Andes y PDVAL a título gratuito, realizado de acuerdo con instrucciones del Ejecutivo Nacional. En Asamblea Ordinaria de Accionista celebradas el 2 de agosto de 2010, se decidió transferir del Aporte Adicional del Accionista a las ganancias acumuladas la cantidad de 2.000 millones de dólares, correspondiente a parte de los fondos recibidos del FONDEN en diciembre de 2009, con el objeto de apoyar el financiamiento de actividades y proyectos realizados por PDVSA de conformidad con su plan de negocios.

5.11 Pasivo

Al 31 de diciembre de 2011, los pasivos totales alcanzaron un saldo de 109.224 millones de dólares, lo que representa un aumento de 32.773 millones de dólares (43%) con respecto al 31 de diciembre de 2010, fecha en que se ubicaban en 76.451 millones de dólares. Las variaciones se originan en el sector nacional debido, principalmente, a los siguientes rubros:

a. Otros Pasivos corrientes y no Corrientes

Los otros pasivos corrientes y no corrientes presentaron un aumento de 22.018 millones de dólares (62%) al pasar de 35.486 millones de dólares en el año 2010 a 57.504 millones de dólares en el año 2011, a continuación se mencionan las causas principales:

- Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas: El aumento de 14.116 millones de dólares, se debe fundamentalmente a las emisiones de pagarés a favor a la ONT, los cuales se incrementaron en 10.828 millones de dólares (163%), así como también, durante el año 2011 se incurrió en cuentas por pagar al Fondo Simón Bolívar por 4.410 millones de dólares.
- Acumulaciones por Pagar Contratistas: Al 31 de diciembre de 2011, la acumulación contratistas presentó un incremento de 1.943 millones de dólares, la cual es originada principalmente por la filial PDVSA Petróleo en su división de Servicios y de Exploración y Producción de Oriente y de la Faja.
- Regalías por Pagar: El aumento de 1.056 millones de dólares (56%) presentada en estas cuentas es originada principalmente por el incremento en los precios del petróleo durante el año 2011.
- Beneficios a los Empleados y Otros Beneficios post-retiro: Al 31 de diciembre de 2011 presentaron un incremento en Jubilaciones, Indemnizaciones Laborales y Otros Beneficios por 224 millones de dólares (28%), 142 millones de dólares (80%) y 1.124 millones de dólares (26%), respectivamente, con relación a diciembre 2010.

Tanto en las filiales venezolanas como en las del exterior, existen planes de jubilación y de otros beneficios que cubren a los trabajadores y ex-trabajadores elegibles. Estos planes, entre otras condiciones, se basan en el tiempo de servicio, la edad y, el salario.

El financiamiento del plan de pensión para los trabajadores venezolanos está basado en un sistema de contribuciones, administrado bajo la figura de capitalización individual. Este plan establece aportes mensuales obligatorios sobre la base del salario normal, de 3% por parte del trabajador y de 9% por parte de la compañía. En caso de ser necesario, la compañía hará aportes adicionales para garantizar el pago del monto de beneficio de pensión según el plan definido por contrato.

