

PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP.

FORMULARIO ANUAL DE INFORMACIÓN

PARA EL AÑO QUE TERMINA EN

DICIEMBRE 31 DE 2012

FECHADO: MARZO 13 DE 2013

TABLA DE CONTENIDO

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	2
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	2
INFORMACIÓN CON MIRAS AL FUTURO	10
TEMAS GENERALES.....	11
INFORMACIÓN DE LA TASA DE CAMBIO	12
DESARROLLO GENERAL DEL NEGOCIO.....	15
DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO.....	26
CONTRATOS Y PROPIEDADES DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL	30
OLEODUCTOS.....	44
FACTORES DE RIESGO	46
DATOS DE RESERVAS Y OTRA INFORMACIÓN.....	53
DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL CAPITAL	54
MERCADO DE VALORES.....	
DIRECTORES Y FUNCIONARIOS	61
PROCEDIMIENTOS JUDICIALES	69
PARTICIPACIÓN DE LA GERENCIA Y DE OTROS EN LAS TRANSACCIONES DE MATERIALES	69
AGENTE DE TRANSFERENCIA Y FUNCIONARIO DE REGISTRO	71
CONTRATOS IMPORTANTES.....	71
PARTICIPACIÓN DE EXPERTOS.....	71
INFORMACIÓN DEL COMITÉ AUDITOR	72
INFORMACIÓN ADICIONAL	74
APÉNDICE “A”	75

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

bbl	barriles	MMboe	millones de barriles de petróleo equivalente
bbl/d	barriles por día	Mcf	miles de pies cúbicos
Bcf	mil millones de pies cúbicos	Mcf/d	miles de pies cúbicos por día
boe	barriles de petróleo equivalente	MMBtu	millones de unidades térmicas británicas
boe/d	barriles de petróleo equivalente por día	MMcf	millones de pies cúbicos
Btu	unidad térmica británica	MMcf/d	millones de pies cúbicos por día
km	kilómetros	NGL	líquidos del gas natural
m	metros	psi	libras por pulgada cuadrada
m ²	metros cuadrados	psia	libras por pulgada cuadrada absolutas
m ³	metros cúbicos	psig	libras por pulgada cuadrada manométricas
Mbbl	miles de barriles	Tcf	billón pies cúbicos
MMbbl	millones de barriles	US\$	dólares estadounidenses
Mboe	miles de barriles de petróleo equivalente	WI	participación en la operación

NOTA: La información aquí suministrada expresada en barriles de petróleo equivalente (boe) es el resultado de convertir gas natural en petróleo, a razón de cinco mil setecientos pies cúbicos (Mcf) de gas natural en un barril (bbl) de petróleo. La información respecto a los *boes* puede conducir a errores particularmente cuando se usa de manera aislada. Una relación de conversión de los *boes* de 5.7 Mcf: 1 bbl está basada en un método de conversión de equivalencia de energía fundamentalmente aplicable a la punta del quemador y no representa un valor económico en la cabeza de pozo. En este Formulario Anual de Información la Compañía ha expresado los boe utilizando la norma de conversión colombiana de 5.7 Mcf: 1 bbl requerida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia para las propiedades ubicadas en Colombia. Las propiedades ubicadas fuera de Colombia utilizan una relación de conversión de 6.0 Mcf:1 bbl.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Los siguientes términos usados, pero no definidos de manera diferente en este Formulario Anual de Información, tendrán los significados descritos a continuación. Las palabras en singular, donde el contexto así lo requiera, incluyen el plural y viceversa y las palabras que denotan cualquier género incluyen todos los géneros.

Términos No-Técnicos

“**Escritura de Emisión de 2009**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Financiación de Bonos Preferenciales de 2009”.

“**Derechos Preferenciales de 2009**” tiene el significado que se da a dicho término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Financiación de Bonos Preferenciales de 2009”.

“**Plan de Derechos de 2009**” tiene el significado que se da a dicho término bajo el encabezado titulado “**Descripción de la estructura del capital – Accionista Plan de Derechos**”.

“**Escritura de Emisión de 2011**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado denominado “Reseña Histórica – Financiación de Bonos Preferenciales de 2011”.

“**Bonos Preferenciales de 2011**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Financiación de Bonos Preferenciales de 2011”.

"**Plan de Derechos de 2011**" tiene el significado dado a dicho término bajo el encabezado titulado "Descripción de la estructura del capital - Accionista Plan de Derechos".

"**Migraciones Suizas de 2012**" tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado "Información Concerniente a la Compañía"

"**Contrato Abanico**" tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado "Contratos y Propiedades de Petróleo y Gas Natural – Propiedades de la producción".

"**Fusión**" es la fusión de Pacific Stratus y una subsidiaria totalmente propia de la Compañía según lo acordado en el Plan de Avenencia.

"**ANH**" es la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la entidad gubernamental en la República de Colombia con la responsabilidad de otorgar contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.

"**Formulario Anual de Información**" es este Formulario Anual de Información de fecha Marzo 13, 2013 respecto del ejercicio fiscal finalizado Diciembre 31 de 2012.

"**Arauca TEA**" es el Acuerdo de Evaluación Técnica de Arauca.

"**Contrato Arauca**" es el contrato de exploración y producción (E y P) de Arauca.

"**Contrato de Asociación**" es el contrato celebrado con Ecopetrol, y sus enmiendas, que otorga derechos a la Compañía para explorar y explotar hidrocarburos propiedad del estado colombiano con derechos de participación para Ecopetrol y excluye aquellos derechos de superficie, servidumbres y permisos usados, útiles o que se mantienen para ser usados en relación con dicho contrato.

"**Comité de Auditoría**" es el Comité de Auditoría de la Junta Directiva.

"**BCBCA**" es el *Decreto de Instituciones Corporativas* (Columbia Británica) [*Business Corporations Act*] que incluye los reglamentos promulgados conforme a él, y sus respectivas enmiendas.

"**BDRs**" significa los recibos de depósitos brasileños que representan Acciones Ordinarias cotizadas para operaciones bursátiles en BOVESPA.

"**Blue Pacific**" es Blue Pacific Assets Corp.

"**Junta Directiva**" es la Junta Directiva de la Compañía.

"**BOVESPA**" significa BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores Mercadorías e Futuros (o la Bolsa de Valores del Brasil).

"**BPZ**" significa BPZ Resources Inc.

"**Contrato Buganviles**" tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado "Contratos y Propiedades de Petróleo y Gas Natural – Propiedades de la Producción".

"**BVC**" es la Bolsa de Valores de Colombia.

“**Acuerdo de C&C**” tiene el significado que se le da a dicho término bajo el encabezado “Reseña Histórica – Adquisición de C&C Energía”.

“**C&C Energía**” significa CC Energía Ltd.

“**Canacol**” significa Canacol Energy Ltd.

“**Contrato Cerrito**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Contratos y Propiedades de Petróleo y Gas Natural – Propiedades de la Producción”.

“**Cerrito MOU**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Contratos y Propiedades de Petróleo y Gas Natural – Propiedades de la Producción”.

“**CGX**” significa CGX Energy Inc.

“**Contrato Chipalo**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Contratos y Propiedades de Petróleo y Gas Natural – Propiedades de la Producción”.

“**Contrato Cicuco**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Contratos y Propiedades de Petróleo y Gas Natural – Propiedades de la Producción”.

“**Facilidad en Pesos Colombianos**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado “Reseña Histórica – Facilidades de Crédito Revolvente”.

“**Acciones Ordinarias**” son las acciones ordinarias en el capital de la Compañía.

“**Compañía**” o “**Pacific Rubiales**” es Pacific Rubiales Energy Corp.

“**Consentimientos**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Oferta de Cambio de Bonos Preferenciales de 2009”.

“**Solicitud de Consentimiento**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Oferta de Cambio de bonos Preferenciales de 2009”.

“**Declaración de Solicitud de Consentimiento**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Financiación de Bonos Preferenciales de 2009”.

“**Consolidación**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Información Concerniente a la Compañía”.

“**Área Contratada**” es la superficie y su proyección en el subsuelo de los límites del bloque, en el cual la Compañía está autorizada, por virtud de diferentes contratos para llevar a cabo la exploración, evaluación y explotación de hidrocarburos objeto de ellos.

“**Debentures**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Adquisición de Kappa y Oferta de Debentures Convertibles”.

“**Escritura de Emisión de Obligaciones**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Adquisición de Kappa y Oferta de Debentures Convertibles”.

“**Contrato Dindal**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Contratos y Propiedades de Petróleo y Gas Natural – Propiedades de la Producción”.

“**Período de Conversión Temprana**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Conversión Temprana de Debentures”.

“**Fecha de Participación Temprana**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Oferta de Cambio de Bonos Preferenciales de 2009”.

“**Ecopetrol**” es Ecopetrol S.A., una compañía cuyo accionista mayoritario es el estado colombiano, dedicada a la exploración y explotación de hidrocarburos.

“**E y P**” significa exploración y producción.

“**ELE**” es ELE Financiera S.A.

“**Oferta de Cambio**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Oferta de Cambio de Bonos Preferenciales de 2009”.

“**Oferta de Cambio y Solicitud de Consentimiento**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Oferta de Cambio de Bonos Preferenciales de 2009”.

“**Fecha de Vencimiento**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Oferta de Cambio de Bonos Preferenciales de 2009”.

“**Información Con Miras Al Futuro**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Información Con Miras al Futuro”.

“**GMP**” es GMP Securities L.P.

“**Gran Tierra**” significa Gran Tierra Energy Inc.

“**Ronda de Crudos Pesados**” tiene el significado dado a dicho término bajo el encabezado titulado “contratos de petróleo y gas natural y propiedades - Propiedades de Exploración”.

“**HOCOL**” significa HOCOL, S.A.

“**InterOil**” significa InterOil Corporation.

“**Kappa**” es Kappa Energy Holdings Ltd.

“**Adquisición de Kappa**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Adquisición de Kappa y Oferta de Debentures Convertibles”.

“**Acuerdo de Kappa**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Adquisición de Kappa y Oferta de Debentures Convertibles”.

“**Karoon**” significa Karoon Gas Australia Ltd.

“**Bloques Karoon Blocks**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Karoon”.

“**Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Karoon**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Karoon”.

“**Contrato La Creciente**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Contratos y Propiedades de Petróleo y Gas Natural – Propiedades de la Producción”.

“**Lando**” es Lando Industrial Park S.A.

“**Contrato Las Quinchas**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Contratos y Propiedades de Petróleo y Gas Natural – Propiedades de la Producción”.

“**Carta-Acuerdo**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Contratos y Propiedades de Petróleo y Gas Natural – Propiedades de la Producción”.

“**M&P Colombia**” es Maurel & PRom Colombia B.V.

“**Major**” es Major International Oil, S.A., una compañía debidamente constituida bajo las leyes de Panamá y subsidiaria totalmente propia de la Compañía.

“**Maurel**” significa Les Etablissements Maurel & Prom S.A.

“**Mercantile**” colectivamente significa Mercantile Colombia Oil and Gas, una compañía debidamente constituida bajo las leyes de las Islas Vírgenes Británicas actualmente conocida como “Interoil Colombia Exploración y Producción”, con sucursal debidamente registrada en Colombia.

“**Meta**” es Meta Petroleum Corp., una compañía debidamente constituida bajo las leyes de Schaffhausen, Suiza, y subsidiaria totalmente propia de la Compañía.

“**MME**” es el Ministerio de Minas y Energía de Colombia

“**NBOC**” significa el Comité de Nuevas Oportunidades Comerciales de la Junta Directiva.

“**NI 51-101**” es el Documento Nacional 51-101 “*Declaración de Datos de Reservas y Otra Información de Petróleo y Gas*”.

“**NSAI**” significa Netherland, Sewell & Associates, Inc.

“**OAM**” es Oleoducto Alta Magdalena.

“**OBC**” es Oleoducto Bicentenario de Colombia.

“**Oleoducto OBC**” es el oleoducto entre Araguaney, en el Departamento Casanare de Colombia central, hasta la Terminal de Exportación Coveñas, en El Caribe.

“**OCENSA**” significa Oleoducto Central S.A.

“**Oleoducto OCENSA**” es el oleoducto entre Monterrey y la Terminal de Exportación Coveñas, en El Caribe.

“**ODC**” es Oleoducto de Colombia S.A.

“**Oleoducto ODC**” es el oleoducto entre la Estación Vasconia, en Puerto Boyacá (Departamento Boyacá) y el Puerto caribeño de Coveñas (Departamento Córdoba).

“**ODL**” es Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.

“**Oleoducto ODL**” es el oleoducto entre el campo Rubiales y la Estación Monterrey, en Casanare, Colombia.

“**OGD**” es el oleoducto Guaduas-La Dorada.

“**Adquisición de Pacific**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Información Concerniente a la Compañía”.

“**Pacific Coal**” es Pacific Coal Resources Ltd., y sus compañías predecesoras.

“**Pacific Infrastructure**” es Pacific Infrastructure Inc. y sus compañías predecesoras.

“**Pacific Infrastructure LOI**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica - Inversión en el puerto”.

“**Pacific Power**” es Pacific Power Generation Corp. (ex Ronter Inc.), empresa debidamente constituida conforme a las leyes de Panamá, en la cual la Compañía tiene un interés participativo del 24.9%.

“**Pacific Stratus**” es Pacific Stratus Energy Ltd.

“**Fórmula PAP**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Propiedades de la Exploración – Contratos de Ecopetrol .- Contrato Quifa”.

“**Contrato de Riesgo Compartido**” es el contrato celebrado con Ecopetrol el cual otorga derechos a la Compañía para explorar y explotar hidrocarburos propiedad del estado colombiano con derechos de participación para Ecopetrol durante la fase exploratoria, excluyendo aquellos derechos de superficie, servidumbres y permisos usados, útiles y que se mantienen para usarse en conexión con dicho contrato.

“**PAS**” significa Petroleum Aviation Services S.A.S.

“**persona**” incluye individuos, cuerpos corporativos, sociedades, consorcios u otras formas de entidades sin personería jurídica

“**Petro Rubiales**” significa Petro Rubiales Corp.

“**Petroamerica**” es Petroamerica Oil Corp.

“**Petrodorado**” es Petrodorado Ltd.

“**Petroeléctrica**” es Petroeléctrica de los Llanos, S.A.

“**PetroMagdalena**” es PetroMagdalena Energy Corp.

“**Acuerdo de PetroMagdalena**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Adquisición de PetroMagdalena”.

“**Petromont**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Adquisición de Portofino”.

“**Petrotech**” es Petrotech Engineering Ltd. de Burnaby, Columbia Británica, una firma independiente de consultoría petrolera.

“**PF One**” significa PF One Limited, una compañía debidamente constituida bajo las leyes de las Islas Caimán.

“**Plan de Avenencia**” es el plan por medio del cual la Compañía efectuó la adquisición de Pacific Stratus.

“**Platino Energy**” significa Platino Energy Corp.

“**Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en PNG**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Triceratops y PPL 237, Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Farm-In Agreement) en Papua Nueva Guinea”.

“**Adquisición de Portofino**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Adquisición de Portofino”.

“**PPL 237**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Triceratops y PPL 237, Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Farm-In Agreement) en Papua Nueva Guinea”.

“**PRE-PSIE**” es PRE-PSIE CÖOPERATIEF U.A., una subsidiaria holandesa beneficiaria de la titularidad por parte de la Compañía.

“**Proelectrica**” es Promotora de Energía Eléctrica de Cartagena & Cia, S.C.A. E.S.P.

“**PSIE**” es Pacific Stratus International Energy Ltd., una subsidiaria directa y totalmente propia de la Compañía.

“**Contrato Puli-B**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Contratos y Propiedades de Petróleo y Gas Natural – Propiedades de la Producción”.

“**Quifa**” significa Quifa Petroleum Corp.

“**Contrato Quifa**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Contratos y Propiedades de Petróleo y Gas Natural – Propiedades de la Producción”.

“**Quifa SW**” es la región sur-occidental del campo petrolero Quifa.

“**Facilidad RBL**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Facilidad RBL”.

“**Facilidades de Crédito Revolvente**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Facilidades de Crédito Revolvente”.

“**RHL**” significa Rubiales Holdings Corp., una compañía debidamente constituida bajo las leyes de Schaffhausen, Suiza, y subsidiaria directa, totalmente propia de la Compañía.

“**Adquisición de RHL**” es la adquisición por la Compañía de un interés participativo del 75% en RHL.

“**Contrato Rio Seco**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Contratos y Propiedades de Petróleo y Gas Natural – Propiedades de la Producción”.

“**RPS**” es RPS Energy Canada Ltd., of Calgary, Alberta, una consultora de ingeniería del petróleo independiente.

“**Campo Petrolero Rubiales**” es el campo petrolero productor de la Compañía localizado dentro de las concesiones Rubiales y Piriri.

“**SEC**” es la Comisión de Valores de los Estados Unidos.

“**Accionista**” es el titular de Acciones Ordinarias.

“**Superfinanciera**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Listado de BVC”.

“**TEA**” significa Acuerdo de Evaluación Técnica.

“**Tethys**” significa Tethys Petroleum Company Inc.

“**Topoyaco MOU**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Contratos y Propiedades de Petróleo y Gas Natural – Propiedades de la Producción”.

“**Transmeta**” es Transportadora Del Meta S.A.

“**TSX**” es la Bolsa de Valores de Toronto (incluida cualquier bolsa antecesora de ésta).

“**Facilidades en Dólares Americanos**” tiene el significado que se le da al término bajo el encabezado titulado “Reseña Histórica – Facilidades de Crédito Revolventes”.

“**TSXV**” es TSX Venture Exchange (incluida cualquier bolsa antecesora de ésta).

“**Warrants**” son los warrants en el capital de la Compañía emitidos en relación con la Adquisición de RHL.

Términos Técnicos

“**API**” significa la medida de gravedad del petróleo líquido en comparación con el agua del Instituto Americano del Petróleo (*American Petroleum Institute*).

“**barril**” es la unidad de medida de volumen de hidrocarburos líquidos equivalente a cuarenta y dos (42) galones americanos, corregido a condiciones estándar (a una temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60°F) y una atmosfera de presión absoluta).

“**DRA**” significa agentes reductores de arrastre.

“**ESP**” significa bomba electrosumergible.

“**hidrocarburos**” son todos los compuestos orgánicos principalmente compuestos por la mezcla natural de carbón e hidrogeno, al igual que aquellas sustancias que los acompañan o derivan de estos.

“**gas natural**” es la mezcla de Hidrocarburos en estado gaseoso, bajo condiciones estándar (a una temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60° F) y una (1) atmosfera de presión absoluta), compuesta por los miembros más volátiles de la serie de parafinas de los Hidrocarburos.

“**reservas**” son las reservas estimadas de gas natural, líquidos de gas natural y petróleo crudo.

“**SFD**” significa detector de campos de tensión.

“**STOOIP**” significa Aceite Original en Sitio y representa el petróleo en el sitio antes de comenzar la producción.

“**TVDS**” significa profundidad vertical submarina real.

“**reservas no desarrolladas**” son las reservas que se esperan recuperar de acumulaciones conocidas donde se requieren gastos significativos para hacerlas producir (ej. en comparación con los costos de perforar un pozo). Dichas reservas deben cumplir los requisitos de la clasificación de reservas a la cual son asignadas (probadas o probables).

“**interés en la operación**” significa el porcentaje de participación dentro de una área específica para la exploración y/o producción de hidrocarburos.

“**reacondicionamiento**” es una operación llevada a cabo en las paredes de un pozo después de haber sido completado para asegurar, restaurar o mejorar la producción en una zona actualmente abierta a producción en el pozo. Dichas operaciones incluyen pero no están limitadas a la estimulación de pozos, sin embargo excluyen cualquier reparación de rutina o trabajo de mantenimiento, perforación, desviación, profundización, completamiento, recompletamiento o retro-taponamiento de un pozo.

INFORMACIÓN CON MIRAS AL FUTURO

Este Formulario Anual de Información puede contener o incorporar por referencia información que constituye información “con miras al futuro” o “declaraciones con miras al futuro”, (en forma colectiva “**información con miras al futuro**”) dentro del significado de la legislación vigente sobre títulos valores, la cual incluye riesgos tanto conocidos como desconocidos, incertidumbres y otros factores que pueden causar que los resultados reales, el desempeño o los logros de la Compañía, o resultados de la industria sean bastante diferentes de cualquier resultado futuro, desempeño o logro expresado o implícito por dicha información con miras al futuro. Para expresar dicha información en este Formulario Anual de Información, se emplean palabras tales como “puede ser”, “se espera”, “se cree”, “se planea”, “se tiene la intención de”, u otra terminología similar. Esta información refleja las expectativas actuales de eventos futuros y desempeño operativo, expresado a partir de la fecha de este Formulario Anual de Información. La información “con miras al futuro” supone incertidumbres y riesgos significativos y no debe leerse como garantía de desempeño o de resultados futuros, y no será necesariamente indicación precisa de que se lograrán dichos resultados y en consecuencia no se debe confiar en tales declaraciones en forma indebida. Un número de factores puede causar que los resultados reales difieran sustancialmente de los resultados discutidos en la información “con miras al futuro”, incluyendo, pero no limitados a los factores enunciados bajo “Factores de Riesgo”. Aunque la información “con miras al futuro” incluida en este Formulario Anual de Información está basada en lo que la gerencia de la Compañía acepta como suposiciones razonables, la Compañía no puede asegurarles a los lectores que los resultados reales sean consistentes con la información “con miras al futuro”. Esta información “con miras al futuro” se elabora a partir de la fecha del Formulario Anual de Información, y la Compañía no asume la obligación de actualizarla o modificarla para reflejar nuevos acontecimientos o circunstancias.

En particular, este Formulario Anual de Información contiene o incorpora por referencia información “con miras al futuro” relacionada con:

- Inventario de perforación, planes de perforación y programación de los mismos, re-completamiento y conexiones de pozos;
- Planes para la construcción de instalaciones y completamiento y la programación y método para financiar los mismos;
- Las características del desempeño de las propiedades de petróleo y gas natural de la Compañía;
- Costos de perforación, completamiento e instalaciones;
- Resultados de varios proyectos de la Compañía;
- Programación para el desarrollo de las reservas no desarrolladas;
- Niveles de producción de gas natural y petróleo de la Compañía;
- El tamaño de las reservas de gas natural y petróleo de la Compañía;
- Proyecciones de los precios en el mercado y costos;
- Oferta y demanda de gas natural y petróleo;
- Expectativas de la habilidad para obtener capital y adicionar continuamente reservas por medio de adquisiciones, exploración y desarrollo;
- Tratamiento bajo regímenes regulatorios gubernamentales y legislación fiscal; y
- Programas de inversión en bienes de capital y la programación y método para financiar los mismos.

Con respecto a la información “con miras al futuro” contenida en este Formulario Anual de Información, la Compañía hace suposiciones, entre otras, acerca de lo siguiente:

- Precios futuros del petróleo y gas natural;

- Divisas futuras y tasas de interés;
- La habilidad de la Compañía para generar suficiente flujo de caja de las operaciones y tener acceso a líneas de crédito existentes y mercados de capital para cumplir con obligaciones futuras;
- Marco reglamentario representando impuestos y temas ambientales en los países donde la Compañía lleva a cabo sus negocios; y
- La habilidad de la Compañía para obtener oportunamente y con eficiencia de costos el personal calificado y los equipos necesarios para suplir la demanda de la Compañía.

La información con miras al futuro se basa en las expectativas actuales, estimados y proyecciones que involucran un número de riesgos que podrían causar que los resultados reales varíen y en algunos casos difieran sustancialmente de aquellos anticipados por la Compañía y descritos en la información “con miras al futuro” que se incluye en este Formulario Anual de Información. Los factores de riesgo sustanciales incluyen, entre otros:

- volatilidad de los precios del mercado para el gas natural y el petróleo;
- el potencial de regreso de las condiciones persistentes durante la reciente crisis financiera mundial y la caída de la economía;
- pasivos inherentes a las operaciones de petróleo y gas;
- incertidumbres asociadas al cálculo de las reservas de gas y petróleo;
- competencia por, entre otros, capital, adquisición de reservas, tierras no desarrolladas y personal calificado;
- evaluación incorrecta del valor de las adquisiciones;
- problemas geológicos, técnicos, de perforación y de procesamiento;
- fluctuaciones en la tasa de cambio o en las tasas de interés y volatilidad del mercado de valores;
- cambios en la legislación tributaria y en los programas de incentivos para la industria de petróleo y gas; y
- otros factores discutidos en la sección “Factores de Riesgo”.

La información relacionada con las “reservas” o “recursos” se considera “con miras al futuro” ya que involucra la evaluación implícita, basada en ciertos cálculos y presunciones acerca de la producción rentable de los recursos y reservas descritas.

Se advierte a los lectores que la lista de factores descritos a continuación no es exhaustiva. La información “con miras al futuro” presentada en este Formulario Anual de Información queda expresamente calificada por esta declaración cautelar. La Compañía no asume la obligación de actualizar o modificar públicamente la información “con miras al futuro”, excepto según lo requerido por ley.

TEMAS GENERALES

En este Formulario Anual de Información, a menos que se indique lo contrario, las cantidades en dólares se expresan en dólares canadienses y las referencias a “\$” son en dólares canadienses.

Los datos estadísticos de la industria y otros datos presentados en este Formulario Anual de Información, excepto donde se indique lo contrario, han sido compilados de fuentes y participantes que aunque no han sido verificados independientemente por la Compañía, son considerados como fuentes confiables de información. Las referencias hechas en este Formulario Anual de Información a reportes de investigación o artículos no deben interpretarse como si representaran las conclusiones totales del reporte o artículo referenciado y dicho reporte o artículo expresamente no es incorporado por referencia a este Formulario Anual de Información.

INFORMACIÓN DE LA TASA DE CAMBIO

Información de la Tasa de Cambio de los Estados Unidos

La siguiente tabla presenta (1) la tasa de cambio de un dólar canadiense en dólares americanos efectiva al final de cada uno de los siguientes periodos; (2) la tasa de cambio máxima y mínima durante dichos periodos y (3) la tasa de cambio promedio para dichos periodos, cada una basada en tasa spot del mediodía publicada en el sitio web del Banco de Canadá. En marzo 13 de 2013, la tasa nominal del mediodía para un dólar canadiense en dólares americanos publicada por el Banco del Canadá fue CDN\$1.00 = US \$1.0051.

	Máximo	Mínimo	Promedio	Fin del Periodo
Año finalizado en diciembre 31,				
2012	1.0299	0.9599	1.0004	1.0051
2011	1.0583	1.0110	0.9430	0.9833
2010	1.0054	0.9278	0.9709	1.0054

Información de la Tasa de Cambio de Colombia

La siguiente tabla presenta (1) la tasa de cambio de un dólar canadiense en pesos colombianos (“COP”) efectiva al final de cada uno de los siguientes periodos; (2) la tasa de cambio máxima y mínima durante dichos periodos y (3) la tasa de cambio promedio para dichos periodos, cada una basada en la tasa spot del mediodía publicada en el sitio web del Banco de Canadá. En marzo 13 de 2013, la tasa nominal del mediodía para un dólar canadiense en pesos colombianos publicada por el Banco del Canadá fue CDN\$1.00 = COP 1,776.1989.

	Máximo	Mínimo	Promedio	Fin del Periodo
Año finalizado en diciembre 31,				
2012	1,893.9394	1,718.2131	1,797.4277	1,776.1989
2011	1,968.5039	1,792.1147	1,867.4484	1,904.7619
2010	1,960.7843	1,709.4017	1,840.9001	1,930.7619

INFORMACIÓN CONCERNIENTE A LA COMPAÑÍA

Nombre, Dirección e Incorporación

El nombre corporativo completo de la Compañía es Pacific Rubiales Energy Corp. La oficina principal de la Compañía está localizada en 333 Bay Street, Suite 1100, Toronto, Ontario M5H 2R2 y su oficina de registros está localizada en Suite 650 - 1188 West Georgia Street, Vancouver, Columbia Británica, V6E 4A2.

La Compañía fue constituida bajo las leyes de la Provincia de Columbia Británica en abril 10 de 1985 con el nombre de Agincourt Explorations Inc. En septiembre 13 de 1995, el nombre de la Compañía cambió a AGX Resources Corp. La Compañía continuó como una corporación de los Territorios Yukon en mayo 22 de 1996. En noviembre 26 de 1999, la Compañía cambió su nombre a Consolidated AGX Resources Corp. La Compañía regresó una vez a la Provincia de Columbia Británica en julio 9 del 2007.

El 13 de julio de 2007, en conjunto con la adquisición por parte de la Compañía de una participación del 75% en las acciones de RHL realizada en esa misma fecha, la Compañía cambió su nombre a Petro Rubiales Energy Corp. Posteriormente, la Compañía adquirió el interés restante del 25% en RHL en noviembre de 2007.

En enero 23 del 2008 la Compañía completó la adquisición de Pacific Stratus (“la **Adquisición Pacific**”) y en conjunto con esta adquisición, la Compañía cambió su nombre a Pacific Rubiales Energy Corp. La Adquisición Pacific se efectuó por medio de la Fusión, de acuerdo al Plan de Avenencia, bajo el cual los accionistas de Pacific Stratus recibieron 9.5 Acciones Ordinarias pre-consolidación (según se define abajo) por cada acción de Pacific Stratus al cierre. Los warrants y las opciones de Pacific Stratus se intercambiaron con base en la misma proporción.

El 9 de mayo de 2008, la Compañía consolidó sus Acciones Ordinarias en una base 1:6 (la “**Consolidación**”) mediante la emisión de una Acción Ordinaria por cada seis Acciones Ordinarias en circulación en ese momento.

En 2012, la Compañía efectuó varias reorganizaciones corporativas. Para aprovechar la protección favorable del tratado bilateral de inversiones, Meta y RHL migraron desde Panamá a Schaffhausen, Suiza, en noviembre de 2012 (las “**Migraciones Suizas de 2012**”). En relación con las Migraciones Suizas de 2012, Meta, Quifa y Tethys se fusionaron con Meta, con lo cual Meta se convirtió en la entidad subsistente.

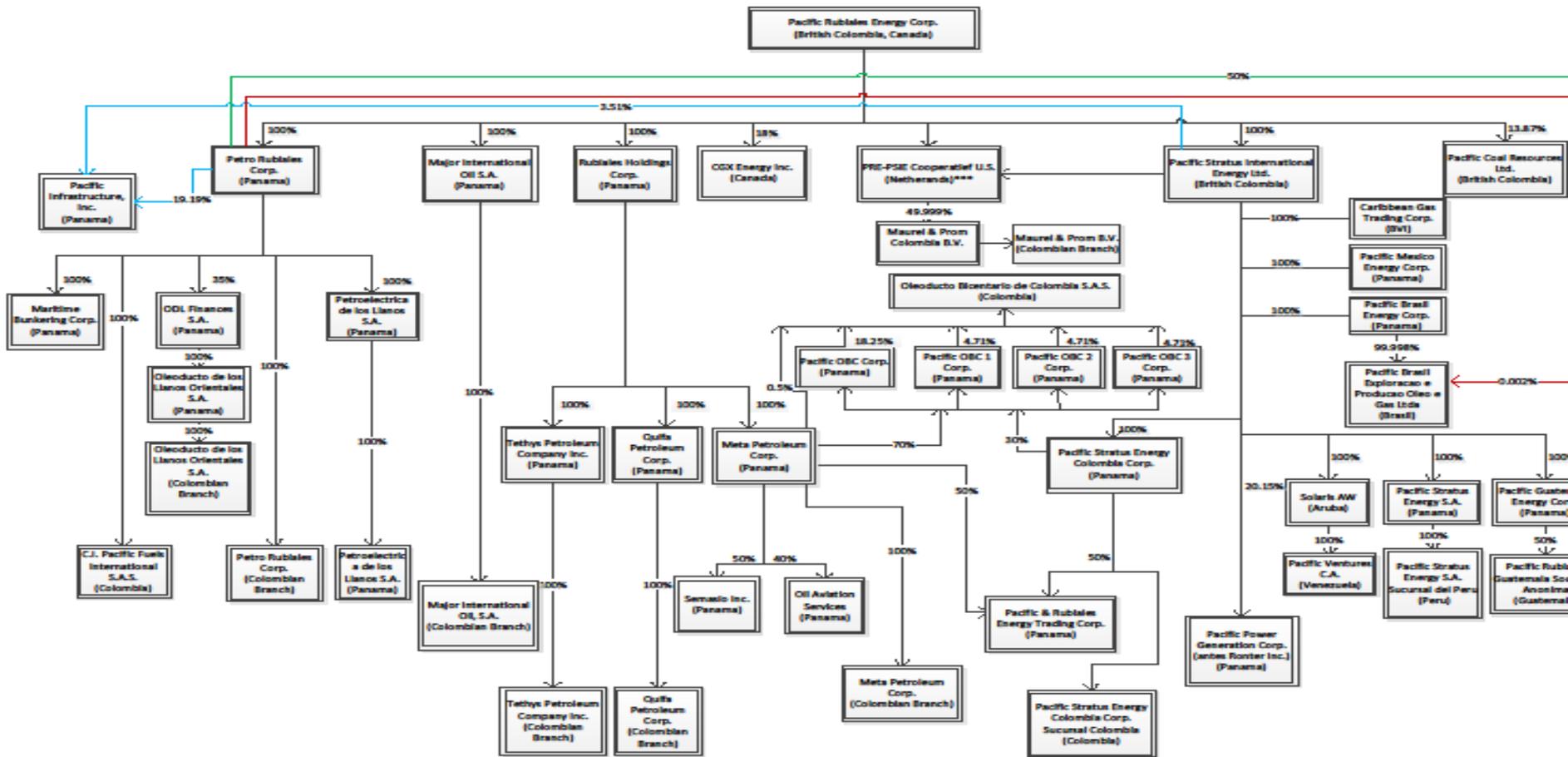
En diciembre de 2012, la Compañía inició el proceso de reorganización de su oleoducto y activos de infraestructura, de modo tal que la mayoría de esos activos fueron transferidos a Petro Rubiales. En diciembre del mismo año, la Compañía también llevó a cabo la reorganización posadquisición de PetroMagdalena, una compañía adquirida en julio de 2012. Estas reorganizaciones formaron parte de los esfuerzos continuos de la Compañía para optimizar su estructura corporativa, en especial cuando se consideran las recientes adquisiciones.

Las Acciones Ordinarias se negocian en la TSX, en la BVC y como Recibos de Depósito en BOVESPA.

Relaciones Intercorporativas

El siguiente organigrama ilustra las principales subsidiarias de la Compañía, junto a la jurisdicción donde está incorporada cada compañía y el porcentaje de títulos valores con derecho al voto o sobre las cuales la Compañía ejerce el control y dirección en la fecha de diciembre 31 de 2012:

Las subsidiarias de la Compañía no indicadas a continuación representan: (i) menos del 10% de los activos consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2012; y (ii) menos del 10% de los ingresos consolidados de la Compañía para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2012. En total, las subsidiarias restantes representan menos del 20% de cada uno de los puntos (i) y (ii) descritos anteriormente.



*** A Dutch Corp is not a corporation with a capital divided into shares/interests but is a form of an association where the members have Membership Rights.

DESARROLLO GENERAL DEL NEGOCIO

Pacific Rubiales, una compañía canadiense y productora de gas natural y petróleo crudo, posee 100% de Meta, que opera los yacimientos de petróleo pesado de Rubiales, Piriri y Quifa en la cuenca Llanos, y 100% de Pacific Stratus, que opera el campo de gas natural La Creciente en el noroeste de Colombia. Pacific Rubiales también adquirió el 100% de PetroMagdalena, que posee activos de petróleo liviano en Colombia, y el 100% de C&C Energía, que posee activos de petróleo liviano en la cuenca Llanos. Además, la Compañía tiene una cartera diversificada de activos fuera de Colombia, que incluye activos de producción y explotación en Perú, Guatemala, Brasil, Guyana y Papua Nueva Guinea. Durante el año 2012, la Compañía contaba con una producción neta promedio, después de regalías y el consumo interno en Colombia y Perú, de 97,657 boe/d (producción total del campo de 246,575 boe/d), con un interés en la operación de 62 bloques en Colombia, Perú, Brasil, Guatemala y Papua Nueva Guinea.

Reseña Histórica

A continuación se describen los eventos significativos en el desarrollo de los negocios de la Compañía en los últimos tres años.

Oleoducto ODL

El 2 de enero de 2008, la Compañía firmó un memorando de entendimiento con Ecopetrol para la construcción y operación del Oleoducto ODL, a través de una compañía de propósitos especiales, ODL, que pertenecía en un 65% a Ecopetrol y en un 35% a Pacific Rubiales.

El 12 de marzo de 2009, ODL garantizó una facilidad de deuda del Grupo Aval, un grupo bancario colombiano encabezado por Banco de Bogotá por aproximadamente US\$200 millones (desembolsados en pesos colombianos) para financiar la construcción de este oleoducto.

La construcción del oleoducto ODL, con una longitud inicial de 235 km, un diámetro de 24 pulgadas y una capacidad de 170,000 bbl/d, concluyó a principios de septiembre de 2009, representando un tiempo de construcción total de sólo 21 meses. El relleno de líneas comenzó el 10 de septiembre de 2009, cuatro días antes de su inauguración por el entonces Presidente de Colombia, el Sr. Alvaro Uribe. La finalización de esta primera etapa del proyecto permitió que se transportaran 68,000 bbl/d de crudo diluido a través del Oleoducto ODL a la estación Monterrey para su dilución a 18.5° API donde el producto mezclado es transportado a través del sistema de Oleoductos en la OCENSA a la terminal del puerto de exportación en Coveñas en la costa del Caribe, como parte del flujo de crudo Castilla (18.5° API grado comercial colombiano).

La segunda fase del proyecto del oleoducto ODL fue totalmente encomendada en febrero de 2010. Las operaciones y mantenimiento del oleoducto se transfirieron a Ecopetrol en abril de 2010, como se describe en el acuerdo de accionistas que rige el ODL. Desde entonces, el Oleoducto ODL ha estado en operación. La capacidad máxima superó los 200,000 bbl/d con el uso de DRA.

En noviembre de 2009, la Junta Directiva de ODL aprobó una expansión del oleoducto de 170,000 bbl/d a 340,000 bbl/d. El proyecto incluyó la construcción de un ramal del oleoducto a la estación Cusiana (ya en operación), la construcción de dos estaciones elevadoras y mayor capacidad de almacenamiento en la

estación de bombeo de Rubiales. A diciembre 31 de 2011, se había completado la construcción del proyecto de expansión.

La capacidad del oleoducto fue completamente automatizada en 2012 y llegaba a 340,000 bbl/d, y entre septiembre de 2009 y diciembre de 2012, se habían transportado un total de 211 MMbbl de petróleo diluido desde el campo de Rubiales hasta las estaciones de Monterrey y Cusiana.

Durante los doce meses que finalizaron el 31 de diciembre de 2012, el Oleoducto ODL transportó un total de 79 MMbbl y un 35% de este volumen corresponde a la porción de petróleo crudo de la Compañía.

Asimismo, ODL encaró un proyecto que implica la extensión del oleoducto existente y que abarca un nuevo oleoducto de 85 km con un diámetro de 36 pulgadas, con capacidad para el transporte de hasta 460,000 bbl/d entre Cusiana y Araguañey, que permitirá la conexión del Oleoducto ODL al Oleoducto OBC. Una vez que dicho proyecto esté en operación, la producción de petróleo desde los bloques de la Compañía, en la cuenta Llanos, tendrá acceso a la terminal de exportación de Coveñas a través del oleoducto existente de Caño Limón. Los permisos de ingeniería y ambientales para la extensión del Oleoducto ODL comenzaron a fines de 2011.

El nuevo proyecto de mezcla en Cusiana es un proyecto nuevo que permitirá mezclar petróleo liviano transportado en camiones a Cusiana con petróleo pesado bombeado a través del Oleoducto ODL. En consecuencia, la gravedad API (Instituto Americano del Petróleo) en el Oleoducto ODL se reducirá de 18 a 16 grados con un ahorro sustancial en los costos de transporte con diluyentes. A la fecha de este informe, el proyecto se encuentra en la etapa final de construcción y comisionamiento y se espera que inicie sus operaciones en el segundo trimestre de 2013.

Para más detalles sobre el proyecto del Oleoducto ODL, consulte la sección bajo el título "Oleoductos".

Inversión en Proelectrica

En junio del 2008 la Compañía anunció que había adquirido un 21.7% de participación indirecta en Proelectrica, una electrificadora privada de 90 megavatios con base en Cartagena, Colombia. La Compañía adquirió una participación indirecta en Proelectrica por medio de dos inversiones de capital cuyo monto asciende a US\$ 8.7 millones en Pacific Power, una compañía privada constituida en Panamá propietaria del 100% de las acciones de Proelectrica. A Proelectrica se le paga una prima por ser un proveedor de energía durante periodos de máxima demanda en la creciente área de Cartagena. La Compañía ha celebrado varios acuerdos de venta de gas tome o pague así como ventas de gas interrumpible y de transporte para suministrar gas del campo de gas natural La Creciente a la planta Proelétrica que usa gas como combustible.

En diciembre de 2012, la Compañía invirtió aproximadamente U.S.\$5 millones en Pacific Power como resultado de solicitudes de fondos hechas a los inversionistas. La Compañía actualmente posee aproximadamente el 25% de Pacific Power, que a su vez posee el 100% de Proelectrica.

Para más información, consulte la sección bajo el título "Transacciones de las Partes Relacionadas".

Inversión en Puerto

En julio del 2008, la Compañía adquirió de ELE una opción para la compra de dos lotes en Cartagena con la intención de construir una planta de compresión de gas para exportación en uno de los lotes y usar el segundo lote para la construcción de una terminal de productos petroleros. ELE había previamente adquirido la opción de Lando. El costo total de la transacción por los lotes fue de US\$ 11 millones, que

consistió en un pago por la opción y el precio de compra real de los lotes, de los cuales la Compañía adelantó US\$ 6 millones a Lando. Desde entonces, la Compañía ha decidido localizar su proyecto de exportación de gas en Coveñas, eliminando la necesidad de uno de los dos lotes.

Posteriormente, conforme a un acuerdo de fecha 29 de enero de 2010, Lando acordó que la Compañía podía devolver el primer lote sin penalidades y la Compañía acordó otorgar a Lando una prórroga hasta el 31 de julio de 2010, para que transfiera a la Compañía la titularidad sobre el segundo lote. Los US\$6 millones que la Compañía pagó inicialmente se acreditarán como pago total del monto que se adeuda a ELE por la cesión de la opción y el precio de compra del primer lote, adeudado a Lando.

El 29 de septiembre de 2010, Petro Rubiales firmó un acuerdo de compra de acciones con Energy Power Consulting and Services Corp. con respecto a la compra de la participación en el capital del 4% en Lando sobre una base totalmente diluida. El 30 de septiembre de 2010, Lando pasó a ser Pacific Infrastructure Inc.

En 2011, la Compañía adquirió otra participación en el capital del 5.83% en Pacific Infrastructure como resultado de dos acuerdos de compra de acciones independientes con terceros vendedores. El costo total de esta participación adicional fue de US\$ 7,287,500.

El 26 de marzo de 2012, la Compañía firmó una carta de intención (LOI) con Pacific Infrastructure por medio de la cual ésta se comprometió a invertir hasta una suma adicional de US\$ 140 millones en tramos de al menos US\$ 20 millones (la “**Pacific Infrastructure LOI**”). A la fecha, la Compañía ha invertido US\$ 120 millones de conformidad con la Pacific Infrastructure LOI y aproximadamente US\$140 en total.

Como resultado de la participación de la Compañía en varias inversiones de colocación privada en Pacific Infrastructure, la reorganización de su capital accionario y la compra de participaciones accionarias adicionales, la Compañía actualmente mantiene una participación en el capital de 53% en Pacific Infrastructure.

Pacific Infrastructure está desarrollando una nueva terminal y puerto de petróleo crudo y productos en Cartagena, así como un oleoducto nuevo que conectará Coveñas con Cartagena en la región del Caribe. Con esta inversión, la Compañía ha asegurado almacenamiento alternativo y capacidad portuaria para sus importaciones y exportaciones crecientes. Para más información consulte la sección bajo el título de “Transacciones de las Partes Relacionadas”.

Adquisición de Kappa y Oferta de Debentures

En septiembre 3 del 2008, la Compañía adquirió el 100% de Kappa por US \$170.4 millones en efectivo y un costo de adquisición de US \$2.7 millones (la “**Adquisición Kappa**”) según el acuerdo de compra y venta fechado julio 4 del 2008 (el “**Acuerdo Kappa**”) entre la Compañía y cada accionista de Kappa. Kappa es una compañía Colombiana de exploración y producción de petróleo y gas que posee licencias de exploración y producción en Colombia, donde ha venido operando desde 1997.