b. Deuda Financiera

(22) Deuda Financiera										
La deuda financiera consolidada de PDVSA, se distribuye de la siguiente manera (en millones):										
					31 de diciembre de					
	Moneda	Tasa de interés	Año de vencimiento	Valor nominal	2011	2010	2009	2011	2010	2009
					Dólares			Bolívares		
PDVSA (Casa Matriz):										
Bonos no garantizados	Dólares	8.00%	2013	1,145	945	415	-	4,064	1,785	-
Bonos no garantizados	Dólares	4.90%	2014	3,000	2,561	2,450	1,413	11,012	10,535	3,038
Bonos no garantizados	Dólares	5.00%	2015	1,413	1,387	1,387	1,413	5,964	5,964	3,038
Bonos no garantizados	Dólares	5.125%	2016	435	425	425	435	1,828	1,828	935
Bonos no garantizados	Dólares	8.50%	2017	6,150	5,249	3,000	-	22,571	12,900	-
Bonos cero cupón no garantizados	Dólares	-	2011	2,450	-	2,450	3,000	-	10,535	6,450
Bonos no garantizados	Dólares	9.00%	2021	2,394	1,548	-	-	6,656	-	-
Bonos no garantizados	Dólares	12.75%	2022	3,000	3,000	-	-	12,900	-	-
Bonos no garantizados	Dólares	5.25%	2017	3,000	3,088	3,126	3,131	13,278	13,441	6,732
Bonos no garantizados	Dólares	5.375%	2027	3,000	3,139	3,135	3,152	13,498	13,480	6,777
Bonos no garantizados	Dólares	5.50%	2037	1,500	1,576	1,566	1,579	6,777	6,733	3,395
Certificados de inversión	Bolívares	8.00%	2012	1,186	1,186	465	-	5,100	2,000	-
Certificados de inversión	Bolívares	9.50%	2012	302	302	302	1,000	1,300	1,299	2,150
Certificados de inversión	Dólares	-	-	-	-	-	856	-	-	1,840
Facilidad de crédito	Dólares	LIBOR + 4.50%	2013	1,500	1,000	1,500	-	4,300	6,450	-
Facilidad de crédito	Euros	2.12%	2016	22	22	27	-	93	116	-
Préstamo garantizado	Yenes	1.70% - 2.30%	2012	385	35	99	146	151	426	314
Préstamo garantizado	Dólares	LIBOR + 5.00%	2014	1,500	1,500	-	-	6,450	-	-
Préstamo garantizado	Bolívares	9.50%	2016	233	233	-	-	1,000	-	-
Préstamo garantizado	Bolívares	9.50%	2016	1,000	1,000	-	-	4,300	-	-
Préstamo garantizado	Bolívares	9.50%	2018	930	930	-	-	4,000	-	-
Préstamo garantizado	Dólares	LIBOR + 1.50% - 8.75%	2022	1,500	1,450	-	-	6,235	-	-
Préstamo garantizado	Dólares	LIBOR + 0.50% - 6.50%	2022	3,500	2,393	2,627	2,860	10,290	11,296	6,149
Préstamo no garantizado	Dólares	-	-	-	-	-	1	-	-	2
Arrendamientos financieros	Dólares	-	2012	3	3	4	11	13	17	24
					32,972	22,978	18,997	141,780	98,805	40,844
CITGO:										
Bonos garantizados	Dólares	11.50%	2017	300	290	288	-	1,247	1,238	-
Bonos industrial exentos de impuesto	Dólares	6.00%	2023	3	3	3	3	13	13	6
Bonos industrial exentos de impuesto	Dólares	7.50%	2025	50	49	49	49	211	210	105
Bonos industrial exentos de impuesto	Dólares	8.00%	2028	25	24	25	25	103	108	54
Bonos industrial exentos de impuesto	Dólares	8.00%	2032	30	29	29	29	125	125	62
Bonos industrial exentos de impuesto	Dólares	-	-	-	-	-	481	-	-	1,034
Bonos sujetos a impuesto	Dólares	-	-	-	-	-	60	-	-	129
Facilidad de crédito	Dólares	-	-	-	-	-	511	-	-	1,099
Facilidad de crédito tipo B	Dólares	LIBOR 2% base + 6.00%	2015	350	120	330	607	516	1,419	1,305
Facilidad de crédito tipo C	Dólares	LIBOR 2% base + 7.00%	2017	700	668	672	-	2,872	2,890	-
Facilidades de crédito garantizadas	Dólares	-	-	-	-	9	225	-	39	484
Línea de crédito rotativa garantizada	Dólares	-	-	-	-	-	400	-	-	860
Arrendamientos financieros	Dólares	-	2030	276	276	285	24	1,187	1,226	52
					1,459	1,690	2,414	6,274	7,268	5,190
PDVSA América, S.A.:										
Préstamo garantizado	Dólares	LIBOR + 1%	2023	61	49	53	57	211	228	122
Préstamo garantizado	Dólares	LIBOR + 1%	2024	61	51	55	59	219	237	127
Arrendamientos financieros	Dólares	-	2012	1	1	1	-	4	4	-
					101	109	116	434	469	249
PDVSA Petróleo, S.A.:										
Bonos garantizados	Dólares	8.22% - 8.37%	2017 - 2022	10	10	11	11	43	47	24
Bonos garantizados	Dólares	7.33% - 8.03%	2028	3	3	3	3	13	13	6
					13	14	14	56	60	30
Interven Venezuela, S.A.:										
Préstamo no garantizado	Dólares	-	-	-	-	4	-	-	17	-
PDV Marina, S.A.:										
Facilidad de crédito	Yenes	CIRR 1.77% + 3.12%	2021	186	186	-	-	800	-	-
PDVSA Naval, S.A.:										
Facilidad de crédito	Euros	Euribor + 3.80%	2021	17	17	-	-	73	-	-
Corporación Venezolana de Petróleo (CVP):										
Línea de crédito garantizada	Dólares	-	-	-	-	-	189	-	-	406
Refinería Isla (Curacao), B.V.:										
Arrendamientos financieros	Dólares	-	2019	144	144	155	166	619	666	358
INTEVEP:										
Arrendamientos financieros	Bolívares	-	-	-	-	-	1	-	-	2
					34,892	24,950	21,897	150,036	107,285	47,079
Menos porción corriente					2,396	3,604	2,956	10,303	15,497	6,356
Porción no corriente					32,496	21,346	18,941	139,733	91,788	40,723

c. Bonos no Garantizados

(i) Bonos Cero Cupón

El 10 de julio de 2009, se completó el proceso de emisión de oferta pública de bonos cero cupón, hasta por un monto de \$3.000 millones (Bs.6.450 millones) con vencimiento a dos años (2011), y pagaderos en dólares al vencimiento. Esta emisión fue dirigida y regulada por el BCV, y quedó exceptuada del ámbito de aplicación de la Ley de Mercado de Valores de Venezuela. En la emisión de estos bonos, PDVSA recibió de los compradores locales el equivalente en bolívares a la fecha de la transacción de \$5.567 millones (Bs.11.969 millones) (véase nota 11).

El 17 de noviembre de 2010, PDVSA realizó una operación de canje, en la que se redimieron \$550 millones (Bs.2.365 millones) de estos bonos, a través de la emisión de un nuevo bono al vencimiento en el año 2013.

El 7 de julio de 2011, PDVSA cumplió con el compromiso de pago de los bonos cero cupón en circulación por \$2.450 millones (Bs.10.535 millones).

Petrobonos 2013

El 17 de noviembre de 2010, PDVSA cerró el proceso de canje de los bonos cero cupón emitidos en julio de 2009 con vencimiento en el año 2011, por un nuevo bono con vencimiento en el año 2013. En este proceso se utilizó una proporción de intercambio de 1,125, siendo redimidos \$550 millones (Bs.2.365 millones) de los bonos con vencimiento en el año 2011 por \$618 millones (Bs.2.657 millones) de los nuevos bonos con vencimiento en el año 2013, generándose en esta transacción un descuento en la emisión de los bonos de \$104 millones (Bs.447 millones) y una ganancia de \$36 millones (Bs.155 millones), que se incluye en los ingresos financieros, en el estado consolidado de resultados integrales (véase la nota 11). El proceso de canje y la emisión del nuevo bono fue autorizado por la Superintendencia Nacional de Valores.

El 8 de julio de 2011, PDVSA realizó la reapertura de los Petrobonos 2013 por un monto total de \$1.372 millones (Bs.5.900 millones), generándose un descuento de \$93 millones (Bs.400 millones) y una ganancia de \$208 millones (Bs.894 millones), que se incluyen en los ingresos financieros, en el estado consolidado de resultados integrales (véase la nota 11). Estos bonos fueron adjudicados a favor del BCV.