La financiación para la Adquisición Kappa fue suministrada a través de una oferta de \$220 millones de capital de debentures convertibles subordinadas sin garantía al 8% (las “**Debentures**”), con fecha de vencimiento agosto 29 del 2013 y convertibles en acciones ordinarias. Un consorcio de agentes colocadores, liderado por GMP, compró las Debentures según un acuerdo de colocación fechado agosto 7 del 2008 y ejerció una opción de sobre-distribución para comprar \$20 millones de capital adicional de Debentures al mismo precio de oferta. Los fondos sobrantes de la oferta de Debentures fueron comprometidos a los requerimientos generales de capital de trabajo de la Compañía. Las Debentures

fueron emitidas bajo un contrato de debentures (el “**Contrato de Debentures**”) fechado agosto 28 del 2008 entre la Compañía y Equity Financial Trust Company (ex Equity Transfer & Trust Company).

En 2009, la Compañía, a fin de lograr la eficiencia financiera y administrativa, fusionó sus dos subsidiarias propias, PSIE y Kappa, siendo la primera la compañía supérstite. A su vez, todos los activos, derechos y obligaciones de Kappa y sus subsidiarias fueron absorbidos por PSIE.

Proyecto Llanomulsion

En enero de 2009, comenzamos con el desarrollo de una fórmula especial de emulsión de transporte (aceite en agua) que podría eliminar la necesidad de diluyentes. La fórmula patentada, llamada Llanomulsion, aumenta la capacidad del oleoducto al reducir la viscosidad del fluido a un tercio de la viscosidad original del crudo diluido, aproximadamente.

En 2010 y 2011, se realizaron pruebas adicionales para un nuevo surfactante desarrollado por la filial de investigación y desarrollo de Ecopetrol, el Instituto Colombiano del Petróleo, que implicó la construcción de instalaciones adicionales en el campo de Rubiales y en la estación Cusiana del oleoducto Orensa.

Si bien se comprobó que la tecnología era satisfactoria para el crudo de Rubiales, la Compañía decidió centrarse en soluciones alternativas, tal como el oleoducto calefaccionado en el oleoducto ODL y la dilución parcial en la estación Cusiana, que brindarían un tiempo de implementación más rápido y, a la vez, lograrían una reducción equivalente de los costos de diluyente.

Facilidad RBL

Durante el segundo trimestre de 2009, la Compañía contrajo y garantizó compromisos por US\$250 millones en una facilidad de crédito preferencial revolvente con garantía, basado en reservas (la “**Facilidad RBL**”) con BNP Paribas, Calyon, Banco Davivienda, Banco De Bogotá, Bancolombia, Banco De Occidente y WestLB AG. La Facilidad RBL tenía vencimiento del 30 de junio de 2013, y devengaba interés a tasa LIBOR más 5.50%. La Compañía pagó las comisiones de los compromisos de 1.50% sobre la parte no usada de los compromisos pendientes de acuerdo con la Facilidad RBL. La Compañía luego canceló y pagó la Facilidad RBL en su totalidad el 10 de noviembre de 2009 al cerrar la financiación de los Bonos Preferenciales de 2009, como se describe más adelante.

Financiación de Bonos Preferenciales de 2009

El 10 de noviembre de 2009 la Compañía cerró una oferta de US\$450 millones de bonos preferenciales sin garantía (los “**Bonos preferenciales de 2009**”) a una tasa del 8.75%. Los Bonos Preferenciales de 2009 se emitieron a un precio de 99.09% del monto de capital, por productos netos totales para la Compañía de US\$442 millones, después de tomar en cuenta los descuentos, comisiones y gastos de la oferta. La Compañía usó el producto neto de los Bonos Preferenciales de 2009 para: (i) saldar el pago de US\$250 millones, equivalentes al capital total pendiente, más intereses acumulados, de acuerdo con la Facilidad RBL; y (ii) para fines corporativos generales.

Los Bonos Preferenciales de 2009 son obligaciones directas preferenciales de la Compañía y ocupan la misma posición, en cuanto al derecho de pago, de toda la deuda preferencial sin garantía, existente y futura. La Compañía rescatará una parte del capital de los bonos preferenciales de 2009 en los años 2014, 2015 y 2016 (10 de noviembre de 2014 (33.33%); 10 de noviembre de 2015 (33.33%); y 10 de noviembre de 2016 (33.34%)). La Compañía puede, a su criterio y en cualquier momento, rescatar los Bonos Preferenciales de 2009, en forma total pero no parcial, al valor que sea mayor de los siguientes: (i) 100% de su monto de capital más interés devengado y montos adicionales, si los hubiere; y (ii) la suma de los

valores actuales del cronograma de pagos restantes de capital e interés y montos adicionales, si los hubiere, sobre los bonos, descontados a la fecha de rescate, a la tasa de tesorería vigente más 75 puntos base.

Con fecha de vigencia de 10 de noviembre de 2009, La Compañía cotizó los bonos preferenciales de 2009 en la Lista Oficial del Mercado de Valores de Luxemburgo y en el Mercado MTF Euro.

En junio de 2010, la Compañía comenzó un proceso de solicitud de consentimiento con respecto a la enmienda a la escritura de emisión que rige a los bonos preferenciales de 2009 (la “**Escritura de Emisión de 2009**”) de acuerdo con su declaración de solicitud de consentimiento de fecha 30 de junio de 2010 (la “**Declaración de Solicitud de Consentimiento**”). De acuerdo con la Declaración de Solicitud de Consentimiento, la Compañía logró con éxito la solicitud de los consentimientos para enmendar la Escritura de Emisión para dar a la Compañía la flexibilidad necesaria para invertir en inversiones de capital menores en entidades en participación que se dedican a cualquier actividad comercial relacionada en forma auxiliar o complementaria con el negocio de la Compañía, y para dar garantías de la deuda a dichas entidades. El 14 de julio de 2010, la Compañía recibió el número requerido de consentimientos de los titulares de los bonos preferenciales de 2009 a fin de efectuar la enmienda propuesta a la Escritura de Emisión. En relación con el proceso de solicitud de consentimiento, la Compañía pagó a cada titular de bonos que prestó su consentimiento en forma válida anterior al 14 de julio de 2010, US\$2.50 por cada US\$1,000 en monto de capital de bonos preferenciales de 2009.

Cotización en BVC

El 18 de diciembre de 2009, la Compañía recibió la aprobación de la Superintendencia Financiera de Colombia (“**Superfinanciera**”), la entidad regulatoria colombiana responsable de supervisar a los emisores públicos, para admitir a sus acciones ordinarias en el mercado de valores de BVC. La Compañía fue el primer emisor internacional en cotizar sus acciones en el mercado de valores. Las acciones ordinarias comenzaron a cotizar en el mercado de valores BVC la semana del 21 de diciembre de 2009 bajo el símbolo “PREC”.

La admisión en el mercado de valores no involucró la emisión de acciones ordinarias nuevas o cualquier otro valor o derivados, ya que se había estructurado solamente para permitir que los inversionistas pudieran rastrear a través de facilidades de BVC las acciones ordinarias que se habían emitido y estaban en circulación, y cotizando en TSX. Con excepción de permitir que los inversionistas compraran y vendieran las acciones ordinarias en Pesos colombianos, la cotización en bolsa no produjo ningún cambio a los derechos de los titulares de las acciones ordinarias, independientemente de que los inversionistas las hubieran comprado a través de TSX o de BVC.

Facilidades de Crédito Revolvente

En abril de 2010, la Compañía cerró la sindicación de US\$ 250 millones de una facilidad de crédito revolvente (RCF) sin garantía (la “**Facilidad de Crédito Revolvente de 2010**”). El 13 de abril de 2011, la Compañía cerró una enmienda a la Facilidad de Crédito Revolvente (la “**Enmienda de la RCF de 2010**”); con lo cual incrementó dicha Facilidad de Crédito Revolvente a US\$ 350 millones. La Enmienda se limitó a los mismos prestamistas de la Facilidad de Crédito Revolvente y, además de aumentar el monto total de la facilidad de US\$ 250 millones a US\$ 350 millones, conforme a los términos de la Enmienda, la Compañía amplió la vigencia de la Facilidad de Crédito Revolvente a abril de 2013 y redujo las comisiones por compromiso aplicables del 1% al 0.75% y el margen aplicable de 3.25% a 2.50% sobre la tasa LIBOR basado en la calificación actual de la Compañía asignada a las obligaciones de deuda preferencial de la Compañía por parte de Standard & Poor’s Ratings Group y Fitch Inc.

El 13 de septiembre de 2012, la Compañía celebró dos contratos de garantía y crédito revolvente: (i) un contrato de garantía y crédito revolvente por US\$ 400 millones (la “**Facilidad en Dólares Americanos**”) con un sindicato de prestamistas internacionales y el Bank of America, N.A., como agente administrativo; y (ii) las sucursales en Colombia de Meta y Pacific Stratus respectivamente celebraron un contrato de crédito revolvente en pesos colombianos equivalentes a US\$ 300 millones como prestatarios (la “**Facilidad en Pesos Colombianos**” y conjuntamente con la Facilidad en Dólares Americanos, las “**Facilidades de Crédito Revolvente**”), con un sindicato de prestamistas colombianos y la Sociedad Fiduciaria Bogotá, S.A., como agente administrativo.

Las Facilidades de Crédito Revolvente tienen una tasa de interés determinada de acuerdo con las calificaciones asignadas a las obligaciones de deuda preferencial de la Compañía por parte de Standard & Poor’s Ratings Group, Moody’s y Finch Inc. En base a la calificación crediticia de la Compañía al 31 de diciembre de 2012, la tasa de interés fue la tasa LIBOR más 2.75% en virtud de la Facilidad en Dólares Americanos y DTF + 2.25% en virtud de la Facilidad en Pesos Colombianos. Asimismo, la Compañía debe pagar comisiones por compromisos de 0.95% respecto de la porción no utilizada en virtud de la Facilidad en Dólares Americanos y 0.40% en virtud de la Facilidad en Pesos Colombianos de cualquier compromiso pendiente bajo las dos facilidades. Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía había retirado US\$ 353.6 millones de la Facilidad en Dólares Americanos y US\$ 25 millones de la Facilidad en Pesos Colombianos.

Pacific Coal

Durante el tercer trimestre de 2010, la Compañía adquirió 24 millones de acciones ordinarias en el capital de Pacific Coal (representando un interés del 20% al momento de la suscripción), en ese entonces, una compañía privada constituida en Panamá, por un total de US\$24 millones. Desde el momento de la suscripción inicial por parte de la Compañía, Pacific Coal ha cotizado en bolsa, y la Compañía ha invertido aproximadamente otros US\$ 30 millones en Pacific Coal. Pacific Coal se dedica a la adquisición y desarrollo de activos para la minería de carbón y negocios afines en Colombia. Cuatro directores y un ejecutivo de la Compañía son también directores de Pacific Coal.

La inversión en Pacific Coal representa la decisión de la Compañía de participar en el desarrollo de asfaltita y activos de carbón. Los recursos de asfaltita en particular, si se desarrollan económicamente, darán acceso a la Compañía a mercados grandes y muy rentables para las exportaciones y necesidades locales ya que Colombia acarrea la gran carga de expandir su infraestructura de carreteras así como el servicio a otros usos industriales, que surgen de una economía en crecimiento.

Las acciones ordinarias y warrants de Pacific Coal cotizan en el TSXV. A la fecha actual, la Compañía mantiene el 10.8% de las acciones ordinarias emitidas y en circulación en el capital de Pacific Coal totalmente diluidas o el 14.35% sin diluir. Para más información, consulte la sección bajo el título “Transacciones de Partes Relacionadas”.

Oleoducto OBC

En diciembre de 2010, la Compañía adquirió una participación en el capital de 32.88% en el Oleoducto OBC.

OBC es una compañía de propósitos especiales promovida por Ecopetrol, que tiene un interés de 55.97% en la compañía, y tiene la participación de otros productores petroleros que operan en Colombia, quienes controlan el restante 11.15% de interés. OBC será responsable de la financiación, diseño, construcción y operación del sistema de transporte por oleoducto más nuevo de Colombia, que se extenderá desde

Araguaney, en el departamento de Casanare del centro de Colombia, hasta la Terminal de Exportaciones Coveñas en el Caribe.

El oleoducto eventualmente añadirá 450,000 bbl/d a la capacidad de los sistemas de oleoductos existentes, que conectan la cuenca Llanos Orientales con los mercados exportadores. El proyecto, que se construirá por fases, incluye un nuevo oleoducto desde la estación Araguañey hasta la terminal de exportación de Coveñas. Se estima que la extensión total de este nuevo oleoducto será de 976 km con diferentes secciones con un diámetro de 30, 36 y 42 pulgadas.

Al 31 diciembre de 2012, la fase 1, que comprende un oleoducto de 42 pulgadas con una longitud de 230 km desde Araguañey hasta Banadía, se encuentra en construcción; ya se han soldado 195 km del oleoducto, la estación de bombeo en Araguañey actualmente está siendo ampliada y se están construyendo dos tanques con una capacidad para 600,000 bbl cada uno en la terminal de Coveñas. La construcción de la fase 1 se ha completado en un 60% a diciembre de 2012. Se espera que el Oleoducto OBC empiece a funcionar durante la segunda mitad del año 2013.

Para más detalles sobre el proyecto del Oleoducto OBC consulte el título “Oleoductos”.

Petroeléctrica

En 2010, la Compañía incorporó a Petroeléctrica de los Llanos, S.A. (“**Petroeléctrica**”), que es responsable del diseño, construcción y operación de una nueva línea de transmisión eléctrica de 230 kilovoltios que conectará el campo Rubiales a la red nacional de energía de Colombia. La nueva línea de transmisión se origina en la subestación Chivor y tendrá una extensión de 260 km al campo Rubiales. La línea incluye dos subestaciones para suministrar energía a las estaciones elevadoras del Oleoducto ODL, así como una estación principal para los campos Rubiales y Quifa.

La construcción de los campos comenzó en mayo de 2012 y se espera que esté terminada para el tercer trimestre de 2013. A diciembre de 2012, las obras civiles realizadas en la subestación Chivor ya habían finalizado y 115 de las 534 torres habían sido erigidas.

Petroeléctrica es una pieza estratégica de infraestructura de la Compañía que asistirá en el desarrollo de los campos de Rubiales, Quifa y de otros cercanos en la cuenta Llanos, incluido el bloque Sabanero y el bloque CPE-6.

Dividendos

El 24 de noviembre de 2010, la Compañía anunció su intención de pagar un dividendo en efectivo en forma trimestral por el monto total de US\$25 millones o de US\$ 0.093 por acción ordinaria. El primer dividendo se pagó el 16 de diciembre de 2010 a los accionistas registrados al 3 de diciembre de 2010. El 14 de mayo de 2012, la Compañía anunció su intención de incrementar el dividendo trimestral en efectivo a US\$ 0.11 por acción ordinaria y espera seguir pagando un dividendo trimestral de este monto, sujeto a aprobación por parte de la Junta Directiva. Para más información, consulte la sección bajo el título “Factores de Riesgo – Dividendos” y el título “Dividendos”.

Proyecto STAR

En 2009, la Compañía anunció el desarrollo de la tecnología de recuperación adicional térmica sincronizada (“**STAR**”) basada en conceptos de combustión “in-situ”, desarrollada con los conocimientos patentados y la experiencia de la Compañía para adecuarse a reservorios de petróleo crudo pesado como

los campos de Rubiales y Quifa, entre otros en Colombia, aprovechando patrones de drenaje ya utilizados en el actual desarrollo de la recuperación primaria.

En marzo de 2011, la Compañía y Ecopetrol acordaron avanzar en el proyecto STAR en el campo Quifa SO como paso preliminar para expandir la tecnología en el futuro. El proyecto STAR permitiría la utilización plena de todas las facilidades de producción y de la infraestructura adquirida para los campos Rubiales y Quifa, además de llevar a cabo los principales estudios especializados y pruebas de laboratorio según una estrategia de vía rápida. La prueba piloto se encuentra en ejecución conforme a los términos y condiciones existentes del Contrato Quifa.

El campo Quifa SO fue seleccionado como el área de la prueba piloto porque su reservorio representa condiciones similares o promedio de todo el campo Quifa. Se han realizado simulaciones numéricas iniciales del reservorio después de desarrollar un modelo geológico y del reservorio existente detallado. Hasta ahora, los resultados han corroborado la factibilidad de llevar a cabo la prueba piloto en el campo Quifa y los otros factores de recuperación. Si el proyecto STAR resulta exitoso, agregará reservas de recuperación secundaria significativas.

A la fecha del presente, se ha completado un grupo de nueve pozos y ha finalizado una evaluación completa de la producción primaria, así como dos pruebas clave. Se realizó la prueba de inyección de vapor para determinar la respuesta del reservorio ante un aumento de temperatura y una prueba de nitrógeno para crear una saturación mínima de gas en la perforación del pozo que facilitará la inyección de aire. Ambas indicaron una respuesta positiva del reservorio y la inyección de aire comenzó el 19 de febrero de 2013 con un índice de aire inicial de 1.7 MMcf/d, según lo planeado. A la fecha del presente, las mediciones directas indicaron que ha tenido lugar la combustión “in-situ” dentro del reservorio. Todos los pozos y las instalaciones de producción se encuentran bajo un monitoreo constante. A la fecha del presente, se han inyectado 30 MMcf de aire y el 60% de éste, producido en forma de CO₂, Co, N₂, CH₄, entre otros gases, indican que actualmente hay combustiones fuertes dentro del reservorio. Se ha medido una mayor producción de petróleo en algunos pozos y ha comenzado el proceso de sincronización para controlar el frente de combustión como parte de los principios básicos técnicos de la tecnología STAR.

Durante el mes de septiembre de 2012, el gobierno colombiano (Colciencias) le concedió a la Compañía un incentivo fiscal por las inversiones realizadas en investigación y desarrollo en relación con la tecnología STAR. El incentivo ofrecerá una deducción adicional del 75% por los montos invertidos y la posibilidad de amortizar totalmente el activo en el primer año.

La Compañía continúa su compromiso de implementar esta tecnología, no solo porque crea un sustancial valor para la Compañía, sus socios y accionistas, sino porque también se cree que una vez en operación, STAR producirá un gran impacto en toda la industria del petróleo pesado dentro de la región y en la misma Colombia.

Maurel & Prom Colombia

En mayo 6, 2011, PRE-PSIE, una subsidiaria holandesa beneficiaria de la titularidad por parte de la Compañía, completó satisfactoriamente la adquisición de una participación del 49.999% en M&P Colombia por un monto en efectivo de US\$63.4 millones y ciertos compromisos de exploración. M&P Colombia es propietaria de los siguientes intereses en hidrocarburos localizados en tierra, en Colombia:

- Participación del 100% en el bloque Sabanero localizado en la región central de Colombia, Departamento de Meta.
- Participación del 100% en el bloque Muisca localizado en la región central de Colombia, departamentos de Boyacá y Cundinamarca.

- Participación del 50% en el bloque SSJN-9 block localizado en la región noroeste de Colombia, Departamento de Bolívar, César y Magdalena. La participación del 50% restante está actualmente en poder de HOCOL.
- Participación del 50% en el bloque CPO-17 localizado en la región central de Colombia, Departamento de Meta. La participación del 50% restante está actualmente en poder de HOCOL.
- Participación del 100% en el bloque COR-15 localizado en la región central de Colombia, Departamento de Boyacá.

Inversión en CGX Energy

En octubre 29 de 2011, la Compañía compró 58,720,000 acciones ordinarias en el capital de CGX a un precio de \$0.70 por acción ordinaria para una inversión total de \$41,104,000.

El 28 de mayo de 2012, la Compañía compró 85,714,285 unidades adicionales de CGX a \$ 0.35 por unidad por una inversión total de \$ 30 millones. Al mismo tiempo, la Compañía había celebrado un contrato de servicios técnicos con CGX según el cual Pacific Rubiales se comprometía a brindar asistencia técnica a CGX respecto de sus operaciones. Asimismo, la Compañía adquirió una opción para participar en cada uno de los próximos pozos de compromiso totalmente propios que van a ser perforados según las licencias de producción de petróleo en ultramar en Corentyne y el Anexo (“PPLs”), en Guyana, con un financiamiento de 50% de los costos de los pozos de exploración y costos sísmicos específicos, a cambio de un interés del 33% en las respectivas PPLs.

El 27 de febrero de 2013, la Compañía celebró un contrato sobre términos y condiciones de la inversión vinculante con CGX, según el cual la Compañía se comprometía a invertir \$ 35 millones en CGX a un precio de \$ 0.14 por unidad por un total de 250 millones de unidades (el “**Contrato sobre Términos y Condiciones de Inversión de CGX**”). Cada unidad estará integrada por una acción ordinaria y un warrant de compra de acciones ordinarias de CGX, con la posibilidad de ejercitar cada uno de los warrants para adquirir una acción ordinaria de CGX a un precio de ejercicio de \$ 0.20 por acción durante un período de cinco años posteriores a la fecha de emisión de las unidades. Cuando se cierre el contrato sobre términos y condiciones de inversión de CGX, la Compañía poseerá el 60% de las acciones ordinarias emitidas y en circulación de CGX sobre una base no diluida y el 70% sobre una base totalmente diluida. La Compañía también nominará a una mayoría de la Junta Directiva de CGX.

CGX es una compañía de exploración de petróleo y gas con base en Canadá focalizada en la exploración de petróleo en la cuenca Guyana/Surinam, un área catalogada como segunda en el mundo para prospectividad de petróleo y gas por parte del Servicio Geológico de Estados Unidos [*United States Geological Service*].

Conversión Temprana de Debentures

En octubre 25 de 2011, la Compañía cursó aviso a todos los titulares de debentures de una oportunidad de incentivos para convertir voluntariamente sus debentures a la tasa de conversión vigente en ese momento, más un monto por incentivo pagadero en Acciones Ordinarias por un período temporario que comenzaría en noviembre 9 de 2011 y finalizaría en noviembre 29 de 2011 a las 5:00 p.m. (hora de Toronto) (el “**Período de Conversión Temprana**”).

Los titulares de debentures que convirtieron sus debentures durante el Período de Conversión Temprana recibieron: (i) Todas las Acciones Ordinarias contractualmente adeudadas basado en la tasa de conversión vigente de 77.9359 Acciones Ordinarias por el valor nominal de \$1,000 de las debentures; y (ii) un número adicional de Acciones Ordinarias con un valor equivalente de \$200 por valor nominal de \$1,000

de las debentures en un pago total, representando el cupón al vencimiento y un incentivo para conversión temprana. Los tenedores que convirtieron sus debentures durante el Período de Conversión Temprana recibieron intereses acumulados y no pagados hasta, e incluida, la fecha que es un día antes de la fecha de conversión, pagaderos en efectivo, conforme a los términos de la Escritura de Emisión de Debentures.