El 19 de septiembre de 2011, PDVSA realizó la reapertura de los Petrobonos 2013 por un monto total de \$406 millones (Bs.1.745 millones), generándose un descuento de \$38 millones (Bs.165 millones) y una ganancia de \$6 millones (Bs.26 millones), incluida en los ingresos financieros en el estado consolidado de resultados integrales (véase la nota 11). Estos bonos fueron adjudicados a favor de instituciones no financieras relacionadas para la cancelación de pagarés (véase la nota 25).

(ii) Petrobonos 2014, 2015 y 2016

El 28 de octubre de 2009, PDVSA completó el proceso de oferta pública de bonos por \$1.413 millones (Bs.6.076 millones), \$1.413 millones (Bs.6.076 millones) y \$435 millones (Bs.1.871 millones) con vencimientos en los años 2014, 2015 y 2016, respectivamente. Esta emisión fue realizada en coordinación con el BCV y el Ministerio para el Poder Popular de Economía y Finanzas. Esta emisión quedó exceptuada del ámbito de aplicación de la Ley de Mercado de

Valores de Venezuela y exonerada del pago de impuesto sobre la renta aplicable a los intereses que devengarán estos bonos. En esta emisión, la Compañía recibió de los compradores locales el equivalente en bolívares a la fecha de la transacción de \$4.501 millones (Bs.9.676 millones) (véase la nota 11).

En agosto de 2010, PDVSA realizó la reapertura de los Petrobonos 2014 por \$1.587 millones (Bs.6.824 millones), generándose un descuento de \$592 millones (Bs.2.546 millones) y una pérdida de \$278 millones (Bs.1.195 millones) incluida en los gastos financieros, en el estado consolidado de resultados integrales (véase la nota 11). Estos bonos fueron adjudicados en su totalidad al BCV, recibiendo \$345 millones (Bs.1.484 millones) en efectivo y cancelando un pagaré cedido a favor de este organismo por \$372 millones (Bs.1.600 millones) (véase la nota 25).

(iii) Bonos PDVSA 2017

El 29 de octubre de 2010, PDVSA completó el proceso de oferta pública de estos bonos por \$3.000 millones (Bs.12.900 millones), con amortizaciones anuales de capital en dólares de \$1.000 millones (Bs.4.300 millones) para los años 2015, 2016 y 2017. Estos bonos fueron emitidos a su valor par. La emisión de estos bonos fue autorizada por la Superintendencia Nacional de Valores y quedó exonerada del pago de impuesto sobre la renta aplicable a los intereses que devengarán estos bonos.

El 17 de enero de 2011, PDVSA realizó la reapertura de los Bonos PDVSA 2017 por \$3.150 millones (Bs.13.545 millones), colocando bonos con un valor nominal de \$2.844 millones (Bs.12.229 millones), y generándose un descuento de \$954 millones (Bs.4.102 millones) y una ganancia de \$99 millones (Bs.426 millones) que se incluye en los ingresos financieros en el estado consolidado de resultados integrales (véase la nota 11). Estos bonos fueron adjudicados a favor del BCV e instituciones no financieras relacionadas para la cancelación de pagarés (véase la nota 25). El remanente de los bonos reaperturados fue adjudicado al BCV y otras instituciones no financieras el 19 de septiembre de 2011, generándose un descuento de \$92 millones (Bs.396 millones) y una ganancia de \$37 millones (Bs.159 millones) incluida en los ingresos financieros en el estado consolidado de resultados integrales (véase la nota 11).

(iv) Bonos PDVSA 2021

El 17 de noviembre de 2011, PDVSA completó el proceso de colocación privada de estos bonos por \$2.394 millones (Bs.10.294 millones), con vencimiento en el año 2021. Esta emisión fue adjudicada en su totalidad al BCV, recibiendo \$435 millones (Bs.1.871 millones) en efectivo y canjeando la diferencia por bonos emitidos previamente con vencimiento en el año 2013, generándose un descuento de \$867 millones (Bs.3.728 millones) y una ganancia de \$96 millones (Bs.413 millones).

(v) Bonos PDVSA 2022

El 17 de febrero de 2011, PDVSA completó el proceso de oferta pública de estos bonos por \$3.000 millones (Bs.12.900 millones), con vencimiento en el año 2022. Estos bonos fueron emitidos a su valor par. La emisión de estos bonos fue autorizada por la Superintendencia Nacional de Valores.

(vi) Bonos PDVSA 2017, 2027 y 2037

Entre el 12 de abril y el 10 de mayo de 2007, PDVSA completó el proceso de oferta pública de bonos por \$7.500 millones (Bs.32.250 millones) con vencimientos a 10, 20 y 30 años (2017, 2027 y 2037), generándose una prima de \$413 millones (Bs.1.776 millones). Esta emisión fue dirigida y regulada por el BCV, y quedó exceptuada del ámbito de aplicación de la Ley de Mercado de Valores de Venezuela y quedó exonerada del pago de impuesto sobre la renta aplicable a los intereses que devengarán estos bonos.

d. Recompra de Bonos

En diciembre de 2010, PDVSA realizó operaciones de recompra de bonos con vencimientos en los años 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017 por un monto total de \$323 millones (Bs.1.389 millones); de los cuales \$182 millones (Bs.783 millones) fueron recolocados en el mercado secundario con un descuento de \$74 millones (Bs.318 millones), generándose una ganancia de \$19 millones (Bs.82 millones) en esta transacción, incluida en los ingresos financieros en el estado consolidado de resultados integrales (véase la nota 11).

e. Certificados de Inversión

Durante el año 2011, PDVSA emitió a favor del Banco del Tesoro, C.A. Banco Universal (Banco del Tesoro) certificados de inversión renovables denominados en bolívares por un total de \$721 millones (Bs.3.100 millones), con intereses pagaderos mensualmente.

Durante el año 2010, PDVSA emitió a favor del Banco del Tesoro, certificados de inversión renovables denominados en bolívares por un total de \$465 millones (Bs.2.000 millones), con intereses pagaderos mensualmente. En enero de 2011, estos certificados fueron renovados por un período de 12 meses.

En febrero de 2009, PDVSA emitió certificados de inversión a favor del Fondo de Garantía de Depósitos y Protección Bancaria (FOGADE), por un total de \$1.000 millones (Bs.2.150 millones). Estos certificados fueron denominados en bolívares con capital indexable al tipo de cambio oficial bolívar versus dólar para los pagos del sector público no petrolero, a un plazo original de 18 meses renovables por períodos iguales. Durante el año 2010, PDVSA amortizó \$302 millones (Bs.1.300 millones), y renovó el monto restante bajo las mismas condiciones, con vencimiento en febrero de 2012, reconociéndose una ganancia de \$396 millones (Bs.1.703 millones), por el efecto de la fluctuación del tipo de cambio al convertir el importe de esta deuda denominada en bolívares a dólares estadounidenses, incluida en el efecto por fluctuación de la moneda extranjera en el estado de resultados integrales del año terminado el 31 de diciembre de 2010 (véase la nota 11). Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el monto adeudado por estos certificados de inversión es de \$302 millones (Bs.1.300 millones), para cada año. Al 31 de diciembre de 2009, el monto adeudado es de \$1.000 millones (Bs.2.150 millones).

Durante el año 2009, PDVSA emitió a favor del BANDES y del Banco del Tesoro, certificados de inversión por un total de \$500 millones (Bs.1.075 millones) a un plazo de seis (6) meses renovables por períodos iguales. Estos certificados de inversión fueron cancelados en su totalidad durante el año 2010.

Durante el año 2008, PDVSA emitió a favor del BANDES y del Banco del Tesoro, certificados de inversión por un total de \$1.156 millones (Bs.2.485 millones), a un plazo de 90 días renovables por períodos iguales. Durante el año 2009, PDVSA efectuó pagos por un total de

\$800 millones (Bs.1.720 millones) y mantenía un saldo de \$356 millones (Bs.765 millones) al 31 de diciembre de 2009. Estos certificados de inversión fueron cancelados en su totalidad durante el año 2010.

f. Facilidades de Crédito

El 23 de abril de 2010, PDVSA suscribió con China Development Bank Corporation (CDBC), el Banco Espirito Santo S.A. (BES) y otras instituciones bancarias, un acuerdo de crédito sindicado que establece una facilidad de crédito por \$1.500 millones (Bs.6.450 millones), con amortizaciones trimestrales de capital e intereses y un período de gracia de nueve meses.

El 8 de junio de 2010, PDVSA firmó una facilidad de crédito con el Deutsche Bank, S.A.E. por €59 millones, equivalente a \$78 millones (Bs.335 millones), destinado a financiar las inversiones en el sector de refinación nacional. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se ha dispuesto de €17 millones y €21 millones, equivalente a \$22 millones (Bs.93 millones) y \$27 millones (Bs.116 millones), respectivamente, del monto convenido en esta facilidad, (véase la nota 3-b).

g. Préstamos Garantizados

En diciembre de 2001, PDVSA suscribió con el Japan Bank for International Cooperation (JBIC) un préstamo por ¥45.706 millones, equivalente a \$385 millones (Bs.1.656 millones), con amortizaciones semestrales de capital y de intereses. Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, el saldo de esta deuda es de ¥2.688 millones, ¥8.065 millones y ¥13.443 millones equivalentes a \$35 millones (Bs.151 millones), \$99 millones (Bs.426 millones) y \$146 millones (Bs.314 millones), respectivamente (véase la nota 3-b).

En noviembre de 2011, PDVSA suscribió con el CDBC un préstamo por \$1.500 millones (Bs.6.450 millones), con amortizaciones trimestrales de capital, vencimiento a tres (3) años y un período de gracia de nueve (9) meses.

En noviembre de 2011, el Banco del Tesoro otorgó a PDVSA dos préstamos denominados en bolívares por un total de \$233 millones (Bs.1.000 millones), con intereses pagaderos trimestralmente, amortizaciones de capital variables y un período de gracia de doce (12) meses.

En noviembre de 2011, el Banco de Venezuela, S.A. Banco Universal (Banco de Venezuela) otorgó a PDVSA un préstamo denominado en bolívares por \$1.000 millones (Bs.4.300 millones), con tasa de interés variable, inicialmente de 9,50% anual, amortizaciones de capital variable y un período de gracia de veinticuatro (24) meses.

En agosto de 2011, un grupo de bancos, liderados por el JBIC, otorgó un préstamo a PDVSA por \$1.500 millones (Bs.6.450 millones), que incluye opciones de pago en efectivo o mediante la entrega de petróleo crudo y productos a precios de mercado.

El 3 de junio de 2011, PDVSA firmó con el Banco de Venezuela dos préstamos denominados en bolívares por un total de \$930 millones (Bs.4.000 millones), con una tasa inicial de 9,50% anual, variable trimestralmente sin superar las tasas fijadas por el BCV para las carteras crediticias de los sectores agrícola y de manufactura, y un período de gracia de veinticuatro (24) meses.

En febrero de 2007, un grupo de bancos, liderados por el JBIC otorgó un préstamo a PDVSA

por \$3.500 millones (Bs.15.050 millones). Este préstamo incluye opciones de pago en efectivo o mediante la entrega de petróleo crudo y productos a precios de mercado, sujeto a un acuerdo de cantidades mínimas, revisadas cada tres (3) años. Durante los años 2011, 2010 y 2009, PDVSA efectuó pagos mediante la entrega de petróleo crudo y productos por \$233 millones en cada año (Bs.1.002 millones durante los años 2011 y 2010, y Bs.501 millones durante el año 2009), y al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, presenta un saldo de \$2.393 millones (Bs.10.290 millones), \$2.627 millones (Bs.11.296 millones) y \$2.860 millones (Bs.6.149 millones), respectivamente.