Durante el Período de Conversión Temprana, se realizó la conversión temprana de \$236,223,000 o del 98.9% de las debentures, representando la emisión de 20,450,600 Acciones Ordinarias, de las cuales 2,040,352 representaron las Acciones Ordinarias de incentivo.

Para más información, consulte el encabezado titulado “Descripción de la Estructura de Capital – Debentures”.

Oferta de Cambio de Bonos Preferenciales de 2009

En diciembre 5 de 2011, la Compañía inició una oferta para cambiar sus Bonos Preferenciales de 2009 (los “**Bonos Preferenciales**”) y una solicitud de consentimiento (los “**Consentimientos**”) de enmiendas propuestas a la Escritura de Emisión de 2009 (“la “**Solicitud de Consentimiento**” y, junto con la Oferta de Cambio, la “**Oferta de Cambio y Solicitud de Consentimiento**”). El propósito de la Oferta de Cambio fue enmendar el paquete de pactos de los Bonos Preferenciales de 2009 y diversificar el perfil de vencimientos de la deuda existente de la Compañía extendiendo el vencimiento de los Bonos Preferenciales de 2009 hasta el 2021, que es el vencimiento de los bonos preferenciales sin garantía de 2011 de la Compañía, de una tasa del 7.25% (los “**Bonos Preferenciales de 2011**”).

El vencimiento de la Oferta de Cambio y Solicitud de Consentimiento fue enero 3 de 2012 (la “**Fecha de Vencimiento**”) a las 11:59 p.m. (hora de Toronto). Los titulares que ofertaron válidamente Bonos Preferenciales de 2009 antes de diciembre 16 de 2011 (la “**Fecha de Participación Temprana**”) recibieron un monto total de capital de Bonos Preferenciales de 2011 equivalente a US\$1,150, el cual incluyó una comisión por participación temprana de US\$30. Los titulares que ofertaron Bonos Preferenciales de 2009 después de la Fecha de Participación Temprana, pero en la Fecha de Vencimiento o con anterioridad a ésta, recibieron un monto total de capital de Bonos Preferenciales de 2011 equivalente a US\$1,120. Todos los tenedores cuyos Bonos Preferenciales de 2009 fueron ofertados válidamente y aceptados también recibieron un pago en efectivo equivalente a los intereses devengados y no pagados sobre sus Bonos Preferenciales de 2009 aceptados para cambio desde la última fecha de pago de intereses aplicable hasta, excluida, la fecha de cambio aplicable.

A la Fecha de Participación Temprana, se ofertó válidamente y aceptó un monto total de capital de US\$336.4 millones de Bonos Preferenciales de 2009, a cambio de Bonos Preferenciales de 2011; lo cual representa aproximadamente el 74.75% del total de Bonos Preferenciales de 2009 en circulación.

A la Fecha de Vencimiento, la Oferta de Cambio resultó en un monto total de capital de US\$358.5 millones de Bonos Preferenciales de 2009 ofertados válidamente y aceptados a cambio de Bonos Preferenciales de 2011. Ello representa aproximadamente el 80% del total de Bonos Preferenciales de 2011 en circulación.

Para más información, consulte el encabezado titulado “Descripción de la Estructura de Capital – Bonos Preferenciales de 2009”.

Financiación de Bonos Preferenciales de 2011

En diciembre 12 de 2011, la Compañía cerró una oferta de US\$300 millones en Bonos Preferenciales de 2011.

Los Bonos Preferenciales de 2011 se rigen por una escritura de emisión (la “**Escritura de Emisión de 2011**”), que establece los principales términos de los bonos. Los Bonos Preferenciales de 2011 son obligaciones directas, sin garantía y subordinadas, y califican *pari passu* sin preferencia entre sí. Los Bonos Preferenciales de 2011 devengan intereses a una tasa anual del 7.25% sobre el monto de capital pendiente, pagaderos semestralmente en cuotas en junio 12 y diciembre 12 de cada año, a partir de junio 12 del 2012. El vencimiento de los Bonos Preferenciales de 2011 es diciembre 12 de 2021.

Fitch Ratings y Standard & Poor’s Corporation les asignaron a los Bonos Preferenciales de 2011 la calificación BB. Moody’s Investors Services les otorgó la calificación Ba2.

Para más información, consulte el encabezado titulado “Descripción de la Estructura de Capital – Bonos Preferenciales de 2011”.

Cotización de los BDR

En diciembre de 2011, la Compañía recibió la aprobación de la *Comissão de Valores Mobiliários*, la entidad regulatoria del Brasil a cargo de supervisar a los emisores públicos, y de BOVESPA para operar en la Bolsa de Valores del Brasil de los BDRs que representaban las Acciones Ordinarias. Pacific Rubiales es la primera compañía canadiense con BDR que cotizan en la bolsa de valores del Brasil. Los BDR iniciaron operaciones bursátiles a la apertura de los mercados en febrero 2 del 2012 con el símbolo “PREB”.

Triceratops y PPL 237, Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Farm-In Agreement) en Papua Nueva Guinea

La Compañía celebró un contrato de exploración y explotación de hidrocarburos el 30 de julio de 2012 con InterOil en relación con su adquisición de una participación neta del 10% (participación bruta del 12.9%) en la Licencia de Prospección de Petróleo 237 (“**PPL 237**”) en el territorio de Papua Nueva Guinea, incluida la estructura Triceratops y los acres de exploración incluidos en esa licencia (el “**Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en PNG**”).

La firma del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en PNG cumple con uno de hitos contemplados en la transacción de exploración y explotación de hidrocarburos. La finalización de dicha transacción permanece sujeta al cumplimiento de condiciones adicionales dentro de un plazo de dieciocho meses, incluida la firma de contratos de operación de consorcios con la aprobación de Rubiales y del gobierno de Papua Nueva Guinea. Además, Pacific Rubiales tiene la opción de rescindir el Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en PNG en distintas etapas del programa de trabajo y a que se le reintegren hasta US\$ 96 millones de los US\$ 116 millones del pago inicial en efectivo, que no incluye los costos transferidos, de los montos obtenidos de la producción de la explotación y extracción futura.

Adquisición de Portofino

El 24 de julio de 2012, la Compañía firmó Cartas-Acuerdo vinculantes con Petrolera Monterrico S.A. Sucursal Colombia (“**Petromont**”) para adquirir una participación del 40% y con Canacol para adquirir la operación del bloque de exploración en el territorio de Portofino en Colombia (la “**Adquisición de Portofino**”).

La Adquisición de Portofino consiste en un pago en efectivo de US\$ 23.5 millones a Petromont, que incluye el pago por los costos de exploración anteriores, más la transferencia de US\$ 2.2 millones de sus obligaciones relacionadas con un programa de exploración. Como parte de la Adquisición de Portofino,

existe una obligación adicional de transferencia para financiar ciertas instalaciones de producción y otras actividades necesarias para el desarrollo del bloque de hasta US\$ 45 millones. Esta obligación de transferencia se recuperará de los montos obtenidos de la producción.

En un acuerdo separado, la Compañía se comprometió a pagarle a Canacol una contraprestación en efectivo de US\$ 3.7 millones para que asuma la operación del bloque. Pacific Rubiales le transferirá la operación del bloque después de la perforación de los próximos cuatro pozos. La Adquisición de Portofino está sujeta a la aprobación gubernamental y regulatoria.

Adquisición de PetroMagdalena

El 27 de julio de 2012, la Compañía concluyó la adquisición de todas las acciones ordinarias emitidas y en circulación del capital de PetroMagdalena mediante un plan de acuerdo (el “**Acuerdo PetroMagdalena**”). De conformidad con el Acuerdo PetroMagdalena, los accionistas de PetroMagdalena recibieron \$ 1.60 por acción ordinaria y los titulares de warrants de compra de acciones recibieron \$ 0.25 por cada warrant no ejercido y que estuviera en su posesión. El costo total de la adquisición fue de aproximadamente \$ 240 millones.

Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Karoon

El 18 de septiembre de 2012, la Compañía llegó a un acuerdo (el “**Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Karoon**”) con Karoon para adquirir una participación neta en la operación del 35% en los siguientes bloques de exploración extranjeros en la cuenca Santos, Brasil: S-M-1101, S-M-1102, S-M-1037 y S-M-1165; también tiene la opción de adquirir una participación del 35% en S-M-1166 (conjuntamente, los “**Bloques Karoon**”). A cambio de la adquisición de las participaciones en los Bloques Karoon, la Compañía acordó pagarle a Karoon US\$ 40 millones y financiar hasta US\$ 210 millones en los costos transferidos de los pozos de la siguiente manera: (i) la Compañía realizará la transferencia de los costos de los pozos de hasta US\$ 70 millones por cada uno de los pozos de exploración de Kangaroo y Cassowary/Emu por un costo total de transferencia por los pozos de hasta US\$ 140 millones. Después de cumplir con el pago de los primeros US\$ 70 millones en costos correspondientes a cada uno de los primeros dos pozos, la Compañía financiará el 35% de todos los costos incurridos a partir de ese momento y (ii) la Compañía elegirá participar en el tercer pozo del programa de compromiso de exploración con tres pozos, es decir, el pozo Bilby. Si ejerce la opción, Pacific Rubiales deberá transferir hasta los primeros US\$ 70 millones de los costos del pozo Bilby y contribuir 35% de los costos incurridos a partir de ese momento.

Adquisición de C&C Energía

El 19 de noviembre de 2012, la Compañía celebró un acuerdo con C&C Energía (el “**Acuerdo de C&C**”) mediante el cual Pacific Rubiales se comprometió a adquirir todas las acciones ordinarias de C&C Energía (el “**Acuerdo de Adquisición de Energía**”).

La adquisición de C&C Energía concluyó el 31 de diciembre de 2012. De conformidad con el Acuerdo de C&C, al cierre de la adquisición se cambió cada acción ordinaria de C&C Energía por 0.3528 acciones ordinarias de Pacific Rubiales, una acción ordinaria de una compañía de exploración nueva llamada Platino Energy y \$ 0.001. Como parte de la transacción, Pacific Rubiales conservó una participación accionaria del 5% en Platino Energy.

Reportes de Reservas

DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

Resumen

La Compañía, que empezó a producir ingresos a partir de julio 16 del 2007 con el cierre de la Adquisición RHL, está involucrada en la exploración, desarrollo y producción de ciertas participaciones en operaciones de petróleo y gas natural, primordialmente localizadas en la República de Colombia, pero también está localizada en Perú, Guatemala, Brasil, Papua Nueva Guinea y Guyana. La Compañía se esfuerza por incrementar el valor para los accionistas por medio de la adquisición, exploración y desarrollo de áreas prometedoras para la exploración de petróleo y gas. Como parte de su estrategia de negocios, la Compañía continúa analizando varios proyectos para diversificar su cartera, no solamente en Latinoamérica sino a nivel mundial.

A continuación se incluye un resumen de las propiedades de petróleo y gas natural con reservas:

Cuenca	Bloque	Participación en la operación	Acres brutos	Acres netos	Operador
Colombia					
Llanos	Rubiales	40%	88,420	35,368	Meta
Llanos	Piriri	50%	66,432	33,216	Meta
Llanos	Quifa	60%	377,419	226,451	Meta
Lower Magdalena	La Creciente	100%	30,665	30,665	Pacific Stratus
Upper Magdalena	Abanico	25%	62,560	15,640	Pacific Stratus
Llanos	CPE-6	50%	593,018	296,509	Meta
Lower Magdalena	Guama	100%	186,713	186,713	Pacific Stratus
Middle Magdalena	Guaduas (Dindal y Rio Seco)	90.6%	47,689	43,206	Pacific Stratus
Upper Magdalena	Buganviles	49.38%	77,754	15,454	Pacific Stratus
Llanos	Yamu ¹	10%	11,243	1,124	WOGSA
Caguan - Putumayo	Mecaya ¹	58%	74,127	42,993	Gran Tierra
Casanare	Cubiro ¹	61% ²	27,012	16,342	Alange Energy Corp.
Casanare	Arrendajo ¹	67.5%	78,100	52,718	Pacific Stratus
Llanos	Cravoviejo ³	100%	48,839	48,839	Grupo C&C
Llanos	Cachicamo ³	100%	87,648	87,648	Grupo C&C
Llanos	LLA-19 ³	100%	100,560	100,560	Grupo C&C
Llanos	Sabanero ⁴	49.999%	107,244	53,622	Maurel&Prom Colombia
Llanos	Rubiales	40%	88,420	35,368	Meta
Perú					
En ultramar, Perú	Bloque Z-1	49%	551,001	271,951	BPZ

¹ Se adquirió este bloque como resultado de la Adquisición de PetroMagdalena.

² El bloque Cubiro tiene tres intereses de participación diferentes: 60.5% en los yacimientos Arauco y Careto, 70% en los yacimientos Cernicalo, Tijereto Sur, Petirrojo y Petirrojo Sur, y 57.13% en los yacimientos Copa, Copa A Sur y Copa B.

³ Se adquirió este bloque como resultado de la Adquisición de C&C Energía.

⁴ La Compañía tiene una participación societaria indirecta del 49.999% en M&P Colombia, que es una de las partes del contrato de exploración y producción relacionado con el bloque Sabanero.

Producción de Petróleo y Gas

La producción neta promedio de la Compañía después de las regalías y el consumo interno en 2012 fue de 97,657 boe/d (producción total del campo de 246,575 boe/d). En Colombia, la producción neta promedio alcanzó 96,084 boe/d (producción total del campo de 243,264 boe/d). La producción neta en Colombia ha tenido un incremento interanual del 13%, aproximadamente, impulsada por más de 246 pozos de desarrollo perforados principalmente en los campos Rubiales y Quifa SO y la producción de las nuevas adquisiciones.

Crudo Pesado – Campos Petroleros Rubiales y Quifa

Los campos Rubiales y Quifa son los principales activos de la Compañía y el campo Rubiales sigue siendo uno de los campos de producción de más rápido crecimiento en Colombia. Durante el 2012 la producción bruta del campo Rubiales en promedio fue de 177,015 bbl/d y 192,395 bbl/d durante el cuarto trimestre. La producción del campo Rubiales se transporta a través del oleoducto ODL a la estación de Monterrey y la estación de OCENSA en Cusiana donde el crudo diluido se transporta a través del sistema del oleoducto OCENSA hasta la terminal de exportación del puerto Coveñas en la costa caribeña, como parte del flujo de crudo Castilla (18.5° API grado comercial colombiano).

Durante el primer trimestre de 2010, la Compañía obtuvo la comercialización del campo Quifa SO, que ahora es una de las propiedades de producción más importantes de la Compañía. La producción bruta promedio del campo Quifa de diciembre de 2012 fue de 49,271 bbl/d. La producción bruta promedio del campo Quifa durante todo el 2012 fue de 46,701 bbl/d.

Durante 2012, la Compañía continuó siendo uno de los más grandes operadores que perfora pozos horizontales en Colombia. Durante el año, la Compañía perforó 177 pozos de desarrollo (76,8 pozos netos) en el campo Rubiales y 51 pozos de desarrollo (31 pozos netos) en el campo Quifa SO.

Otros petróleos

En mayo de 2011, la Compañía adquirió un interés de 49,999 % en M&P Colombia, que es el propietario del 100% del bloque Sabanero. La producción bruta promedio en Sabanero fue de 1,244 bbl/d en 2012.

En 2012, la Compañía adquirió PetroMagdalena y C&C Energía, y esto amplió la producción de petróleo liviano y medio en Colombia. La producción bruta promedio en 2012 en los bloques Cubiro y Arrendajo fue de 2,196 bbl/d y 901 bbl/d, respectivamente. La adquisición de C&C Energía se cerró el 31 de diciembre de 2012 y la Compañía espera informar la producción de estos bienes en el primer trimestre de 2013.

Gas Natural

En 2012, la Compañía continuó su proyecto de mejorar las instalaciones para el manejo y tratamiento de gas en La Creciente, lo que permitió una producción promedio estable de aproximadamente 62 MMcf/d.

Perú en ultramar

El bloque Z-1, Perú en ultramar, mantuvo un promedio bruto de 3,311 bbl/d en 2012. La Compañía adquirió una participación del 49% en el bloque como resultado de una transacción con BPZ que recibió la aprobación del gobierno peruano el 12 de diciembre de 2012, pero entró en vigencia el 1 de enero de 2012.

Exploración

La cartera de exploración de la Compañía actualmente cubre 7,024,031 hectáreas ([17,356,760] acres), y sigue siendo la cartera más grande de cualquier compañía de gas y petróleo independiente en Colombia, después de la compañía estatal Ecopetrol. La Compañía además expandió su cartera en 2012 al agregar participación en veinticuatro bloques en Colombia a través de la adquisición de PetroMagdalena y C&C Energía por parte de la Compañía y la transacción de Exploración y Explotación de Hidrocarburos que implicaba al bloque Portofino.

Durante el 2012, y como parte de su campaña de perforación y exploración, la Compañía perforó un total de 55 pozos: 3 exploratorios y 34 de evaluación y estratigráficos, de los cuales 7 pozos fueron exitosos, representado un índice de éxito de 80%.

El gasto total neto de exploración para el 2012 fue de US\$355.4 millones, de los cuales US\$139.3 millones fueron para el cuarto trimestre de 2012.

Para más información, consulte la sección bajo el título “Propiedades de la Exploración”.

Conocimientos y Habilidades Especializadas

Las operaciones de la industria del petróleo y gas natural demandan que la Compañía cuente con profesionales con conocimientos y habilidades en diferentes áreas. En el transcurso de las operaciones de exploración, desarrollo y producción, la Compañía requiere la pericia de ingenieros de perforación, geofísicos de producción, geólogos, petrofísicos, ingenieros petroleros, geólogos petroleros y especialistas en lodos en los pozos. A la fecha, la Compañía no ha experimentado ninguna dificultad para contratar y retener los profesionales y expertos que requiere para sus operaciones. Para más detalles sobre este factor de riesgo, consulte la sección bajo el título “Factores de Riesgo – Capacidad de atraer y contratar personal calificado”.

Condiciones de Competitividad

La industria petrolera y de gas natural es inherentemente competitiva. La Compañía enfrenta competencia en áreas de finanzas, instalaciones técnicas, y adquisición de activos. Aunque la Compañía ha tenido éxito en su habilidad de adquirir propiedades de otras organizaciones en la industria, no existe garantía que éste seguirá siendo el caso. Sin embargo, la gerencia de la Compañía cree que podrá enfrentar de manera exitosa a competidores locales y extranjeros en Colombia y en cualquier parte de Latinoamérica. Para más detalles sobre este factor de riesgo, consulte “Factores de Riesgo – Competencia”.

Protección Ambiental

La industria petrolera y gasífera en Colombia, Perú, Guatemala, Brasil y Papua Nueva Guinea está sujeta a leyes y reglamentos ambientales. El cumplimiento de dichas obligaciones y requisitos puede significar gastos significativos y/o puede restringir la operación de la Compañía en las correspondientes

jurisdicciones. El incumplimiento de las obligaciones ambientales puede llevar a la suspensión o revocación de las licencias y permisos ambientales obligatorios, responsabilidad civil por daños causados y la posibilidad de multas y penalidades, todo lo cual puede sustancialmente y de manera negativa impactar la posición de la Compañía y su competitividad. Ver “Factores de Riesgo – Factores Ambientales”.

Empleados

A la fecha del presente, la Compañía emplea a 22 personas en su oficina central en Toronto, Canadá, y a aproximadamente 2090 en sus oficinas de proyectos y oficinas de campo a lo largo de Colombia. En sus oficinas de proyectos en Lima, Perú, la Compañía tiene 60 empleados. La Compañía tiene también 4 empleados en Guatemala.

Operaciones en el Extranjero

Los ingresos de la Compañía se generan por medio de la venta de hidrocarburos; toda la actividad de producción de hidrocarburos de la Compañía está localizada en Colombia y todas las propiedades de exploración están localizadas en Colombia, Perú y Guatemala. La Compañía tiene participación en un total de 62 bloques, repartidos en 50 bloques en Colombia, 45 en Perú, 2 en Guatemala, 4 en Brasil y 1 en Papua Nueva Guinea.

Políticas Sociales o Ambientales

La Compañía ha establecido directrices y sistemas de gestión para cumplir con las leyes y reglamentos de Colombia y otros países en los cuales opera. Durante 2009, Meta y PSIE recibieron la certificación de sus sistemas de gestión ambiental, de salud y seguridad, conforme a las normas ISO 9001, 14001 y OHSAS 18001 y ambas subsidiarias continúan en cumplimiento. Estos sistemas de gestión se desarrollaron para cumplir con los reglamentos de calidad, ambiental, de salud y seguridad internacionales y las normas de rendimiento globales.

La Compañía dedica mucho tiempo y recursos para lograr sus metas de rendimiento en términos de seguridad y medio ambiente. La Compañía dispone de empleados responsables de todos los asuntos que afectan el medio ambiente y las comunidades locales. Si bien la Compañía se esfuerza por satisfacer todas las obligaciones ambientales, no puede garantizar que ha cumplido y que cumplirá con todas en todo momento. No obstante ello, la gerencia cree que las operaciones están en cumplimiento sustancial con todas las leyes y reglamentos ambientales importantes de Colombia. Para más detalles sobre este factor de riesgo, consulte la sección bajo el título “Factores de Riesgo – Factores Ambientales”.

La Compañía ha instituido programas sociales específicos para las áreas en las cuales opera, que son ejecutados por los empleados en Colombia. Los trabajadores sociales de la Compañía atienden en las diferentes municipalidades donde opera la Compañía para determinar las necesidades de la comunidad y formular programas que cubran las necesidades de un área en particular. La Compañía ha estado involucrada en el suministro de materiales educativos y de salud, construyendo escuelas, entregando fondos a hospitales, patrocinando organizaciones y eventos locales, tanto culturales como deportivos.

En septiembre de 2010, la Compañía fundó el Centro Regional para Latinoamérica y El Caribe en apoyo de United Nations Global Compact. United Nations Global Compact es una iniciativa internacional propuesta por las Naciones Unidas, cuyo propósito es lograr el compromiso voluntario de las entidades públicas y privadas con la responsabilidad social, mediante la implementación de ciertos principios sobre los derechos humanos, del trabajo y del medio ambiente y la lucha contra la corrupción. Como miembro

de United Nations Global Compact desde el 25 de enero de 2011, la Compañía ha asumido la tarea de reportar su progreso con respecto a los derechos humanos, del trabajo y del medio ambiente a las Naciones Unidas en forma anual.