5.12 Flujo de Caja

5.12.1 Liquidez y Fuentes de Capital

La fuente primaria de liquidez son los flujos de caja de las operaciones. Adicionalmente, los préstamos a corto y largo plazo en dólares estadounidenses y en bolívares, representan una fuente de capital para los proyectos de inversión. PDVSA continúa realizando inversiones de capital para mantener e incrementar el número de reservas de hidrocarburos que se operan y la cantidad de petróleo que se produce y procesa. En las operaciones normales del negocio, PDVSA y sus filiales entran en facilidades y acuerdos de préstamos, para cubrir sus necesidades de liquidez y fondos necesarios para los desembolsos de capital.

5.12.2 Flujo de Caja Provisto por las Actividades Operacionales

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2011, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades operacionales fue de 12.904 millones de dólares debido, fundamentalmente, a una ganancia neta de 4.697 millones de dólares, y a los ajustes para conciliar esta ganancia neta por partidas que no implicaron movimiento de efectivo por un importe neto de 8.467 millones de dólares.

5.12.3 Flujo de Caja Usado para las Actividades de Inversión

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2011, el efectivo neto de PDVSA usado en las actividades de inversión fue de 14.240 millones de dólares, destinados principalmente a las adquisiciones de propiedades, plantas y equipos.

5.12.4 Flujo de Caja Provisto por las Actividades de Financiamiento

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2011, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades de financiamiento fue de 3.929 millones de dólares, originados fundamentalmente por el efecto neto, entre el efectivo recibido por la emisión de deuda financiera por 9.521 millones de dólares, y disminuciones por pagos de dicha deuda financiera consolidada, por 3.308 millones de dólares.

5.13 Preparación y Presentación de Estados Financieros

Los estados financieros consolidados están preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), adoptadas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad (*International Accounting Standards Board-IASB*).

Las políticas de contabilidad han sido aplicadas consistentemente para los años presentados en estos estados financieros consolidados, y han sido aplicadas consistentemente por sus filiales, afiliadas y entidades controladas de forma conjunta.

Se han hecho algunas reclasificaciones a los estados financieros consolidados de los años 2010 y 2009, para conformar su presentación con la clasificación usada en el año 2011.

5.13.1 Pronunciamientos Contables Adoptados Recientemente

Durante el año 2011 entraron en vigencia nuevas normas e interpretaciones, cuyas modificaciones no son aplicables actualmente para PDVSA, y por tanto no han requerido cambios en sus políticas de contabilidad significativas.

5.13.2 Nuevos Pronunciamientos Contables aún no Adoptados

Varias normas nuevas y enmiendas e interpretaciones a las normas actuales son efectivas para los períodos anuales que comienzan después del 1° de enero de 2011, y no se han aplicado en la preparación de estos estados financieros consolidados. Ninguna de estas normas se espera que tenga un efecto significativo sobre los estados financieros consolidados de PDVSA, excepto la NIC 12 *Impuesto a las Ganancias*, NIC 19 *Beneficios a los Empleados*, NIIF 9 *Instrumentos Financieros*, NIIF 10 *Estados Financieros Consolidados*, NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*, NIIF 12 *Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades* y NIIF 13 *Medición del Valor Razonable*, las cuales entrarán en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2012. PDVSA no tiene planes para adoptar estas normas y enmiendas de forma anticipada, y determinó que no tendrán efectos significativos sobre sus estados financieros consolidados.

6. LITIGIOS

Mobil Cerro Negro Ltd.

El 27 de enero de 2008, Mobil Cerro Negro Ltd. (“Mobil Cerro Negro”) una subsidiaria de ExxonMobil, introdujo una solicitud de arbitraje ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional en contra de PDVSA y PDVSA Cerro Negro, S.A. (“PDVSA Cerro Negro”), reclamando a PDVSA Cerro Negro indemnizaciones derivadas del acuerdo de asociación vinculado al Proyecto Cerro Negro (el “Acuerdo de Asociación Cerro Negro”) y a PDVSA indemnizaciones derivadas de una garantía otorgada por ésta sobre las obligaciones asumidas por PDVSA Cerro Negro bajo el Acuerdo de Asociación Cerro Negro. En diciembre de

2007, Mobil Cerro Negro obtuvo de la Corte de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito Sur de Nueva York una orden de embargo preventivo de fondos de PDVSA Cerro Negro que se encontraban depositados en cuentas de la compañía en el Banco New York Mellon. De acuerdo a dicha orden, aproximadamente US\$300 millones de los fondos de PDVSA Cerro Negro permanecieron embargados en espera de las resultas del procedimiento arbitral.

Adicionalmente, el 24 de enero de 2008, Mobil Cerro Negro obtuvo una orden de embargo preventivo *ex parte* a nivel mundial de la Alta Corte de Justicia de Londres, limitando la disposición de ciertos bienes de PDVSA y ordenándole a mantener, a nivel mundial, bienes con un valor agregado de al menos US\$12 millardos. Sin embargo, la Alta Corte de Justicia de Londres revocó la orden el 18 de marzo de 2008, luego de una solicitud realizada por PDVSA. Mobil Cerro Negro también obtuvo órdenes de embargo preventivo en los Países Bajos, afectando las acciones de una subsidiaria así como en las Antillas Neerlandesas y en Aruba, las cuales no han intervenido en el curso ordinario de las operaciones de PDVSA.

Aunque los procedimientos de medidas provisionales solicitadas ante las cortes nacionales se basaban en el supuesto reclamo de indemnización por US\$12 millardos, Mobil Cerro Negro redujo la cuantía de su reclamo a aproximadamente US\$6.5 millardos, más intereses y costas. En la solicitud de arbitraje, Mobil Cerro Negro reclamó la indemnización derivada del artículo XV del Acuerdo de Asociación Cerro Negro, que establecía que PDVSA Cerro Negro indemnizaría a Mobil Cerro Negro, sujeto a ciertas limitaciones y restricciones, por acciones gubernamentales definidas como “Medidas Discriminatorias” que tuviesen un “Impacto Material Adverso” sobre Mobil Cerro Negro según lo establecido en el Acuerdo de Asociación. Mobil Cerro Negro alegó que varias medidas en materia de regalías, impuestos y medidas de recorte de producción iniciadas en 2004, así como el proceso de migración seguido en el año 2007, que requirió que todas las asociaciones que estuviesen operando fuera del marco legal establecido por la Ley Orgánica de Hidrocarburos migraran a una estructura de empresa mixta establecida en esa ley, constituían “Medidas Discriminatorias” según el Acuerdo de Asociación Cerro Negro, dando lugar de esta manera a la obligación de indemnización de PDVSA Cerro Negro y la ejecución de la garantía constituida por PDVSA.