En junio de 2011, la Compañía anunció su respaldo a Extractive Industries Transparency Initiative (“EITI”), que es una organización internacional sin fines de lucro formada en 2002 en la Cumbre Mundial de Desarrollo Sustentable en Sudáfrica. EITI respalda la gobernabilidad mejorada en los países de muchos recursos mediante la verificación y publicación completa de los pagos de las compañías y de los ingresos de los gobiernos provenientes de petróleo, gas y minería. Las normas EITI son implementadas por gobiernos que tienen una estructura internacional de múltiples partes interesadas en el núcleo de la iniciativa. Actualmente, más de las cincuenta empresas más grandes de petróleo, gas y minería optaron por respaldar a EITI. Las iniciativas de EITI procuran la buena gobernabilidad, de manera tal que la explotación de recursos pueda generar ingresos para promover el crecimiento y reducir la pobreza.

Pacific Rubiales fue la primera empresa en implementar las normas EITI en Colombia y en comprometerse para liderar la implementación de EITI en dicho país en cooperación con todas las partes interesadas dentro de EITI. En Canadá, que es un país que respalda EITI, y en Perú y Guatemala, que son países candidatos de EITI, Pacific Rubiales se comprometió a respaldar activamente los procesos EITI.

En 2012, la Junta Directiva designó un Comité de Sustentabilidad para asistir a la Junta Directiva a llevar a cabo las políticas corporativas de sustentabilidad de la Compañía, incluidos los asuntos ambientales, sociales, de salud, seguridad y ética y es responsable de asesorar a la Junta Directiva, a los comités de la Junta Directiva y a la gerencia ejecutiva en dichos temas.

En el año 2012, Pacific Rubiales ingresó en los índices Jantzi Social y STOXX® Global ESG. Conforme el análisis ambiental, social y de gobernabilidad realizado por Sustainalytics, Pacific Rubiales califica en el grupo del 10% de empresas de combustible, gas, carbón, y combustibles consumibles. Nota que la Compañía ha demostrado directivas fuertes y sistemas de gestión para mitigar los riesgos asociados con la operación en los países de alto riesgo. En el año 2012, la Compañía recibió el siguiente reconocimiento por sus logros en sustentabilidad y responsabilidad social empresarial: (i) World Finance (Londres) otorgó a Pacific Rubiales un reconocimiento como la “Empresa de petróleo y gas más sustentable” en América Latina; (ii) la Compañía fue premiada por la revista RS y Corporación Calidad por su contribución al desarrollo sustentable con una gestión integral; (iii) la Compañía obtuvo medallas de plata y oro para nuestra responsabilidad ambiental, otorgadas por la Fundación Siembra Colombia; (iv) la Compañía recibió un premio como “Mejor productor de petróleo y gas con responsabilidad social empresarial 2012” otorgado por Capital Finance International; y (v) la Compañía obtuvo el premio a la excelencia e innovación en capacitación empresarial entregado por la organización internacional Corporate University Xchange (CorpU). La Compañía se convirtió en una de las dos empresas de América Latina seleccionadas como ganadoras del premio “Pioneros de la Inversión Social 2012”, lanzado por la Secretaría de Principios para la Inversión Social durante el Foro para la Sostenibilidad Corporativa en 2012, Río+20.

PARA CONOCER MÁS DETALLES SOBRE LAS POLÍTICAS DE SOSTENIBILIDAD DE LA COMPAÑÍA, CONSULTE NUESTRO INFORME DE SOSTENIBILIDAD, DISPONIBLE EN NUESTRO SITIO WEB, WWW.PACIFICRUBIALES.COM.

CONTRATOS Y PROPIEDADES PETROLERAS Y DE GAS NATURAL

A continuación se describen los principales contratos, propiedades y áreas de evaluación de petróleo y gas de la Compañía a diciembre 31 de 2012. Se advierte al lector que cualquier cálculo de reservas e ingresos futuros netos de cada una de las propiedades en particular, divulgado en este Formulario Anual de Información puede no reflejar el mismo nivel de confianza del cálculo de reservas e ingresos futuros netos de todas las propiedades, debido a los efectos del agregado.

Propiedades Productoras

La Compañía posee participación directa e indirecta en ciertas propiedades productoras de hidrocarburos en Colombia por intermedio de sus subsidiarias totalmente propias, conforme a ciertos acuerdos celebrados con Ecopetrol, la ANH y acuerdos de exploración con terceros, los cuales se describen a continuación.

Contratos Rubiales y Piriri

La Compañía posee participación en los contratos Rubiales y Piriri según el 40% de participación en el Contrato de Participación de Riesgo y el 50% de participación en el Contrato de Asociación, dichos contratos se conocen como el Contrato Rubiales y el Contrato Piriri respectivamente.

El campo petrolero Rubiales, el cual es el principal activo petrolero de la Compañía, está localizado dentro de los contratos Rubiales y Piriri en la parte suroriental de la cuenca de los Llanos (Departamento del Meta) en Colombia, la cual también se conoce como la Plataforma Guyana. La cuenca de los Llanos es una de las cuencas productoras de hidrocarburos que marchan en paralelo con la margen oriental de la Cordillera de los Andes que va desde Colombia hasta Argentina. Estas características obtuvieron su configuración actual durante el periodo Terciario y están asociadas a la formación de la cordillera de los Andes. La acumulación de crudo se concentra en las areniscas de la formación Carbonera Basal Terciaria Inferior (Eoceno – Oligoceno) a una profundidad general de 2,400 a 2,900 pies con profundidad medida (732 a 884 m). Estos yacimientos yacen en disconformidad en el basamento Paleozoico. Estos subyacen una secuencia Oligocena de areniscas fluvial intercalada a marina marginal, esquisto, caliza y carbón. La estructura del campo Rubiales ha sido definida como monoclinal de buzamiento liviano con dirección noroeste con un ángulo de caída promedio de uno a dos grados.

Los contratos Rubiales y Piriri vencen en junio del 2016. La producción bruta promedio del campo Rubiales para el último trimestre de 2012 fue de 192,395 bbl/d. La producción bruta promedio para este campo en el 2012 fue de 177,015 bbl/d.

Contrato Quifa

La Compañía posee una participación del 60% en el Contrato Quifa, en relación con una propiedad conocida como el bloque Quifa. Durante el primer trimestre de 2010, la Compañía obtuvo la comercialización del campo Quifa SO que, ahora, es una de las propiedades productoras más importantes

de la empresa. Hallará información adicional sobre este contrato en la sección de propiedades de exploración, más abajo.

La producción bruta promedio de este campo durante el último trimestre del 2012 fue de 49,271 bbl/d. La producción bruta promedio de este campo durante todo el 2012 fue de 46,701 bbl/d.

Durante el tercer trimestre de 2012, Ecopetrol aceptó la comercialidad del campo Cajua, que se ubica en el bloque Quifa. La producción bruta promedio del campo Cajua fue 2,875 bbl/d en el último trimestre de 2012 y de 926 bbl/d durante todo el 2012.

Contrato La Creciente

Pacific Status, la subsidiaria que es propiedad total de la Compañía, posee el 100% de participación en el acuerdo (el “**Contrato La Creciente**”) celebrado con la ANH con respecto al campo de gas natural La Creciente localizado en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia. El Contrato La Creciente, que expira en agosto del 2034, abarca: (i) cinco fases de exploración para un total de 65 meses; (ii) de 2 a 4 años para la fase de evaluación; y (iii) una fase de explotación de 24 años, donde la fase de explotación puede extenderse 10 años más o hasta el límite económico del mismo.

A finales de diciembre del 2007 las instalaciones de producción del campo de gas natural La Creciente fueron oficialmente certificadas por MME y como resultado, a principios del 2008, la Compañía comenzó la entrega de 35 MMcf de gas por día al gasoducto principal Guepaje-Sincelejo.

En 2009, la Compañía llevó a cabo negociaciones bilaterales con postores interesados en los volúmenes de gas natural en oferta y celebró ciertos contratos tome o pague, y contratos interrumpibles, que ascienden a 65 MMcf/d para el periodo 2009 al 2013.

La producción promedio de gas este campo para el último trimestre de 2012 fue de 63 MMcf/d. La producción bruta promedio de este campo en el 2012 fue de 62 MMcf/d.

En enero 18 del 2010 culminó el programa de exploración mínima para el bloque, pero la Compañía optó por solicitar a ANH una fase exploratoria adicional. Esta fase adicional consistió en dos fases exploratorias adicionales, cada una de 24 meses de duración, e incluye la perforación de un pozo de exploración por fase, lo cual permitirá a la Compañía explorar en dos prospectos adicionales dentro del bloque. En enero 18 del 2012, la Compañía completó la primer fase exploratoria adicional y perforó un pozo exploratorio. Actualmente, la Compañía está en el segundo pozo exploratorio adicional y perforará otro pozo exploratorio.

Contrato Cubiro

Mediante la adquisición de PetroMagdalena, la Compañía adquirió una participación en el contrato de exploración y producción de Cubiro con la ANH con respecto al área ubicada en Orocué, San Luis de Palenque y Trinidad, Departamento de Casanare, Colombia.

La producción bruta promedio de este campo para el último trimestre de 2012 fue de 5,877 bbl/d. La producción bruta promedio para este campo durante el 2012 fue de 2,196 bbl/d.

Contrato Abanico

La Compañía posee una participación del 25% en el Contrato de Asociación (el “**Contracto Abanico**”) relacionado con el campo petrolero Abanico, que puede variar de pozo a pozo conforme a los acuerdos de

operación entre las partes del Contrato Abanico. El campo Abanico está localizado en la Cuenca del Alto Magdalena (Departamento del Tolima) en Colombia. La Cuenca del Alto Magdalena es una en una serie de cuencas productoras de hidrocarburos localizadas entre las cordilleras oriental y central de Colombia. Estas características obtuvieron su configuración actual durante el periodo Terciario y están asociadas con la formación de la cordillera de los Andes. La acumulación de petróleo se concentra en las areniscas de la formación Guadalupe del Cretácico a una profundidad general de 2,800 a 3,200 pies de profundidad medida (853 a 975 m). Estos yacimientos yacen en disconformidad debajo del esquisto Terciario sellante. El campo petrolero Abanico es una trampa estratigráfica que consiste en un monoclinal truncado con leve buzamiento en dirección noroeste con ángulo de caída promedio cercano a los quince grados.

El Contrato Abanico se encuentra en la fase de producción y estará vigente sin más compromisos de trabajo hasta el año 2024. La producción bruta promedio de este campo para el último trimestre de 2012 fue de 479 bbl/d. La producción bruta promedio para este campo en el 2012 fue de 1,584 bbl/d.

Contratos Dindal y Rio Seco (Campo Guaduas)

La Compañía posee una participación en la operación del 90.6% en dos Contratos de Asociación (el “**Contrato Dindal**” y el “**Contrato Rio Seco**”) relacionados con el Campo Guaduas. El restante 9.4% pertenece a Cimarrona LLC.

El Campo Guaduas, que cubre 30,665 acres en el Valle del Magdalena Medio aproximadamente a 100 kilómetros al noroeste de Bogotá, está localizado en el flanco occidental del sinclinal Guaduas y produce petróleo 19° API de carbonatos de cimarrones cretáceos fracturados naturalmente.

El Contrato Dindal expira en marzo del 2021 y el Contrato Rio Seco expira en agosto de 2023.

La producción bruta promedio de este campo para el último trimestre de 2012 fue de 1,379 bbl/d. La producción bruta promedio para este campo en el 2012 fue de 1,130 bbl/d.

Contrato Arrendajo

Como resultado de la adquisición de PetroMagdalena, la Compañía posee una participación del 67,5% en la operación del Contrato Arrendajo. El bloque Arrendajo tiene un área total de 31 hectáreas y se ubica en la cuenca Llanos.

Durante el último trimestre de 2012, la producción diaria bruta promedio fue de 1,583 bbl/d y, durante el 2012, de 901 bbl/d.

Exploración y explotación de Sabanero

En mayo de 2011, la Compañía adquirió una participación de 49.999% en M&P Colombia, empresa que tiene el 100% del bloque Sabanero. La producción bruta promedio en este bloque fue de 1,244 bbl/d en el año 2012.

Propiedades de Exploración

Durante el 2012, el gasto total de nuevas exploraciones fue de US\$ 355 millones, aproximadamente, con actividades de exploración compuestas por perforación de un total de 55 pozos (44 exitosos); adquisición de sísmica 2D y sísmica 3D adicionales en Colombia y otras actividades geofísicas.

Contratos con Ecopetrol

La Compañía posee participación indirecta en ciertas propiedades de exploración por medio de sus subsidiarias totalmente propias, según ciertos acuerdos con Ecopetrol descritos a continuación.

Contrato Quifa

La Compañía posee un 60% de participación en el Contrato Quifa, relacionado con una propiedad conocida como el bloque Quifa. Durante el primer trimestre de 2010, la Compañía cumplió con los compromisos para la última fase del programa de exploración y en abril de 2010, obtuvo la comercialización del Campo Sudoeste Quifa. En mayo de 2010, Ecopetrol aprobó la extensión del programa de exploración por dos años más. El bloque Quifa consiste en un área de 234,254 Km² rodeando el yacimiento Rubiales, localizado en el área de Puerto Gaitán, en el departamento de Meta, en Colombia.

En el área norte de Quifa, la campaña exploratoria de un total de 19 pozos de evaluación confirmaron la posible presencia de hidrocarburos para esta parte del bloque, y el 15 de agosto de 2012, el comité ejecutivo del Contrato de Asociación aprobó la comercialidad del campo Cajua.

Según el Contrato Quifa, los costos de capital y los gastos de operación deben ser sufragados en un 70% por la Compañía y en un 30% por Ecopetrol. La Compañía posee una participación del 60% en la producción del bloque Quifa, menos: (i) las regalías aplicables del gobierno; y (ii) todo porcentaje adicional de participación atribuible a Ecopetrol cuando la producción acumulativa de cada campo comercial en el bloque Quifa, incluido el volumen correspondiente a regalías, exceda de cinco millones de barriles de hidrocarburo líquido.

El porcentaje de participación adicional de Ecopetrol se calcula basado en la siguiente fórmula (la “**Fórmula PAP**”):

$$PAP = \left[\frac{P - P_0}{P} \right] \times 30\%$$

Donde:

PAP = Porcentaje de participación adicional en la producción para Ecopetrol.

P = Para hidrocarburos líquidos, es el precio promedio aritmético simple por barril de crudo del marcador WTI (West Texas Intermediate) en dólares americanos por barril. Este precio promedio es para el mes calendario correspondiente, cuyas especificaciones y cotizaciones se publican en medios de prestigio internacional reconocido. Para hidrocarburos gaseosos, es el precio promedio aritmético simple del gas

natural del marcador “U.S. Gulf Coast Henry Hub” en dólares americanos por MMbtu. Este precio promedio es para el mes calendario relevante cuyas especificaciones y cotizaciones se publican en medios de prestigio internacional reconocido.

Po = Para hidrocarburos líquidos, el precio base del crudo del marcador, expresado en dólares americanos por barril, según se indica en la siguiente tabla:

Grado API producido	PI (US\$/bbl)
< 10° y ≤ 15°	\$40
< 15° y ≤ 22°	\$28
< 22° y ≤ 29°	\$27
< 29°	\$26

(Nota: A los propósitos del cálculo, Po debe estar expresado en los términos monetarios vigentes que utilizan el Índice de Precios de Productores del Departamento de Trabajo de EE.UU. – PPI).

La Fórmula PAP también puede utilizarse para los hidrocarburos gaseosos cinco años después del inicio de la producción de un campo gasífero declarado comercial; sin embargo, la Compañía no espera por ahora que el bloque Quifa produzca recursos gasíferos de importancia.

En septiembre 27 de 2011, Ecopetrol y la Compañía acordaron un proceso de arbitraje para definir la interpretación de la Fórmula PAP. Mientras tanto, ambas compañías estuvieron de acuerdo en aplicar la fórmula de ANH para asignar la participación adicional a Ecopetrol, a partir de abril de 2011, hasta la conclusión del arbitraje.

El 27 de septiembre de 2011, Ecopetrol y la compañía acordaron un proceso de arbitraje para dirimir las diferencias en la interpretación de la Fórmula PAP y su efecto en la división de la producción. El 12 de abril de 2012, la Compañía inició el proceso de arbitraje ante la Cámara de Comercio de Bogotá. Asimismo, ambas partes acordaron aplicar la fórmula que utiliza la ANH en sus contratos para asignar la presunta cuota adicional para Ecopetrol, a partir de la activación de la cláusula adicional de producción que se llevo a cabo en abril de 2011, hasta el arbitraje.

El 13 de marzo de 2013, el tribunal arbitral emitió su decisión en la cual aclara que la Fórmula PAP se debe calcular sobre el 100% de la producción del campo Quifa SW, en lugar de limitarse al 60% de la compañía. Sin embargo, el panel arbitral claramente negó la solicitud de Ecopetrol en torno a la petición de que se requiera que Pacific Rubiales entregue los volúmenes de hidrocarburos asociados como resultado de su interpretación de la Fórmula PAP. A partir de esta fecha, el laudo arbitral no es aún firme ni ofrece soluciones aplicables en contra de la Compañía. La Compañía está evaluando la decisión, mientras que deja sin resolver varias cuestiones así como la evaluación de todos los remedios alternativos bajo las leyes colombianas y los tratados internacionales aplicables.

En caso de que la interpretación de la Fórmula PAP sea ejecutada por el panel arbitral, la Compañía se vería obligada a entregar a Ecopetrol una cantidad adicional de 1.393.252 barriles de petróleo, que representa una cuota adicional de Ecopetrol en la producción en Quifa SW del 3 de abril de 2011 al 31 de diciembre de 2012, que en todo caso sería provendría de la futura producción del 10% de su cuota diaria neta de la producción del campo Quifa SW (a partir de hoy, alrededor de 2.270 bbl / d en un período de 20 meses). Este volumen adicional se ha registrado como una sobre-elevación en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2012.

El Contrato Quifa expira en 2031.

Buganviles

La Compañía posee un participación del 49.4% en el Contrato Buganviles por un bloque ubicado en el Departamento de Tolima, Colombia.

En noviembre de 2009, de acuerdo con un proceso competitivo de licitación (proceso de transferencia de derechos [farm-out]) la Compañía otorgó a Petrodorado algunos derechos en el bloque Bungaviles. La Compañía otorgó el 29.5% de su participación en la operación en el bloque Bungaviles a Petrodorado a cambio de lo cual Petrodorado suministrará el 100% de la inversión total para trabajo exploratorio futuro en el bloque. Esta fase exploratoria incluye una inversión mínima de US\$4.6 millones, los cuales se utilizarán en la perforación de un nuevo pozo exploratorio. La Compañía retendrá un 19.875% de participación en la operación en esta futura actividad exploratoria y un 49.4% sobre el resto del bloque.

Contratos ANH

Según los acuerdos con la ANH, la Compañía posee intereses directos e indirectos a través de algunas de sus subsidiarias totalmente propias en ciertas propiedades de exploración en Colombia las cuales se describen en más detalle a continuación.

Bloque La Creciente

PSIE, la subsidiaria totalmente propia de la Compañía, tiene una participación del 100% en un acuerdo (el “**Contrato La Creciente**”) con la ANH con referencia al yacimiento de gas natural La Creciente, ubicado en la cuenca inferior del Magdalena, Colombia. El contrato La Creciente, que expira en el 2034, comenzó en agosto del 2004, cubriendo cinco fases exploratorias consecutivas que terminaron el 18 de enero de 2010. En ese momento se solicitaron y aprobaron dos fases adicionales de exploración de dos años, con compromisos de un pozo exploratorio cada una. La primera de estas fases adicionales culminó en enero del 2012.

En el bloque La Creciente, la Compañía continuó perforando el pozo de evaluación Apamate-2. En febrero de 2012, el pozo fue probado, pero resultó antieconómico; por lo que fue sellado y abandonado.

Arrendajo

La Compañía posee una participación operativa del 67.5% en el contrato Arrendajo. El bloque Arrendajo cubre un área total de 31,607 hectáreas y está localizado en la cuenca de los Llanos. La Compañía presentó ante ANH un plan de evaluación para el pozo Azor-1 y solicitó un programa exploratorio adicional compuesto por dos fases de 24 meses con un compromiso de trabajo de un pozo exploratorio por fase. La Compañía ha perforado los pozos Azor-1 y Azor-2.

Guama

El 14 de marzo del 2007, se otorgó a la Compañía un 100% de participación en el bloque Guama de 87,465 hectáreas localizado en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena en el norte de Colombia. Las

obligaciones para la primera fase de 18 meses de este contrato incluían el reprocesamiento de 300 Km de sísmica 2D y la adquisición de 200 Km de sísmica 2D. Durante el 2007 estos compromisos fueron satisfechos. En agosto de 2009, la Compañía solicitó la fusión de las fases 2 y 3 del contrato Guama; esto fue aprobado en el 2009.

Como parte de los compromisos del contrato de las fases fusionadas 2 y 3, durante el 2010 la Compañía terminó la perforación del pozo exploratorio Pedernalito-1X, en el costado de una incipiente característica diapírica con una obturación de 2,355 acres, teniendo por objetivo las arenas finamente estratificadas de la formación Porquero del Mioceno Medio. El pozo llegó a una profundidad final de 7,100 pies de profundidad medida (MD, según su sigla en inglés), penetrando la inmensa Formación Porquero desde la superficie hacia abajo hasta la profundidad total (TD, según su sigla en inglés). El pozo resultó ser un nuevo descubrimiento de gas y la evaluación petrofísica indicó un total de 29 pies de neto productivo en baja resistividad, arenas finamente estratificadas en ocho probables zonas diferentes, de las cuales cuatro se completaron y probaron.

En el bloque Guama, el pozo exploratorio Cotorra-1X (fase 4 de exploración) alcanzó TD a 7,210 pies MD el 17 de enero de 2012 después de comenzada la perforación en diciembre de 2011. Se realizaron pruebas breves y el subsiguiente reacondicionamiento hidráulico de la fractura en cuatro intervalos de las arenas de Porquero Medio, el gas y el condensado. En el mismo bloque, el pozo de exploración Manamo-1X comenzó con actividades de perforación el 14 de diciembre de 2012 y ya para el 31 de diciembre de 2012, se había perforado a más de 1,808 pies.

CPE-6

En septiembre de 2008 y como parte de la Ronda de Petróleo Pesado, se adjudicó el bloque CPE-6 (contrato de evaluación técnica) a una unión transitoria de empresas conformada por la Compañía (50%) y Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd. (50%), con la Compañía en carácter de operadora. El bloque CPE-6 tiene un área de 608,247 hectáreas y está ubicado al sudoeste del campo Rubiales y el bloque Quifa.

En 2012, la Compañía perforó dos pozos estratigráficos en el bloque CPE-6.

Sabanero

En el bloque Sabanero, M&P Colombia, operador del bloque, perforó un total de 21 pozos en 2012, incluyendo uno exploratorio, cinco estratigráficos y quince de evaluación. El pozo exploratorio Chaman-1 resultó en un nuevo descubrimiento en el sector norte del bloque Sabanero

La Compañía posee una participación indirecta del 49.999% en M&P Colombia, que es parte del contrato de exploración y producción relativo al bloque Sabanero.

Portofino

En el bloque Portofino, en donde la Compañía tiene una participación del 40%, el operador del bloque, Carrao Energy Sucursal Colombia, perforó el 1er pozo estratigráfico Achote en 2012. El pozo no encontró las esperadas arenas basales de Mirador, por lo cual fue cerrado y abandonado. El operador planea perforar un segundo pozo estratigráfico durante la primera mitad del 2013.

CPE-1 TEA

En septiembre de 2008, a la Compañía se le adjudicó una participación del 100% en CPE-1 en relación con la oferta organizada por la ANH de ciertos bloques de exploración y evaluación de petróleo pesado para la cuenca Llanos (la “**Ronda de Petróleo Pesado**”). El bloque CPE-1 tiene un área de 989,963 hectáreas y está ubicado en la parte norte de la Cuenca, en la frontera con Venezuela, al este del yacimiento Caño Limon. También está ubicado en el límite este del bloque Arauca, en donde la Compañía ha realizado actividades de exploración. La ANH otorgó un período prorrogable de 21 meses para la fase única de exploración de 24 meses. La inversión total para el bloque fue de U.S.\$31.1 millones e incluye la adquisición de 500 km de sísmica 2D y perforación de cuatro pozos estratigráficos.

En 2012, la Compañía perforó cuatro pozos estratigráficos como parte del acuerdo TEA. Después de los procesos de registro y muestreo, los cuatro pozos fueron tapados y abandonados

SSJN3

La Compañía posee el 100% de participación en la operación del bloque SSJN3. Este bloque tiene un área de 256,718 hectáreas y está localizado a 70 Km al norte del yacimiento de gas natural La Creciente. La primera fase de exploración incluye la adquisición de 500 Km de sísmica 2D y la perforación de un pozo exploratorio, para una inversión total de US\$ 20.6 millones. Actualmente, el contrato está suspendido pendiente de la revisión por ANH, porque el Ministerio de Medio Ambiente denegó la licencia ambiental para realizar actividades de E y P en este bloque por existencia de un humedal Ramsar.

SSJN7

En el 2008 se firmó el Contrato SSJN7. La Compañía posee una participación en la operación del 50% y actúa como operador; la ONGC Videsh Limited posee el 50% restante. El bloque tiene un área de 270,702 hectáreas y es adyacente al yacimiento de gas natural La Creciente. La primera fase de exploración requiere una inversión de US\$ 24.6 millones los cuales se emplearán en la adquisición de 590 km de sísmica 2D y la perforación de un pozo exploratorio. Durante el 2010, se realizaron las actividades sociales y ambientales y los estudios geoquímicos y geológicos. de 2011

Durante el cuarto trimestre de 2011, la Compañía inició 651 km de relevamientos de sísmica 2D en el bloque SSJN7 y en el bloque CR-1. Debido a demoras regulatorias respecto de la certificación de la presencia de comunidades indígenas en el área, la Compañía solicitó a ANH una extensión de 28 meses y 26 días para explorar la fase 1. El contrato está pendiente de aprobación por parte de ANH.

CR-1

El contrato CRI fue otorgado a un consorcio según lo cual la Compañía posee una participación del 60% y Petrobras Colombia Limited posee una participación del 40% y donde la compañía actúa como operador. El Bloque con un área de 124,394 hectáreas, está localizado en la parte más al norte de la Cuenca Cesar-Ranchería en la península de la Guajira en la frontera con Venezuela. La primera fase de

exploración requirió una inversión de US\$12 millones, que se emplearán en la adquisición de 250 Km de sísmica 2D y un pozo de exploración. de 2011 Por demoras regulatorias respecto de la certificación de la presencia de comunidades indígenas en el área y de las negociaciones con El Cerrejon (una empresa minera de la zona), la Compañía solicitó a ANH una extensión de 14 meses para explorar la fase 1. El contrato sigue aún pendiente de aprobación por parte de ANH.

CPO-1

La Compañía poseía originalmente el 100% de participación en la operación del bloque CPO-1 el cual tiene un área de 61,776 hectáreas y está localizado 80 Km al norte del yacimiento Rubiales. Para la primera fase de exploración (de 36 meses de duración) la Compañía acordó invertir en la adquisición de 200 Km de sísmica 2D, la perforación de un pozo de exploración y estudios geofísicos y geológicos, por un total de US\$8.6 millones.

En noviembre de 2009, de acuerdo con un proceso competitivo de licitación (proceso de transferencia de derechos [farm-out]) la Compañía otorgó el 50% de su participación en la operación a Petroamérica, una compañía petrolera y de gas con base en Calgary a cambio de lo cual Petroamérica suministrará el 100% de la inversión total requerida para completar la primera fase del programa mínimo de exploración para el bloque, lo que equivale a US\$8.6 millones. En marzo de 2010 las partes involucradas firmaron el acuerdo final.

Durante el último trimestre de 2011, la Compañía inició 376 km² de relevamientos de sísmica 3D en búsqueda de prospectos de petróleo pesado en los bloques CPO-1 y CPO-12. de 2011

CPO-12

Este bloque fue otorgado a un consorcio formado por una subsidiaria indirecta totalmente propia de la Compañía como operador (40%), CEPCOLSA (30%) y Talismán Colombia Oil and Gas Ltd. (30%). El bloque cubre un área de 286,827 hectáreas localizadas al sur-oeste del yacimiento Rubiales. Durante la primera fase de exploración, el consorcio acordó invertir en la adquisición de 898 Km de sísmica y la perforación de tres pozos de exploración, para un monto total de US\$ 35 millones. Durante el último trimestre de 2010 la Compañía finalizó la adquisición, procesamiento e interpretación de 417 km de sísmica 2D. La Compañía inició la adquisición de los 481 km restantes durante el 2011.

En 2012, la Compañía perforó dos pozos de exploración, el Espiguero-1X y el Escarabajo-1X, como parte del contrato de exploración. Ambos pozos tenían como objetivo las arenas basales de la Formación Carbonera, pero los resultados petrofísicos no mostraron acumulaciones comerciales de hidrocarburos, por lo cual a los pozos se los consideró como pozos secos.

CPO-14

Este bloque fue otorgado a un consorcio formado por una subsidiaria indirecta totalmente propia de la Compañía como operador (62.5%) y CEPCOLSA (37.5%). Este bloque cubre un área de 209,488 hectáreas y está localizado al sudeste del yacimiento Rubiales. La primera fase de exploración requiere una inversión mínima de US\$ 32 millones, que se emplearán en la adquisición de 850 Km de sísmica 2D y en la perforación de 3 pozos de exploración. Como parte de los requisitos de permiso, la compañía continúa el proceso de consulta con las comunidades para comenzar con el programa de adquisición de las sísmica. El contrato está suspendido hasta que los procesos de consulta previos con 2 comunidades pendientes queden registrados oficialmente.

Tacacho

El contrato de E&P de Tacacho fue otorgado por la ANH el 10 de noviembre de 2009 con un compromiso de trabajo de 480 km de sísmica 2D para la primera fase. El bloque Tacacho cubre 238,363 hectáreas y está localizado en la cuenca del Putumayo.

En noviembre de 2009, de acuerdo con un proceso competitivo de licitación (proceso de transferencia de derechos [farm-out]) la Compañía otorgó el 49.5% de su participación en la operación en el bloque a Petrodorado, a cambio de lo cual Petrodorado suministrará el 100% de la inversión total requerida para completar la primera fase del programa mínimo de exploración para el bloque, lo que equivale a US\$8 millones. La primera fase de exploración de 36 meses de exploración requiere una inversión mínima de US\$8 millones, que se utilizarán en la adquisición, procesamiento e interpretación de 480 Km de sísmica 2D. La Compañía retendrá un 50.5% de la participación en la operación en el bloque. El acuerdo final en relación con la transacción se celebró en enero de 2010.

A lo largo de 2010, la Compañía realizó los pasos necesarios para obtener los permisos ambientales y sociales requeridos por las autoridades colombianas para comenzar con el programa de adquisición de la sísmica. A la fecha de este informe, como parte de los requisitos de permiso, la Compañía está entrando en el proceso de consulta con las comunidades que residen dentro de determinadas partes del área del bloque. Se esperaba que este proceso finalizara en el tercer trimestre de 2011; sin embargo, por demoras de las autoridades gubernamentales, no comenzó el programa de adquisición de sísmicas. La fase de exploración 1 finalizó en mayo 9 del 2012 y, como tal, la Compañía solicitó ante ANH la unificación de la fase 2 para poder cumplir con sus compromisos de trabajo.

Terecay

El 10 de noviembre de 2009 la Compañía celebró el contrato Terecay de E y P, el cual tiene un área de 237,399 hectáreas ubicadas en la cuenca petrolífera del Putumayo, en el promontorio de la Cordillera de Colombia del sudeste cerca de Ecuador. Los compromisos mínimos de exploración incluyen en la primera fase del período exploratorio, la adquisición de 476 km de sísmica 2D con una inversión mínima de US\$8.1 millones.

Al igual que con el bloque Techaco, durante el 2010, la compañía realizó los pasos necesarios para obtener los permisos ambientales y sociales requeridos por las autoridades colombianas para comenzar con el programa de adquisición de la sísmica. De manera similar, la compañía está entrando en el proceso de consulta con las comunidades que residen dentro de determinadas partes del área del bloque. Se esperaba que este proceso finalizara en el tercer trimestre de 2011; sin embargo, por demoras de las autoridades gubernamentales, el programa de adquisición de sísmica no comenzó. La fase de exploración 1 finalizó en mayo 9 del 2012 y, como tal, la Compañía solicitó ante ANH la unificación de la fase 2 para poder cumplir con compromisos de trabajo.

Propiedades en Perú

En Julio del 2007, se otorgaron a Pacific Stratus los bloques 135, 137 y 138 ofrecidos por Perupetro durante el programa de ofertas del 2007 y los contratos se firmaron el 21 de noviembre de 2007. Estos bloques totalizan 1,883,553 hectáreas y están localizados en la prolíficas Cuencas Maraón y Ucayali, al sur de las Cuencas productoras Napo Ecuatoriana (Oriente) y Putumayo Colombiano y 300 km al norte de la prolífica área de Camisea. Los compromisos para la primera fase de exploración incluyen la

adquisición de datos regionales gravimétricos y magnetométricos, y de estudios regionales. Una vez terminada con éxito la primera fase, la Compañía tiene la opción de continuar el programa de exploración por medio de adquisición adicional de sísmica y de la perforación de un pozo por cada bloque. La Compañía tiene una participación del 100% en estos bloques.

Bloque 135

El bloque 135 está ubicado en la Cuenca de Marañón. Esta fase de exploración requiere una inversión mínima de US\$36 millones, que se utilizarán en la adquisición planeada de 789 km de sísmica de 2D, la cual se encuentra en curso actualmente. No hay información sísmica previa en esta área, por lo tanto esta será la primera actividad exploratoria a realizarse en la cuenca sudeste de Marañón. Se espera que la adquisición, el procesamiento y la interpretación de estos datos sísmicos se complete durante la segunda mitad de 2013.

Bloque 137

El bloque 137 está ubicado en la Cuenca de Marañón, al noreste del Bloque 135. El compromiso mínimo de trabajo para este bloque requiere la adquisición de 200 km de sísmica 2D, la adquisición de datos de sensores remotos e imágenes satelitales y la integración de dichos datos con la información técnica y el análisis de la base de datos de Perupetro. Actualmente, este bloque está en fuerza mayor debido a la negativa de los representantes de las comunidades indígenas a asistir a los talleres que requiere la ley para completar el estudio socio ambiental. Las negociaciones todavía están en camino y en base a una resolución favorable de este asunto la Compañía planea continuar con la adquisición de 400 Km de sísmica de 2D.

Bloque 138

El bloque 138 está ubicado en la Cuenca de Ucayali.

Las actividades de exploración iniciaron en 2008 con la adquisición de información satelital que cubre la porción noreste de toda la cuenca del Ucayali. Después de haber terminado el período exploratorio en primer lugar, las actividades se centraron en la aprobación de la licencia ambiental para la perforación del pozo exploratorio por primera vez en el bloque, lo que representa una inversión de hasta EE.UU. \$ 45 millones. Este permiso fue aprobado en noviembre de 2012 y las actividades están actualmente en marcha. De acuerdo con los últimos estudios multidisciplinarios, y basados en los requerimientos de 2D 560 km sísmica ya adquirido, el área parece atractiva ya que la Compañía busca el desarrollo del pozo Yahuish-1X.

El 9 de diciembre de 2010 comenzaron las actividades de exploración en el Bloque 138, ubicado en la Cuenca de Ucayali. La Compañía inició la tramitación de los permisos ambientales para el pozo exploratorio que se perforará en la segunda mitad del 2012. Este contrato se encuentra en fuerza mayor desde enero 5 del 2012 hasta la aprobación de un plan de gestión ambiental.

Bloque Z-1

En 2012, la Compañía y el operador del bloque, BPZ, adquirieron y procesaron 1,142.74 km² de datos sísmicos 3D y comenzaron con la adquisición de otros 426 km² de datos sísmicos 3D, cubriendo así aproximadamente el 90% del Bloque Z-1. Con estos sondeos, la Compañía espera poder delinear mejor los campos Corvina y Albacora, así como otras posibles oportunidades de

exploración, entre las que se encuentran las estructuras Piedra Redonda, Delfín y Barracuda.

Propiedades en Guatemala

Bloques N-10-96 y O-10-96

Para garantizar la participación en las actividades de exploración en Guatemala, la Compañía celebró un contrato de farm-in con: (i) Flamingo Energy Investment (BVI) Ltd.; (ii) CHX Guatemala Limitada; y (iii) Compañía Petrolera del Atlántico S.A. el 6 de octubre de, 2010, quien actualmente tiene el 100% de interés en el contrato que comprende dos bloques. Una vez que se obtengan las autorizaciones pertinentes, la Compañía podrá obtener el 55% de participación y la operatividad del contrato. En 2012, la Compañía continuó con el proceso de contratación de la adquisición de datos geofísicos en ambos bloques.

Propiedades en Brasil

Bloques S-M-1101, S-M-1102, S-M-1037 y S-M-1165

En septiembre de 2012, la Compañía adquirió una participación neta del 35% en los bloques Karoon ubicados en altamar, en la cuenca Santos de Brasil. En 2012, Karoon comenzó con la perforación del pozo Kangaroo-1, el 28 de diciembre de 2012. Este pozo tiene como objetivo las reservas post-salinas del Santoniano Cretáceo y el Campaniano, así como también del Mioceno Terciario y el Eoceno en este pozo ubicado en el bloque S-M-1101.

OLEODUCTOS

Oleoducto de los Llanos Orientales (ODL)

El 2 de enero de 2008, la Compañía firmó un memorando de entendimiento con Ecopetrol para la construcción y operación del Oleoducto ODL, a través de una compañía de propósitos especiales, ODL, que pertenecía en un 65% a Ecopetrol y en un 35% a Pacific Rubiales.

El 12 de marzo de 2009, ODL garantizó una facilidad de deuda del Grupo Aval, un grupo bancario colombiano encabezado por el Banco Bogotá por aproximadamente US\$ 200 millones (desembolsados en pesos colombianos) para financiar la construcción de este oleoducto.

La construcción del Oleoducto ODL, con una longitud inicial de 235 km, un diámetro de 24 pulgadas y una capacidad de 170,000 bbl/d, finalizó anticipadamente en septiembre del 2009, lo que representó un plazo total de construcción de solo 21 meses. El relleno de la línea comenzó el 10 de septiembre de 2009, cuatro días antes de su inauguración por el entonces Presidente de Colombia, el Sr. Álvaro Uribe. La finalización de esta primera etapa del proyecto permitió que se transportaran 68,000 bbl/d de crudo diluido a través del Oleoducto ODL hasta la estación Monterrey para su dilución a 18.5° API donde el producto mezclado es transportado a través del sistema de Oleoductos OCENSA hasta el puerto de la terminal de exportación de Coveñas en la costa del Caribe, como parte del flujo de crudo de Castilla (18.5° API grado comercial colombiano).

La segunda fase del proyecto del Oleoducto ODL fue totalmente iniciada en febrero de 2010. Las operaciones y el mantenimiento del oleoducto se transfirieron a Ecopetrol en abril de 2010, como se describe en el acuerdo de accionistas que regula a ODL. Desde entonces, el Oleoducto ODL ha estado en funcionamiento pleno. La capacidad máxima ha superado los 200,000 bbl/d con el uso de DRA.

En noviembre de 2009, la Junta Directiva de ODL aprobó una expansión del oleoducto de 170,000 bbl/d a 340,000 bbl/d. El proyecto incluyó la construcción de un ramal del oleoducto a la estación Cusiana (ya en operación), la construcción de dos estaciones elevadoras y mayor capacidad de almacenamiento en la estación de bombeo de Rubiales. A diciembre 31 de 2011, se había completado la construcción del proyecto de expansión.

La capacidad del oleoducto fue completamente automatizada en 2012 y llegaba a 340,000 bbl/d, y entre septiembre de 2009 y diciembre de 2012, se habían transportado un total de 211 MMbbl de petróleo diluido desde el campo Rubiales hasta las estaciones de Monterrey y Cusiana.

Durante los doce meses que finalizaron el 31 de diciembre de 2012, el Oleoducto ODL transportó un total de 79 MMbbl y un 35% de este volumen corresponde a la porción de petróleo crudo de la Compañía.

Asimismo, ODL encaró un proyecto que implica la extensión del oleoducto existente y que consiste en un nuevo oleoducto de 85 km y 36 pulgadas de diámetro, con capacidad para el transporte de hasta 460,000 bbl/d entre Cusiana y Araguaey, que permitirá conectar el Oleoducto ODL al Oleoducto OBC. Una vez que dicho proyecto esté en operación, la producción de petróleo desde los bloques de la Compañía en la cuenta Llanos tendrá acceso a la terminal de exportación de Coveñas a través del oleoducto existente de Caño Limón. Los permisos de ingeniería y ambientales para la extensión del Oleoducto ODL se iniciaron a fines de 2011. Al mes de diciembre de 2012, la ingeniería detallada era continua una vez que se completó la ingeniería y el diseño inicial (FEED) durante el año y la Agencia Ambiental dio una opinión positiva sobre el Análisis Ambiental Alternativo.

El proyecto de mezcla en Cusiana es un proyecto nuevo que permitirá mezclar petróleo liviano transportado en camiones a la estación Cusiana con petróleo pesado bombeado a través del oleoducto ODL. Como consecuencia de esto, la gravedad API (Instituto Americano del Petróleo) en el oleoducto ODL se reducirá de 18 a 16 grados con un ahorro sustancial en los costos de transporte con diluyentes. Hasta la fecha, el proyecto se encuentra en la etapa final de construcción y comisionamiento y se espera que se inicie en el segundo trimestre de 2013.

Oleoducto Bicentenario de Colombia (OBC)

En diciembre de 2010, la Compañía adquirió una participación de capital del 32.88% en OBC en Bicentenario. Esta es una compañía de propósito especial promovida por Ecopetrol, con una participación del 55.97% en la compañía y con la participación de otros productores de crudo que operan en Colombia, que controlan la participación del 11.15% restante. Bicentenario será responsable de financiar, diseñar, construir y operar el sistema de transporte por oleoducto más nuevo de Colombia, que irá de Araguaey, en el Departamento de Casanare de Colombia central, hasta la Terminal de Exportación de Coveñas en el Caribe.

El oleoducto eventualmente añadirá 450,000 bbl/d a la capacidad de los sistemas de oleoductos existentes, que conectan la cuenca Llanos Orientales con los mercados exportadores. El proyecto, que se construirá por fases, incluye un nuevo oleoducto desde la estación Araguaey hasta la terminal de exportación de Coveñas. Se estima que la extensión total de este nuevo oleoducto será de 976 km con diferentes secciones con un diámetro de 30, 36 y 42 pulgadas.

A diciembre de 2012, la fase 1, que comprende un oleoducto de 42 pulgadas con una longitud de 230 km desde Araguaey hasta Banadía, se encuentra en construcción; ya se han soldado 195 km del oleoducto, la estación de bombeo en Araguaey actualmente está siendo ampliada y se están construyendo dos tanques con una capacidad para 600,000 bbl en la terminal de Coveñas. La construcción de la fase 1 se ha

completado en un 60% a diciembre de 2012. Se espera que el Oleoducto OBC empiece a funcionar durante la segunda mitad del año 2013.

Otras Participaciones en Oleoductos

La Compañía posee una participación del 90.6 % en el oleoducto Guaduas-La Dorada (“**OGD**”) y una participación minoritaria en dos oleoductos troncales, Oleoducto de Colombia (“**ODC**”) y Oleoducto Alto Magdalena (“**OAM**”) con una capacidad de 110,000 bbl/d. El OGD es un oleoducto de 10” que recorre 63 km desde las instalaciones de producción en el campo Guaduas hasta el oleoducto OAM en la Dorada con una capacidad de 40,000 bbl/d. El oleoducto ODC recorre 481 km desde Vasconia hasta la terminal de Coveñas y tiene un diámetro de 24” y una capacidad de hasta 210,000 bbl/d.

Durante el último trimestre de 2009, la Compañía también firmó dos contratos con OCENSA para asegurar la capacidad de transporte para su parte de la producción desde el yacimiento Rubiales. Los acuerdos otorgan a la Compañía (i) una capacidad firme de descargar hasta 10,000 bbl/d de diluyente en la estación Cusiana durante un período de cinco años a partir de abril de 2010 como así también el uso del sistema de OCENSA desde la estación Cusiana hasta la terminal de exportación de Coveñas y (ii) la capacidad firme de transportar hasta 160 millones de barriles de crudo desde la estación Cusiana hasta la terminal de exportación de Coveñas durante un período de 10 años a partir de febrero de 2010, con un límite de 50,000 bbl/d durante el 2010, 60,000 bbl/d entre enero de 2011 y enero del 2017 y 20,000 bbl/d entre febrero del 2017 y enero del 2020. Estos dos acuerdos garantizan el transporte de la parte de la producción de la Compañía desde el yacimiento Rubiales hasta la finalización del período actual de la concesión y permite la optimización del uso de diluyentes con ahorros sustanciales para la Compañía en los costos de transporte.