La audiencia del arbitraje fue celebrada el 24 de septiembre de 2010, seguida por un escrito de informes y la demanda por costas, presentados el 24 de enero de 2011.

El tribunal arbitral dictó su laudo el 23 de diciembre de 2011, y la decisión fue notificada a las partes el 30 de diciembre de 2011. El tribunal determinó que PDVSA Cerro Negro y PDVSA eran responsables frente a Mobil Cerro Negro por un monto que asciende a US\$ 907.581.000,00 con respecto a las “Medidas Discriminatorias” de acuerdo a lo previsto en el Acuerdo de Asociación Cerro Negro, compensando dicho monto con las defensas reconventionales esgrimidas por PDVSA y PDVSA Cerro Negro, en US\$160.643.042,00. El tribunal arbitral determinó que PDVSA Cerro Negro no había incumplido el Acuerdo de Asociación Cerro Negro y que PDVSA no había incumplido la

garantía y por lo tanto no ordenó el pago de intereses anticipados (*pre award interest*). El tribunal sí condenó el pago de intereses compensatorios (*post award interest*) por un monto de US\$736.937.958,00 de acuerdo al *New York Prime Rate* y otorgó a PDVSA Cerro Negro y PDVSA sesenta (60) días para realizar el pago del monto condenado. Antes del 23 de febrero de 2012, el aspecto monetario del laudo fue satisfecho en su totalidad con la liberación a favor de Mobil Cerro Negro de los fondos que fueron sujetos al embargo preventivo en Nueva York, la cancelación de las fianzas del Proyecto Cerro Negro que PDVSA adquirió en 2007 y el pago en efectivo por parte de PDVSA a Mobil Cerro Negro del saldo remanente.

ConocoPhillips Petrozuata y Phillips Petroleum Company

El 30 de diciembre de 2009, ConocoPhillips Petrozuata B.V. (“CPZ”) y Phillips Petroleum Company Venezuela Limited (“Phillips Venezuela”) presentaron una solicitud de arbitraje en contra de PDVSA ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional en Nueva York por la ejecución de las garantías de las obligaciones de las subsidiarias de PDVSA, Maraven, S.A. y Corpoguanipa, S.A., bajo el acuerdo de asociación para el Proyecto Petrozuata y el acuerdo de asociación para el Proyecto Hamaca, respectivamente. CPZ y Phillips Venezuela alegan que las subsidiarias de PDVSA incumplieron obligaciones con respecto a ciertos recortes de producción y exportación ordenados por el gobierno de Venezuela.

El tribunal arbitral fue constituido en julio de 2010, los dos casos fueron consolidados, y los términos de referencia fueron adoptados a finales de 2010. El 10 de diciembre de 2010, CPZ y Phillips Venezuela introdujeron su escrito de demanda. El 10 de mayo de 2011, PDVSA introdujo su escrito de contestación a la demanda. El 10 de agosto de 2010, CPZ y Phillips Venezuela introdujeron su escrito de réplica a la contestación. PDVSA introdujo su escrito de dúplica el 10 de noviembre de 2011 y finalmente, la audiencia del caso se celebró entre el 10 y el 14 de enero de 2012.

CPZ reclama el pago de US\$38.50 millones por pérdidas sufridas más el interés a que haya lugar (para un reclamo total que supera los US\$59 millones). Phillips Venezuela reclama el pago de US\$63.64 millones por pérdidas sufridas más el interés a que haya lugar (para un reclamo total que supera los US\$98 millones). El tribunal no ha dictado aun su decisión final y se espera que emitan un laudo en el año 2013.

PDV Sweeny y ConocoPhillips Company

El 25 de febrero de 2010, PDV Sweeny, Inc. (“PDV Sweeny”) y PDV Texas, Inc. (“PDV Texas”) introdujeron una solicitud de arbitraje ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (“CCI”) en contra de ConocoPhillips Company (“ConocoPhillips”) y Sweeny Coker Investor Sub, Inc. (“Sweeny Sub”), relacionada con el ejercicio de una opción de compra por parte de ConocoPhillips y de Sweeny Sub para adquirir la participación de PDV Sweeny y PDV Texas en el *joint-venture* sin contraprestación alguna (el “Arbitraje por la Opción de Compra”). PDV Sweeny y PDV Texas persiguen que el laudo declare, entre otras cosas, que el ejercicio de la opción

de compra fue inválido y no produjo efectos y que efectivamente PDV Sweeny y PDV Texas siguen teniendo derecho a su participación en el *joint-venture*. Posteriormente, el 16 de agosto de 2010 (y modificado el 29 de septiembre de 2010), ConocoPhillips introdujo una solicitud de arbitraje ante la CCI en contra de PDVSA y su subsidiaria PDVSA Petróleo, S.A., alegando que PDVSA Petróleo, S.A. incumplió la obligación derivada de un acuerdo de suministro de crudo para participar en el cálculo conjunto de un ajuste al precio del crudo para el segundo semestre del 2008 y todo el año 2009, y que como resultado de ello, ConocoPhillips sufrió daños que exceden los US\$242 millones. ConocoPhillips alegó adicionalmente que PDVSA, como garante, tenía la obligación de indemnizar a ConocoPhillips por tales daños (el "Arbitraje por el Ajuste Retroactivo"). El 17 de diciembre de 2010, un tribunal arbitral admitió la solicitud de PDVSA y sus filiales de consolidar el Arbitraje por la Opción de Compra y el Arbitraje por el Ajuste Retroactivo. El 4 de febrero de 2011, ConocoPhillips presentó nuevamente su reclamo con respecto al Arbitraje por el Ajuste Retroactivo como una demanda reconvenicional y presentó dos reclamos reconvenicionales adicionales, alegando que tanto PDVSA Petróleo, S.A., bajo un acuerdo de suministro de crudo, como PDVSA, actuando como garante de ésta, son responsables por los daños causados por la falta de suministro de crudo durante los meses de enero, marzo, abril, junio, julio y agosto de 2009, por un monto que excede los US\$16 millones, así como daños causados por sobreestadía que exceden los US\$3.3 millones. El 3 de mayo de 2011, el tribunal y las partes firmaron los términos de referencia. El 26 de mayo de 2011, el tribunal emitió una orden procedimental estableciendo el cronograma del arbitraje. De acuerdo a dicha orden procedimental, PDVSA y sus filiales introdujeron escrito de defensa y reconvenición el 20 de diciembre de 2011. Se anticipa que, luego de la presentación de distintos escritos por las partes, se celebre una audiencia en diciembre de 2012.