En abril 26 de 2011, la Compañía se asoció con EXMAR N.V., empresa de transporte de gas, para desarrollar un proyecto de gas natural licuado en el Norte de Colombia. Este proyecto incluye la construcción de un gasoducto de 88 km por 18 pulgadas desde **La Creciente** hasta **Tolú**, un puerto en la costa caribeña de Colombia, para el transporte de hasta 120 MMcf/d desde el campo La Creciente y una Unidad Flotante de Liquidificación, Regasificación y Almacenamiento (“**FLRSU**”). La FLRSU podría estar conectada a una Unidad Flotante de Almacenamiento (“**FSU**”) de manera de permitir las exportaciones FOB a los transportistas estándar (145,000 CBM).

La Compañía actualmente posee una participación de capital del 53% en Pacific Infrastructure, que desarrolla una nueva terminal y puerto de crudo y productos en Cartagena, así como un nuevo oleoducto que vinculará Coveñas con Cartagena en la región del Caribe conocido como “**Olecar**”. El oleoducto Olecar garantizará un suministro ininterrumpido de petróleo crudo para exportación. El proyecto del oleoducto Olecar incluye: (i) una estación de bombeo en Coveñas con una capacidad de 300 Mbbbl/d, (ii) un oleoducto con un diámetro de 30 pulgadas y una longitud de 130 km, y (iii) una conexión bidireccional entre la Refinería de Cartagena y Puerto Bahía.

Al mes de diciembre de 2012, se habían completado los estudios ambientales iniciales y las negociaciones sobre la servidumbre de paso están en marcha. Se espera recibir los permisos ambientales en la segunda mitad de 2013.

Con esta inversión, la Compañía ha asegurado una capacidad alternativa de almacenamiento y puerto tanto para sus importaciones como para sus crecientes exportaciones.

FACTORES DE RIESGO

Los negocios y las operaciones de la Compañía están sujetos a varios riesgos. La Compañía considera que los riesgos descritos a continuación son los más significativos para los inversionistas potenciales de la Compañía, pero no son todos los riesgos asociados a una inversión en títulos valores en el capital de la Compañía. Si cualquiera de estos riesgos se materializa en eventos o circunstancias reales u otros riesgos e incertidumbres adicionales posibles de los cuales la Compañía no tiene conocimiento o que la misma considera no tener relación importante con el negocio de la Compañía, en realidad ocurren, sus activos, pasivos, condiciones financieras, resultados de la operación (incluyendo resultados futuros de las operaciones), negocios y prospectos de negocios, posiblemente se verán afectados adversamente de manera importante. En dichas circunstancias, el precio de los títulos valores de la Compañía pueden caer y los inversionistas podrán perder todo o parte de su inversión.

Fluctuación de Precios

Los precios del petróleo y del gas tendrán un impacto directo sobre las utilidades de la Compañía y están sujetos a las fluctuaciones volátiles del precio. Se espera que los ingresos de la Compañía deriven en gran parte de la extracción y venta de petróleo y gas natural. El precio del petróleo se verá afectado por varios factores más allá del control de la Compañía, incluyendo tendencias internacionales tanto económicas como políticas, las expectativas de inflación, guerra, fluctuaciones en la tasa de cambio, tasas de interés, patrones de consumo globales y regionales, actividades especulativas y aumento de producción ocasionado por nuevas técnicas de extracción y métodos mejorados de extracción y producción. Cualquier caída sustancial en los precios de petróleo y gas natural pueden tener un efecto adverso importante sobre la Compañía y el nivel de sus reservas de petróleo y gas natural.

Los precios presentaron una variación considerable durante el período 2009-2012 en coincidencia con los cambios en la economía mundial. La variabilidad y tendencias de precios actuales y pasadas no necesariamente son indicación de tendencias futuras. Cualquier declive de los precios de petróleo y gas natural típicamente resultaría en una reducción de los ingresos por producción neta de la Compañía y puede cambiar el aspecto económico de producción de algunos pozos ocasionando una reducción en el volumen de reservas de la Compañía. Cualquier reducción importante adicional de los precios del petróleo y del gas natural también podría causar la demora o cancelación de perforaciones existentes o futuras, el desarrollo o construcción de programas o el cese de la producción. Todos estos factores podrían ocasionar una disminución sustancial de los ingresos netos por producción de la Compañía, el flujo de caja y la rentabilidad lo que significaría una reducción de las adquisiciones de petróleo y gas y del desarrollo de las actividades. Adicionalmente, los préstamos bancarios disponibles para la Compañía se determinan en parte en base a la capacidad de endeudamiento de la Compañía. Una reducción sustancial sostenida de los precios promedios históricos podría reducir aún más la base de endeudamiento, y por consiguiente reduciría los créditos bancarios disponibles, lo que podría redundar en la exigencia de liquidar una porción de su deuda bancaria, si la hubiere.

Ocasionalmente la Compañía ha celebrado y celebrará acuerdos para recibir precios fijos y/o márgenes de precios por su producción de petróleo y gas natural para compensar el riesgo de pérdidas de ingresos si el precio de este producto cae; sin embargo, si los precios aumentan más allá de los niveles estipulados en el acuerdo, la Compañía no se verá beneficiada con dicho acuerdos.

Incertidumbre en el crecimiento de la producción

El plan de crecimiento de la producción a mediano plazo de la Compañía requiere la incorporación de reservas nuevas para reemplazar la producción y aumentar las reservas y los recursos ya probados. Los riesgos asociados con los negocios y las operaciones de la Compañía pueden provocar incertidumbre en el crecimiento de la producción, que incluye lo siguiente: (i) vencimientos de los contratos de consorcios y operaciones, incluidos los contratos de Rubiales y Piriri, que vencen en junio de 2016; (ii) gran competencia para la adquisición de reservas y recursos atractivos; (iii) limitaciones en la recuperación del petróleo, incluidos los aumentos en la producción de agua y las demoras en los permisos ambientales con respecto a la eliminación del agua; y (iv) la capacidad de la Compañía de resolver los problemas relacionados con la obtención de permisos ambientales.

La Compañía espera mitigar los riesgos asociados con el crecimiento de la producción mediante la exploración y el desarrollo de sus propiedades actuales, la adquisición de propiedades nuevas y la búsqueda de mejoras en las estrategias de recuperación del petróleo, como la tecnología STAR.

Exploración y Desarrollo

La exploración y desarrollo de depósitos de petróleo y gas natural involucra varias incertidumbres que incluso la evaluación, experiencia y conocimiento de la industria no pueden eliminar. Es imposible garantizar que los programas de exploración en las propiedades de la Compañía generarán reservas económicamente recuperables. La viabilidad comercial de un nuevo yacimiento de hidrocarburo depende de un sinnúmero de factores inherentes a las reservas, tales como la composición del hidrocarburo, los fluidos asociados que no son hidrocarburo y la proximidad de la infraestructura, al igual que los precios del petróleo y el gas natural los cuales están sujetos a una gran volatilidad, temas regulatorios como la regulación de precios, impuestos, regalías, impuestos de tierras, importación y exportación de petróleo y gas natural, y asuntos de protección ambiental. El impacto individual generado por estos factores no puede predecirse con seguridad, pero una vez combinados pueden ocasionar que la recuperación de reservas no sea económica. La Compañía seguirá sujeta a los riesgos normales inherentes a la industria de petróleo y gas natural tales como cambios geológicos inusuales e inesperados en los parámetros y variables del sistema petrolero y las operaciones.

Condiciones Financieras Mundiales

Las condiciones financieras a nivel mundial pueden estar sujetas a una gran volatilidad, lo que causó que muchas firmas comerciales y financieras hayan entrado en bancarrota o solicitado protección de los acreedores o hayan sido rescatadas por las autoridades gubernamentales. En los últimos años, el acceso al financiamiento público se ha visto afectado negativamente por el incumplimiento en las hipotecas subprime en los Estados Unidos, la crisis de liquidez que afecta los títulos comerciales garantizados con activos y mercados de obligaciones de deuda colateralizados, pérdidas masivas por bancos que han conducido a esfuerzos de recapitalización y al deterioro de la economía mundial. Más recientemente, la crisis de la deuda europea ha afectado el sentimiento de los inversionistas de capital y, de empeorar, podría también afectar los mercados de crédito en todo el mundo; lo cual podría impactar en la Compañía. No obstante las medidas tomadas por los gobiernos, las preocupaciones acerca de las condiciones generales de los mercados de capital, títulos de financiación, bancos, bancos de inversión, aseguradoras, y otras instituciones financieras han causado que los mercados crediticios se hayan deteriorado aun más y que los mercados accionarios hayan declinado substancialmente. Los bancos se han visto afectados negativamente por la crisis financiera mundial y han reducido severamente las líneas de liquidez existentes, han aumentado los precios e introducido nuevas restricciones para préstamos corporativos, con acceso extremadamente limitado a nuevas facilidades de crédito o para prestatarios nuevos. Si estos

factores vuelven a ocurrir, podrían afectar negativamente la habilidad de la Compañía de obtener acceso a la liquidez necesaria para los negocios de la Compañía a largo plazo.

Estos factores pueden impactar la habilidad de la Compañía para obtener capital, financiamiento de la deuda o bancario bajo términos comerciales razonables para la Compañía. Adicionalmente estos factores al igual que otros relacionados, pueden causar la disminución del valor de los activos considerados no temporales, lo que puede resultar en pérdidas por deterioro.

Adicionalmente, algunos de nuestros clientes podrían suspender los pagos en caso de no tener acceso a los mercados de capital para obtener fondos para sus operaciones.

Riesgos y Peligros de la Operación

Las operaciones de perforación y producción de petróleo y gas en nuestras propiedades en tierra y en ultramar enfrentan muchos riesgos, incluido el riesgo de incendio; falla mecánica; falla en la cementación del pozo o del ducto; colapso del revestimiento del pozo; presión o irregularidades en las formaciones; derrames químicos y de otro tipo; acceso no autorizado a los hidrocarburos; flujos accidentales de petróleo, gas natural o fluidos del pozo; escapes de gas amargo; contaminación del petróleo y gas; colisión del buque; falla estructural, pérdida de flotabilidad; tormentas y otras condiciones climáticas adversas y otros eventos. Aun con una combinación de experiencia, conocimientos y una evaluación cuidadosa es posible que no se pueda superar la existencia dichos riesgos. Las operaciones de la Compañía enfrentan los peligros y los riesgos normalmente inherentes a la exploración, desarrollo y producción de recursos naturales, cualquiera de los cuales puede causar el cese de actividades, daños a las personas o a la propiedad y posibles daños ambientales.

Si cualquiera de estos riesgos llegara a materializarse, la Compañía incurriría en costos de defensa legal y de resarcimiento y podría sufrir pérdidas sustanciales debido a lesiones o fallecimientos, riesgos para la salud humana, daño grave o destrucción de la propiedad, recursos naturales y equipo, contaminación u otro daño ambiental, cese imprevisto de la producción, responsabilidades de limpieza, investigación y sanciones impuestas por la ley, mayor interés público en el desempeño operativo de la Compañía y suspensión de las operaciones.

En 2012, la Compañía adquirió participaciones directas e indirectas en operaciones de perforación en ultramar en: (i) el Bloque Z-1, Perú; (ii) la cuenca Santos; y (iii) Guyana a través de su participación societaria en CGX Energy. Las actividades de perforación en ultramar de la Compañía implican un mayor riesgo por problemas mecánicos que en el caso de las operaciones en tierra. La Compañía planea seguir buscando nuevas propiedades en ultramar y perforar en ámbitos similares.

Aunque la Compañía puede obtener seguros de responsabilidad civil por cuantías que las cubran adecuadamente, la naturaleza de estos riesgos es tal que las responsabilidades pueden exceder los límites de la póliza, las responsabilidades y peligros pueden no ser asegurables, o la Compañía elija no asegurarse contra dichos riesgos debido a los altos costos de las primas o por otras razones, en cuyo caso la Compañía podrá incurrir en costos sustanciales que pueden afectar de manera importante su condición financiera. Según la Compañía, la cobertura que tiene es acorde con las prácticas industriales usuales y que los montos y costos son, en su opinión, prudentes y comercialmente viables. Si bien la Compañía cree que estas pólizas son usuales en la industria, ellas no brindan una cobertura completa contra todos los riesgos operativos. Además, el seguro de la Compañía no cubre las penalidades o multas que pudiera llegar a imponer una autoridad gubernamental. Una pérdida que no tiene una cobertura total del seguro podría perjudicar gravemente la posición financiera de la Compañía, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo. La cobertura del seguro que la Compañía mantiene podría no ser suficiente para cubrir cada reclamación que se interponga contra la Compañía en el futuro. Asimismo, un incidente de

gran magnitud podría afectar la reputación de la Compañía de tal manera que podría perjudicar gravemente su negocio. La Compañía opera y perfora pozos tanto en áreas productoras maduras como Colombia, Perú y Brasil como en varias áreas remotas en muchos países.

Riesgos de Seguridad

Las operaciones de la Compañía podrían verse perjudicadas por incidentes de seguridad que están fuera de su control, incluidos, entre otros, secuestros, extorsión o actividad criminal. En particular, la Compañía enfrenta riesgos de seguridad mayores en ciertos países en donde opera, incluida Colombia, Papua Nueva Guinea y Guyana. Un incidente de seguridad importante podría dar lugar a la suspensión o cancelación de la actividad de la Compañía dentro de las áreas impactadas de las operaciones, con lo cual se afectaría negativamente la ejecución de la estrategia comercial de la Compañía, lo cual perjudicaría su posición financiera, sus resultados de las operaciones y flujos de efectivo.

Cálculo de Reservas

El proceso de estimación de las reservas de petróleo y gas es complejo e involucra una cantidad importante de presunciones al evaluar los datos geológicos, de ingeniería y económicos disponibles; por lo tanto, las estimaciones de las reservas son inherentemente inciertas. A pesar del hecho de que la Compañía haya revisado el cálculo aproximado de la evaluación de reservas potenciales y las probabilidades que esto implica y en opinión de la Compañía, los métodos usados para evaluar los cálculos son adecuados, estas cifras no dejan de ser cálculos aproximados, aunque hayan sido calculados o validados por evaluadores independientes. Las reservas divulgadas por la Compañía no deben ser interpretadas como garantías de la vida de la propiedad o de la rentabilidad de operaciones actuales o futuras dado que existen un sinnúmero de incertidumbres inherentes al cálculo de reservas de petróleo y gas natural económicamente recuperables.

Costos de Transporte

La interrupción o el aumento de los servicios de transporte pueden convertir al petróleo y al gas natural en una fuente de energía menos competitiva o pueden hacer que el petróleo y gas natural de la Compañía sean menos competitivos que otras fuentes de energía. La industria depende de trenes, camiones, buques, oleoductos y barcas para el transporte, y los costos del transporte son un componente significativo del costo total del suministro del petróleo y gas natural; actualmente la Compañía transporta por oleoducto y camiones (hasta cierto punto) su producción de los campos Rubiales, su principal fuente de ingresos. La interrupción de estos servicios de transporte debido a problemas relacionados con condiciones climáticas, huelgas, paro patronal, demoras, problemas mecánicos u otros eventos podría temporalmente perjudicar la habilidad de la Compañía para suministrar petróleo y gas natural a sus clientes dando como resultado la pérdida de ventas. Adicionalmente, el aumento o cambio en los costos de transporte del petróleo y gas natural inducido por la competencia, podría afectar adversamente la rentabilidad. En la medida de que estos aumentos se mantengan, la Compañía podría experimentar pérdidas y decidir discontinuar ciertas operaciones; lo que la obligaría a incurrir en costos de cierre y/o cuidado o mantenimiento, según el caso. Adicionalmente, la falta de acceso al transporte podría perjudicar la expansión de la producción en algunas de las propiedades de la Compañía obligándola a usar alternativas de transporte más costosas.

Flujos de Efectivo y Requisitos Adicionales para Obtención de Fondos

Aunque actualmente la Compañía tiene recursos financieros y en el pasado tuvo éxito en la obtención de la financiación del capital y la deuda para llevar a cabo sus programas de exploración y desarrollo, no hay garantía de que pueda obtener una adecuada financiación en el futuro o de que esas financiaciones tendrán

términos ventajosos para la Compañía. La capacidad de la Compañía para acomodar esas financiaciones en el futuro dependerá en parte de las condiciones prevaletientes del mercado de capital como así también del desempeño comercial de la Compañía. El resultado de la reciente crisis financiera global resultó en una gran inseguridad e iliquidez económica en los mercados de capital, lo cual, si esto volviera a ocurrir, aumentaría el riesgo de que la financiación adicional estaría sólo disponible bajo términos y condiciones inaceptables para la Compañía.

Interrupción de la Producción

Otros factores que afectan la producción y venta de petróleo y gas natural dando como resultado la disminución de la rentabilidad son: (i) expiración o terminación de los contratos de arrendamiento, permisos o licencias ambientales, reprogramación de los precios de venta o la suspensión de entregas; (ii) procesos legales futuros; (iii) momento y cantidad de las recuperaciones de las pólizas de seguros; (iv) paros u otras dificultades laborales; (v) vacaciones laborales programadas y actividades de mantenimiento relacionadas; (vi) cambios en las condiciones generales de la economía y los mercados; y (vii) resultados de las negociaciones con diversas comunidades de aborígenes en las áreas en las cuales opera la Compañía. Las condiciones climáticas, el remplazo o la reparación de equipos, los incendios, las cantidades de roca y otros materiales naturales al igual que otras condiciones geológicas pueden tener impactos significativos sobre los resultados de la operación.

En 2012, la Compañía sufrió demoras en la recepción de los permisos ambientales requeridos de parte del gobierno colombiano para volver a inyectar agua en el campo Rubiales. Para el año 2013, hay trece licencias o permisos ambientales en trámite, de los cuales los más importantes son: i) la licencia para la inyección adicional de agua para el campo Rubiales; ii) una licencia de exploración para el bloque CPE-6; y iii) una licencia para aumentar la producción petrolera en el campo Copa. La Compañía está realizando todos los procesos diligentes para obtener todos los permisos y licencias requeridos, y espera recibir estas licencias durante la primera mitad de 2013. La Compañía ha implementado protocolos internos para asegurarse de que las solicitudes se completen en forma precisa y se presenten en tiempo y forma para garantizar que no haya más demoras.

Riesgos Políticos

Los proyectos de la Compañía están localizados en Colombia, Perú, Guatemala, Brasil, Papua Nueva Guinea y Guyana, y por consiguiente la Compañía estará sujeta a ciertos riesgos, incluyendo fluctuaciones de la moneda y posible inestabilidad política y económica. Las actividades de exploración y producción pueden verse afectadas de diferentes maneras por la inestabilidad política y las regulaciones gubernamentales relacionadas con la industria. Colombia alberga el movimiento insurgente más grande y duradero de Suramérica, y durante las últimas dos décadas ha experimentado significativos trastornos sociales y actividad criminal relacionada con el narcotráfico. Aunque la situación ha mejorado notablemente en los últimos años, no existe garantía de que la situación no se deteriore de nuevo. Cualquier aumento en el secuestro y/o la actividad terrorista en Colombia generalmente interrumpe la cadena de suministros y desamina a individuos calificados de involucrarse en las operaciones de la Compañía. Igualmente, la percepción de que las cosas no han mejorado en Colombia puede afectar la habilidad de la Compañía para obtener capital de manera oportuna y rentable. Cualquier cambio en las regulaciones o actitudes políticas está fuera del control de la Compañía y puede afectar negativamente sus negocios. La exploración puede verse afectada de varias maneras por las regulaciones gubernamentales con respecto a restricciones sobre explotación y producción futura, control de precios, control a las exportaciones, control a las divisas, impuestos a la renta, expropiación de propiedades, legislación ambiental y seguridad industrial de las locaciones.

Las operaciones de la Compañía podrían verse adversamente afectadas por las leyes y políticas del Canadá que influyan en el comercio exterior, los impuestos y las inversiones. En caso de una disputa resultante de las operaciones en el extranjero de la Compañía, ésta podría quedar sujeta a la jurisdicción exclusiva de cortes extranjeras y podría no tener éxito al someter a personas extranjeras a la jurisdicción de las cortes del Canadá o al tratar de imponer sentencias de cortes canadienses en dichas otras jurisdicciones. La Compañía también podría verse impedida a ejercer sus derechos con respecto a las agencias gubernamentales debido a la doctrina de inmunidad de soberanía. Consecuentemente, las actividades de exploración, desarrollo y producción en jurisdicciones extranjeras en las cuales opera podrían verse substancialmente afectadas por factores fuera del control de la Compañía, los cuales podrían de manera substancial afectar negativamente a la Compañía.

Problemas Laborales

En julio, septiembre y octubre de 2011, la Compañía experimentó problemas laborales, incluidas paradas de trabajo en nuestros campos Rubiales y Quifa; lo cual perjudicó la propiedad y una parada de la producción durante 24 horas en julio, y una parada de 48 horas en septiembre. Las paradas de julio y septiembre se relacionaban con las demandas de determinados trabajadores contratados por mejores condiciones de trabajo, mayores salarios y más inversión en las comunidades cercanas.

En octubre de 2011, un grupo de individuos desconocidos ingresó a los campos Rubiales y Quifa con el propósito de causar problemas laborales. Estos individuos no eran empleados de la Compañía ni de los contratistas de ésta. Las autoridades colombianas enviaron un número adicional de policías y soldados a los campos de la Compañía para garantizar la protección de nuestros activos, personal y la continuidad de la producción. En 2011, estas paradas resultaron en una pérdida total de la producción neta de aproximadamente 491,933 bbl. Los acuerdos alcanzados con estos trabajadores contratados produjeron un aumento en los costos operativos que actualmente no es materia para la Compañía. Sin embargo, futuros acuerdos podrían resultar en un aumento de nuestros costos laborales.

Otras empresas que operan campos petroleros y gasíferos en Colombia también han experimentado disturbios laborales. En ocasiones, este tipo de problemas lo experimentan empresas que operan en la industria de los recursos. La Compañía no puede garantizar que este tipo de problemas laborales no se repetirá en el futuro.

Factores Ambientales

Todas las fases de las operaciones de la Compañía están sujetas a los reglamentos ambientales de los países en los que opera.