Arbitraje OPIC

El 19 de noviembre de 2010, Opic Karimun Corporation ("OPIC") introdujo una solicitud de arbitraje ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional en Nueva York, en contra de la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. ("CPV") y PDVSA bajo los acuerdos de exploración a riesgo y ganancias compartidas en el Golfo de Paria Este y el Golfo de Paria Oeste (los "Acuerdos del Golfo de Paria") y las garantías otorgadas por PDVSA sobre las obligaciones contraídas por CPV bajo dichos acuerdos. OPIC alega que PDVSA y CVP son responsables bajo una gama de teorías legales, incluyendo el incumplimiento de los Acuerdos del Golfo de Paria y sus respectivas garantías, solicitando el pago de daños y perjuicios, como resultado de proceso migratorio llevado a cabo durante el 2007, de acuerdo al Decreto-Ley 5.200 por un monto que asciende aproximadamente a los US\$200 millones. El 14 de enero de 2011, PDVSA y CVP presentaron su contestación a la solicitud de arbitraje. Posteriormente, luego de la constitución del tribunal arbitral y de la fijación de los términos de referencia, las partes introdujeron sus escritos iniciales y se encuentran en la fase de promoción de pruebas documentales. Distintos escritos serán presentados hasta diciembre de 2012, y la audiencia del caso ha sido programada para celebrarse a finales de enero de 2013.

Arbitraje SIMCO

El 26 de marzo de 2010, el Consorcio SIMCO, conformado por Wood Engineering Limited, introdujo una solicitud de arbitraje en contra de PDVSA Petróleo, S.A. ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional en Nueva York, basada en el supuesto incumplimiento de PDVSA Petróleo, S.A. de un contrato para el suministro de servicios de tratamiento e inyección de agua en el Lago de Maracaibo. Los demandantes han solicitado el pago de daños y perjuicios en un monto que asciende a US\$62.243.663,00 y Bs. 163.348.885,00.

El tribunal arbitral se constituyó el 2 de diciembre de 2010. Las partes introdujeron sus escritos de alegatos y defensas en la primera mitad del 2011. Los escritos de réplica y réplica fueron presentados a finales de 2011 y principios de 2012. La audiencia del caso se llevó a cabo en abril de 2012. Las partes introducirán sus informes durante el mes de julio de 2012. Se espera que la decisión sobre el caso se dicte a finales de 2012 o a principios de 2013.

PDVSA Petróleo

El 30 de julio de 1997, el Juzgado Superior Noveno de lo Contencioso Tributario del Área Metropolitana de Caracas dictó decisión sobre un recurso presentado por PDVSA Petróleo, S.A., con respecto a resoluciones del SENIAT que objetan la deducibilidad de una contribución efectuada de conformidad con el artículo 6 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos. Dicha resolución establecía que sólo las exportaciones de crudo estaban sujetas a tal deducción y que, por el contrario, otros productos o sub-productos derivados de los hidrocarburos no estaban sujetos a deducciones. Aunque nuestra gerencia y nuestros expertos legales entienden que existen argumentos legales para confirmar esta resolución, presentamos un recurso de nulidad ante el Tribunal Supremo de Justicia. Al 31 de diciembre de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, registramos una provisión de reserva en el orden de los US\$673 millones para posibles contingencias derivadas de este procedimiento y del potencial impacto que podría tener en otras deducciones realizadas conforme al artículo 6 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Al 31 de diciembre de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, registramos una provisión de US\$ 68 millones para posibles contingencias derivadas de ciertas obligaciones de carácter tributario de PDVSA Petróleo, S.A. correspondientes a los años 1994, 1995 y 1996 por un monto total de capital de US\$ 415 millones. En relación con estos casos, hemos realizado pagos en efectivo y en especial, entregando Certificados de Reintegro Tributario al SENIAT por un monto total de capital de US\$ 13 millones y US\$ 682 millones, respectivamente.

Otros reclamos: Provisiones para contingencias

Al 31 de diciembre de 2011, hemos sido objeto de otros procedimientos legales y otros procedimientos derivados del curso comercial ordinario por un monto total de US\$ 1.030 millones.

Al 31 de diciembre de 2011 y el 31 de diciembre de 2010, registramos provisiones para contingencias por el orden de los US\$ 1.097 millones y los US\$ 1.042 millones, respectivamente.

7. DICTÁMENES DE LAS SOCIEDADES CALIFICADORAS DE RIESGO

La Superintendencia Nacional de Valores, concedió la excepción de la presentación de los Dictámenes de las Sociedades Calificadoras de Riesgo, conforme al Oficio N° DSNV/1396/2012 de fecha 11 de julio de 2012.

8. INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

Para cualquier información adicional sobre la Emisión 2012, puede dirigirse a las oficinas del Emisor ubicadas en Avenida Libertador Edif. Petróleos de Venezuela, Torre Este, La Campiña. P.O. Box 169. Caracas 1050-A. Venezuela. Teléfonos: 0212 708.4405. Página web: www.pdvsa.com.

“QUIEN SUSCRIBE CERTIFICA QUE EL PRESENTE PROSPECTO ES VERDADERO, NO CONTIENE INFORMACIÓN QUE PUEDA INDUCIR A ERROR AL PÚBLICO Y QUE NO CONOCE NINGÚN OTRO HECHO O INFORMACIÓN IMPORTANTE CUYA OMISIÓN PUDIERE ALTERAR LA APRECIACIÓN QUE SE HAGA POR PARTE DEL PÚBLICO DEL CONTENIDO DE ESTE PROSPECTO”.

Rafael Ramírez Carreño
Presidente

Víctor Eduardo Aular Blanco
Director

Nota: Las firmas autografiadas de los que suscriben el presente Prospecto se pueden observar en los ejemplares físicos en depósito del Registro Nacional de Valores.

1.	PRECIO AL PÚBLICO, COMISIÓN DEL AGENTE DE COLOCACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA	2
1.1	PRECIO AL PÚBLICO, COMISIONES Y OTROS GASTOS DE COLOCACIÓN	2
1.2	REMUNERACIÓN DEL AGENTE DE COLOCACIÓN	3
1.3	OTRAS INFORMACIONES BÁSICAS.....	3
2.	CARACTERÍSTICAS DE LAS OBLIGACIONES Y DERECHOS DE LOS OBLIGACIONISTAS	4
2.1	CARACTERÍSTICAS GENERALES Y DERECHOS DE LOS OBLIGACIONISTAS	4
2.2	MONTO Y PLAZO	4
2.3	COLOCACIÓN PRIMARIA	5
2.4	INTERESES	7
2.5	REDENCIÓN DEL CAPITAL.....	8
2.6	MERCADO SECUNDARIO.....	8
2.7	CUSTODIA DE LOS INSTRUMENTOS	8
2.8	PAGO DE LAS OBLIGACIONES.....	9
2.9	USO DE LOS FONDOS.....	10
2.10	REPRESENTANTE COMÚN	10
3.	INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR.....	11
3.1	NOMBRE, DOMICILIO Y DURACIÓN	11
3.2	DATOS DEL REGISTRO.....	11
3.3	DIRECCIÓN Y TELÉFONO	11
3.4	OBJETO SOCIAL	12
3.5	EVOLUCIÓN DEL CAPITAL SOCIAL.....	12
3.6	COMPOSICIÓN ACCIONARIA	13
3.7	EVOLUCIÓN HISTÓRICA	13
3.8	DIRECCIÓN Y ADMINISTRACIÓN	14
3.8.1	<i>GOBIERNO CORPORATIVO</i>	<i>14</i>
3.8.2	<i>ESTRUCTURA CORPORATIVA</i>	<i>26</i>
3.8.3	<i>Comisarios.....</i>	<i>27</i>
3.8.4	<i>Audidores Externos:.....</i>	<i>27</i>
3.9	PRINCIPALES PRODUCTOS Y SERVICIOS:	27
3.9.1	<i>DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO</i>	<i>27</i>
3.10	PLAN ESTRATÉGICO:	30
3.11	RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIONES Y PRINCIPALES PROYECTOS	32
3.12	PRINCIPALES PROYECTOS.....	33
4.	FUENTES DE FINANCIAMIENTO E INCIDENCIA DE LA EMISIÓN EN EMISOR.....	44
5.	INFORMACIÓN FINANCIERA.....	44
5.1	RESULTADOS OPERACIONALES Y FINANCIEROS.....	44
5.2	RESUMEN CONSOLIDADO DE INFORMACIÓN FINANCIERA.....	46
5.3	MERCADO INTERNO Y EXPORTACIONES	53
5.4	COSTOS Y GASTOS	54
5.4.1	<i>Compras de Petróleo y Productos, netas de variación de inventarios</i>	<i>54</i>
5.4.2	<i>Gastos de Operación.....</i>	<i>54</i>
5.4.3	<i>Gastos de Exploración.....</i>	<i>54</i>
5.4.4	<i>Gasto de Depreciación y Amortización</i>	<i>54</i>
5.4.5	<i>Ingresos Financieros.....</i>	<i>55</i>
5.4.6	<i>Gastos Financieros.....</i>	<i>55</i>
5.4.7	<i>Otros egresos, neto.....</i>	<i>55</i>
5.4.8	<i>Participación en Resultados Netos de Afiliadas y Entidades Controladas de forma conjunta.....</i>	<i>55</i>

5.5	APORTES Y CONTRIBUCIONES PARA EL DESARROLLO SOCIAL	55
5.5.1	<i>Aportes a la “Gran Misión Vivienda Venezuela (GMVV)”</i>	56
5.5.2	<i>Aportes para el desarrollo social</i>	56
5.5.3	<i>Aportes y contribuciones al Fondo de Desarrollo Nacional, S.A. (FONDEN)</i>	56
5.6	IMPUESTO SOBRE LA RENTA	57
5.7	PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS, NETO.....	57
5.8	PATENTES Y MARCAS	58
5.9	ACTIVO	58
5.10	PATRIMONIO	59
5.11	PASIVO	59
5.12	FLUJO DE CAJA	66
5.12.1	<i>Liquidez y Fuentes de Capital</i>	66
5.12.2	<i>Flujo de Caja Provisto por las Actividades Operacionales</i>	66
5.12.3	<i>Flujo de Caja Usado para las Actividades de Inversión</i>	66
5.12.4	<i>Flujo de Caja Provisto por las Actividades de Financiamiento</i>	66
5.13	PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS	67
5.13.1	<i>Pronunciamientos Contables Adoptados Recientemente</i>	67
5.13.2	<i>Nuevos Pronunciamientos Contables aún no Adoptados</i>	67
6.	LITIGIOS	67
7.	DICTÁMENES DE LAS SOCIEDADES CALIFICADORAS DE RIESGO.....	72
8.	INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA.....	72