La legislación ambiental está evolucionando en una manera que requiere estándares y aplicación más estricta, aumento de multas y penalizaciones por incumplimiento, evaluaciones ambientales más severas para los proyectos propuestos y un mayor grado de responsabilidad para las Compañías y sus funcionarios, directores y empleados. Adicionalmente, ciertos tipos de operaciones requieren la presentación y aprobación de evaluaciones de impacto ambiental. Las evaluaciones ambientales para los proyectos propuestos conllevan un aumento en el grado de responsabilidad para las compañías, sus directores, funcionarios y empleados. El costo del cumplimiento con los cambios a los reglamentos gubernamentales tiene el potencial de reducir la rentabilidad de las operaciones. Las actividades de exploración, desarrollo y producción de la Compañía requerirán ciertos permisos y licencias expedidos por diferentes autoridades gubernamentales y dichas operaciones son y serán regidas por leyes y reglamentos que gobiernan la exploración, el desarrollo y la operación al igual que los estándares laborales, salud ocupacional, disposición de desperdicios, sustancias tóxicas, uso de la tierra, protección

ambiental, seguridad industrial y otros temas. Las compañías involucradas en actividades de exploración generalmente experimentan un aumento de costos y demoras como resultado de la necesidad de cumplir con la legislación pertinente, los reglamentos y permisos. No existe garantía que todas las licencias y permisos que la Compañía pueda requerir para llevar a cabo la exploración y desarrollo de sus productos se obtengan bajo términos razonables o de manera oportuna, o que dichas leyes y reglamentos no tengan efectos adversos sobre los proyectos que la Compañía pueda llevar a cabo.

Riesgos sanitarios e incidentes de seguridad personal

Los empleados y el personal contratado que participan de las actividades y operaciones de exploración y producción de la Compañía, incluida, sin limitación, la perforación de los pozos, están sujetos a numerosos riesgos y peligros inherentes de salud y seguridad, que podrían provocar enfermedades ocupacionales o problemas sanitarios, lesiones personales, fallecimientos, colocación de las instalaciones en cuarentena o evacuación de las instalaciones o el personal. En particular, los empleados y contratistas que trabajan en las operaciones de perforación de pozos están sujetos a la posibilidad de la pérdida de la contención. Esto podría provocar la exposición a la liberación de materiales de alta presión, además del riesgo colateral provocado por las esquirlas de las tuberías o recipientes que podrían causar lesiones personales o el fallecimiento.

Asuntos de Titularidad

La adquisición de títulos para propiedades de petróleo y gas en las jurisdicciones en donde opera la Compañía es un proceso detallado que consume mucho tiempo. Las propiedades de la Compañía pueden verse sujetas a reclamos de titularidad imprevistos. Aunque la Compañía investigará diligentemente el título de toda propiedad y se registrará por las prácticas comunes de la industria para obtener opiniones satisfactorias sobre la titularidad de predios, y según el conocimiento de la Compañía, los títulos de las propiedades de la Compañía están libres de defectos, esto no debe interpretarse como una garantía de la titularidad. La titularidad de las propiedades puede verse afectada por defectos no divulgados o no detectados.

Dividendos

Cualquier pago de dividendos sobre las acciones ordinarias de la Compañía dependerá de los requisitos financieros de ésta para financiar su crecimiento futuro, la condición financiera de la misma y otros factores que la Junta Directiva de la Compañía pueda considerar apropiado según las circunstancias. Aunque la Junta Directiva tenga la intención de seguir pagando un dividendo en efectivo trimestralmente en el monto de US\$ 0.11 por acción ordinaria, el pago continuo de cualquier dividendo depende estrictamente de la posición financiera de la Compañía y como tal no está garantizada. Para más detalles, vea la sección titulada "Dividendos".

Las disposiciones para las escrituras de emisión de fideicomiso y arreglos de crédito de los cuales la Compañía forma parte restringen la capacidad de la Compañía para declarar y pagar dividendos a sus accionistas bajo determinadas circunstancias y si se aplican tales restricciones, pueden a su vez impactar en la capacidad de la Compañía para declarar y pagar los dividendos. De acuerdo con la opinión de la gerencia de la Compañía, actualmente tales disposiciones no restringen ni alteran la capacidad de la Compañía para declarar o pagar los dividendos.

Dependencia en la Gerencia

El Director Ejecutivo (CEO), el Presidente, los Presidentes Conjuntos y los altos funcionarios de la Compañía son importantes para el éxito de la misma. En caso de que se vaya el CEO o uno de los altos

funcionarios, la Compañía cree que tendrá éxito en atraer y retener a los sucesores calificados, pero no hay garantía de ese éxito. Si la compañía no tiene éxito en atraer y retener al personal calificado, la eficiencia de sus operaciones puede verse afectada, lo que puede tener un impacto material adverso en el futuro flujo de efectivo de la Compañía, sus ganancias, resultados de operaciones y condición financiera.

La Compañía depende en gran parte de los negocios y de la pericia técnica de su equipo gerencial y existe muy poca posibilidad de que esta dependencia disminuya en el corto plazo.

Capacidad para Atraer y Retener al Personal Calificado

El reclutar y retener al personal calificado es importante para el éxito de la Compañía. La cantidad de personas con habilidad en la adquisición, exploración, desarrollo y operación de las propiedades del petróleo y el gas en las jurisdicciones en donde opera la Compañía es limitada y la competencia para esas personas es intensa. A medida que crece la actividad comercial de la Compañía, requerirá personal clave financiero, administrativo, técnico y de operaciones. Si Pacific Rubiales no tiene éxito en atraer y capacitar al personal calificado, la eficiencia de sus operaciones se puede ver afectada, lo cual tendría un impacto material adverso en los futuros flujos de efectivo de la Compañía, sus ganancias, resultados de operaciones y condición financiera.

Cambios en la Legislación

La industria del petróleo y gas natural en las jurisdicciones en donde opera la Compañía está sujeta a exhaustivos controles y reglamentos impuestos por diferentes autoridades gubernamentales. Toda legislación actual es parte del registro público y la Compañía no podrá predecir cuáles leyes o enmiendas puedan promulgarse en el futuro. Las enmiendas a la legislación, reglamentos y permisos actuales que rigen las operaciones y actividades de las compañías de petróleo y gas natural, incluyendo legislación y reglamentos ambientales que están evolucionando en las jurisdicciones en donde opera la Compañía, o una más severa implementación de estos podría afectar significativamente de manera negativa a la Compañía y causar un aumento en los costos y gastos, afectando la habilidad de la Compañía para expandirse o transferir las operaciones existentes o puede requerir que la Compañía abandone o retrase el desarrollo de nuevas propiedades de petróleo y gas natural.

Los cambios legislativos podrían afectar negativamente a las operaciones y el rendimiento de la Compañía, incluidos los cambios en la legislación tributaria. En muchas jurisdicciones, la legislación tributaria se revisa continuamente y los cambios en la legislación tributaria, como la reforma tributaria colombiana que entró en vigencia en 2013, podrían afectar negativamente las operaciones de la Compañía.

Corrupción

Las operaciones de la Compañía se rigen por las leyes de distintas jurisdicciones que, en general, prohíben los sobornos y otras formas de corrupción. La Compañía tiene en vigencia políticas para evitar cualquier forma de corrupción o soborno, que incluyen el requisito de que todos los empleados participen en capacitaciones de concientización sobre la ética, aplicación de políticas contra el otorgamiento o la recepción de dineros o regalos en ciertas circunstancias y una certificación anual de cada empleado que confirme que cada empleado no ha violado la legislación anticorrupción o antisoborno aplicable. A pesar de la capacitación y las políticas, es posible que la Compañía, o alguna de sus subsidiarias, sus empleados o contratistas sean acusados de soborno o corrupción como resultado acciones no autorizadas de sus empleados o contratistas. Si se determina que la Compañía es culpable de esa violación, que podría incluir la falta de medidas eficaces para evitar o abordar la corrupción de sus empleados o contratistas, la Compañía podría ser sujeta a castigos onerosos y daño en su reputación. Con una simple investigación se

podría provocar la alteración significativa de las operaciones corporativas, costos legales altos y acuerdos obligatorios (por ejemplo, la imposición de un supervisor interno). Además, los alegatos de soborno o las condenas por soborno o corrupción podrían perjudicar la capacidad de la Compañía de trabajar con organizaciones gubernamentales o no gubernamentales. Esas condenas o esos alegatos podrían provocar la exclusión formal de la Compañía de un país o área, demandas nacionales o internacionales, sanciones o multas gubernamentales, suspensión o demoras en los proyectos, reducción de la capitalización del mercado y aumento de la preocupación de los inversores.

Procesos Legales

Ocasionalmente, la Compañía podrá estar sujeta a procesos legales que surjan de las operaciones de la misma. La divulgación específica de los procedimientos legales actuales y los riesgos asociados con los procedimientos actuales y procesos legales, en general, están bajo el título “Procedimientos legales”

Repatriación de Utilidades

Una parte importante de las operaciones de la Compañía que generan ingresos están ubicadas en Colombia. Actualmente no existen restricciones a la repatriación de utilidades desde Colombia a entidades en el extranjero. Sin embargo, no se puede garantizar que no se implementarán restricciones en el futuro a la repatriación de utilidades desde Colombia

Imposición de Responsabilidad Civil

De manera sustancial todos los activos de la Compañía están localizados fuera del Canadá y algunos de los directores y funcionarios de la Compañía residen fuera del Canadá. Como resultado, podría ser difícil o imposible imponer sentencias otorgadas por una corte en Canadá contra los activos de la Compañía o los directores y funcionarios de la misma residentes fuera del Canadá.

Competencia

La industria de petróleo y gas natural es competitiva en todas sus fases. La Compañía competirá con muchas compañías e individuos que poseen recursos financieros y técnicos sustancialmente mayores que los de la Compañía en la búsqueda y adquisición de propiedades, al igual que en el reclutamiento y retención de empleados calificados. La habilidad de la Compañía para aumentar sus intereses en el futuro dependerá no solamente de su habilidad para explorar y desarrollar las propiedades actuales, sino también de su habilidad para seleccionar, adquirir y desarrollar propiedades o prospectos adecuados.

DATOS DE LAS RESERVAS Y OTRA INFORMACIÓN

Las reservas de la Compañía fueron evaluadas por Petrotech, RPS y NSAI, cada una compañía consultora independiente de ingeniería de petróleos, con fecha efectiva del 31 de diciembre de 2012, de conformidad con el documento NI 51-101. Petrotech, RPS y NSAI son un evaluadores de reservas calificados e independientes nombrados según el documento NI 51-101.

Reportes de Reservas de 2012

RPS preparó los siguientes informes de reservas: (i) el reporte del 18 de febrero de 2013, entrada en vigencia el 31 de diciembre de 2012, denominado “Informe de certificación de reservas para el yacimiento Rubiales, Colombia”; y (ii) el reporte del 18 de febrero de 2013, entrada en vigencia el 31 de

diciembre de 2012 denominado “Reporte de Certificación de las Reservas para el yacimiento Quifa, Región Sudoeste, Colombia”.

Petrotech preparó el informe de fecha 28 de febrero de 2013, entrada en vigencia el 31 de diciembre de 2012, denominado “Evaluación de las reservas probadas y probables de Pacific Rubiales Energy Corp. en 16 bloques en Colombia y 1 bloque en ultramar, Perú para el cierre del ejercicio 2012”.

NSAI preparó el informe con fecha de marzo de 2013, con vigencia desde el 31 de diciembre de 2012 bajo el título “Cálculos de las reservadas comprobadas y comprobables y los ingresos futuros al 31 de diciembre de 2012 a la participación de Pacific Stratus Energy S.A. (Pacific) en ciertas propiedades petroleras ubicadas en los campos Albacora y Corvina, ultramar en Perú”.

En coincidencia con la presentación del Formulario de Información Anual, la Compañía también presentó los siguientes documentos con relación a los informes de reservas mencionados anteriormente: (i) el *Estado de la Información de Reservas y Otra Información de Petróleo y Gas* en el Formulario F1 del NI 51-101; (ii) el *Reporte de Información de Reservas por un Evaluador de Reservas Calificado* en el Formulario 51-101F2, uno por cada uno, Petrotech, RPS y NSAI; (iii) el *Reporte sobre la Gerencia y los Directores en Divulgación de Petróleo y Gas* en el Formulario 51-101F3, y (iv) la *Notificación de Presentación* en el Formulario 51-101F4, que se han presentado en SEDAR en www.sedar.com y son incorporados por referencia a este FAI.

DIVIDENDOS

La Junta Directiva no ha adoptado una política formal sobre dividendos. La Junta Directiva revisa trimestralmente el desempeño financiero de la Compañía y toma una determinación del nivel adecuado de dividendos que será declarado en el próximo trimestre.

En 2012, la Compañía pagó un dividendo trimestral en efectivo por US\$ 0.11 por Acción Ordinaria. En total, se pagaron aproximadamente US\$129.7 millones a los titulares de Acciones Ordinarias en dicho año. Hasta la fecha, se pagaron cerca de US\$256.7 millones en dividendos a los accionistas de la Compañía.

Pacific Rubiales confirma que todos los dividendos pagados a los accionistas en el 2012 son “dividendos elegibles” de acuerdo con las disposiciones de la *Ley de impuestos a las ganancias* (Canadá). Además, se espera que todos los dividendos pagados en el 2013 y los años siguientes sean dividendos elegibles para dicho propósito.

DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL CAPITAL

El capital autorizado de la Compañía consiste en un número ilimitado de Acciones Ordinarias sin valor nominal y en un número ilimitado de acciones preferenciales (“**Acciones Preferenciales**”) sin valor nominal. A la fecha del presente, hay **322,362,645** Acciones Ordinarias emitidas y en circulación totalmente pagadas y no imponibles.

A la fecha del presente, no hay Acciones Preferenciales de la Compañía en circulación ni han sido emitidas.

Al 13 de marzo de 2012 hay 6,851 warrants emitidos y en circulación.

Acciones Ordinarias

Sujeto a los derechos de los titulares de Acciones Preferenciales, los propietarios de Acciones Ordinarias tienen derecho a dividendos, si y cuando sea declarado por la Junta Directiva, y a un voto por Acción Ordinaria en las reuniones de los Accionistas y al momento de la liquidación, disolución o cierre, a compartir en condiciones de igualdad dichos activos de la Compañía distribuibles a los titulares de Acciones Ordinarias.

Acciones Preferenciales

Las Acciones Preferenciales pueden emitirse en una o más series y con respecto al pago de dividendos y la distribución de activos en caso de que la Compañía sea liquidada, disuelta o cerrada, están en un rango previo a las Acciones Ordinarias. La Junta Directiva tiene la autoridad de emitir Acciones Preferenciales en series y de determinar el precio, número, designación, derechos, privilegios, restricciones y condiciones incluyendo los derechos a dividendos, derechos a redención, derechos a conversión y derechos al voto, de cada serie sin el voto o acción adicional por parte de los Accionistas. Los propietarios de las Acciones Preferenciales no tienen derechos preventivos para suscribir a cualquier emisión de títulos valores de la Compañía. En este momento, la Compañía no tiene planes para emitir Acciones Preferenciales.

Debentures

El 28 de agosto del 2008 la Compañía cerró una oferta por \$220 millones de capital de Debentures a un precio de \$1,000 por Debenture, con fecha de vencimiento 29 de agosto del 2013. Un consorcio de agentes colocadores también ejerció una opción de sobre-distribución para comprar \$20 millones adicionales de capital de las Debentures al mismo precio de oferta. Cada Debenture es convertible en Acciones Ordinarias a opción del titular en cualquier momento antes del cierre de negocios en agosto 29 del 2013 a un precio de conversión de \$13 por Acción Ordinaria, siendo esto una tasa de conversión de 76.9231 Acciones Ordinarias por \$1,000 de capital por Debenture, sujeto a ajustes en ciertos casos.

En octubre 25 de 2011, la Compañía cursó aviso a todos los tenedores de Debentures de una oportunidad de incentivo para convertir voluntariamente sus Debentures a la tasa de conversión vigente en ese momento, más un monto por incentivo pagadero en Acciones Ordinarias por un período temporario con inicio en noviembre 9 de 2011 y finalización en noviembre 29 de 2011 a las 5:00 p.m. (hora de Toronto).

Los tenedores de Debentures que optaron por convertir sus Debentures durante el Período de Conversión Temprana recibieron: (i) todas las Acciones Ordinarias adeudadas contractualmente bajo la tasa de conversión vigente de 77.9359 Acciones Ordinarias por un valor nominal de \$1,000 de las Debentures; (ii) un número adicional de Acciones Ordinarias con valor igual a \$200 cada valor nominal de \$1,000 de las Debentures compuesta por un pago total representando el cupón al vencimiento y un incentivo por conversión temprana. Los titulares que convirtieron sus Debentures durante el Período de Conversión Temprana recibieron los intereses devengados y no pagados hasta, e incluida, la fecha que es un día antes de la fecha de conversión, pagaderos en efectivo conforme a los términos de la Escritura de Emisión de Debentures.

Durante el Período de Conversión Temprana, \$236,223,000 o el 98.9% de las Debentures fueron convertidas en forma temprana; lo cual representa una emisión de 20,450,600 Acciones Ordinarias, de las cuales 2,040,352 representaban las Acciones Ordinarias por incentivo.

A la fecha del presente, hay Debentures en circulación por un monto de capital de aproximadamente \$2.7 millones.

Para más detalles en relación con las Debentures, consulte los encabezados titulados “Reseña Histórica – Adquisición de Kappa y Ofertas de Debentures Convertibles” y “Reseña Histórica – Conversión Temprana de las Debentures”.

Bonos Preferenciales de 2009

El 10 de noviembre del 2009 cerró una oferta por US\$450 millones de Bonos Preferenciales de 2009. Los Bonos Preferenciales de 2009 vencen en el 2016 y fueron emitidos a un precio de 99.09% del capital, por ingresos netos totales a la Compañía de aproximadamente US\$442 millones, luego de considerar los descuentos, las comisiones y los gastos de la oferta. Los Bonos Preferenciales de 2009 son obligaciones directas, preferenciales y sin garantía de la Compañía y tienen igual derecho de pago que todas las deudas preferenciales sin garantía existentes y futuras. La Compañía rescatará una parte del capital de los bonos en el 2014, 2015 y 2016 (10 de noviembre de 2014 (33.33%), 10 de noviembre de 2015 (33.33%) y 10 de noviembre de 2016 (33.34%)). La Compañía puede optar en cualquier momento por el rescate de los Bonos Preferenciales de 2009, en todo pero no en parte, al mayor de: (i) 100% de su capital más los intereses devengados y los montos adicionales, si los hubiera, y (ii) la suma de los valores actuales de los pagos restantes programados de capital e interés y montos adicionales, si los hubiera, sobre los Bonos Preferenciales de 2009, descontado a la fecha de rescate a la tasa de tesorería aplicable más 75 puntos base.

En diciembre 5 de 2011 la Compañía inició una oferta para cambiar sus Bonos Preferenciales de 2009 y un proceso de solicitud de consentimiento con respecto a las modificaciones propuestas a la Escritura de emisión de 2009. El propósito de la Oferta de Cambio fue revisar el paquete de pactos de los Bonos Preferenciales de 2009 y diversificar el perfil de vencimientos de la deuda existente de la Compañía prorrogando el vencimiento de una porción de su deuda pendiente a partir del 2016, el vencimiento de los Bonos Preferenciales de 2009, hasta el 2021, el vencimiento de los Bonos Preferenciales de 2011.

A la Fecha de Vencimiento, la Oferta de Cambio resultó en un monto total de capital de US\$358.5 millones de los Bonos Preferenciales de 2009 que fueron válidamente ofertados y aceptados para Bonos Preferenciales de 2011; lo cual representa aproximadamente el 80% del total de Bonos Preferenciales de 2011 en circulación.

En la actualidad, hay un monto total de capital de aproximadamente US\$91.5 millones de Bonos Preferenciales de 2009 en circulación.

Para más detalles en relación con los Bonos Preferenciales de 2009, consulte los encabezados titulados “Reseña Histórica – Oferta de Cambio de Bonos Preferenciales de 2009”.

Bonos Preferenciales de 2011

En diciembre 12 de 2011, la Compañía cerró una oferta de US\$300 millones en Bonos Preferenciales de 2011. El producto neto de la venta de los Bonos Preferenciales de 2011 será utilizada por la Compañía

para propósitos corporativos generales, que pueden incluir adquisiciones e inversiones en activos del sector de petróleo y gas e infraestructura relacionada.

Los Bonos Preferenciales de 2011 son obligaciones directas, sin garantía y subordinadas y califican *pari passu* sin preferencias entre sí. Los Bonos Preferenciales de 2011 devengan intereses a una tasa anual de 7.25% sobre el monto de capital pendiente, pagadero semestralmente en cuotas el 12 de junio y el 12 de diciembre de cada año, a partir de junio 12 del 2012. El vencimiento de los Bonos Preferenciales de 2011 es diciembre 12 de 2021.

Fitch Ratings y Standard & Poor's Corporation calificaron a los Bonos Preferenciales de 2011 como BB; Moody's Investors Services les otorgó la calificación Ba2.

Los Bonos Preferenciales de 2011 se colocaron a través de un consorcio de agentes colocadores liderado por Merrill Lynch, Pierce, Fenner & Smith Incorporated, como Colocador Principal Conjunto y Coordinador Único de Emisiones, y que incluía a J.P. Morgan Securities LLC y a RBC Capital Markets, LLC, como Colocadores Conjuntos de Emisiones y a GMP, como Co-Colocador. Los bonos fueron colocados en Compradores Institucionales Calificados de Estados Unidos conforme a las excepciones de registro provistas por la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores de 1933, y en colocaciones privadas en determinadas provincias de Canadá, además de en el exterior según lo permitido por las leyes de títulos valores de aplicación en dichas jurisdicciones.

Los Bonos Preferenciales de 2011 fueron colocados a través de un consorcio de colocadores liderado por.

En la actualidad, hay un monto total de capital de aproximadamente US\$712.3 millones en Bonos Preferenciales de 2011 en circulación.

Para más detalles en relación con los Bonos Preferenciales de 2011, consulte los encabezados titulados "Reseña Histórica – Bonos Preferenciales de 2011".

Plan de Derechos de los Accionistas

El 9 de marzo del 2008, la Junta Directiva aprobó un acuerdo de plan de protección de derechos del accionista (el "**Plan de Derechos 2009**") celebrado entre la Compañía y Equity Financial Trust Company (anteriormente Equity Transfer & Trust Company) ("**Equity Financial**") como agente de derechos. El propósito del Plan de Derechos 2009 era animar al oferente ya sea a hacer una Oferta Permitida (según lo definido en el Plan de Derechos 2009), sin la aprobación de la Junta Directiva, que contenga términos y condiciones diseñadas para lograr los objetivos del Plan de Derechos 2009, o negociar los términos de la oferta con la Junta Directiva. El incumplimiento de lo anterior crea el potencial de una disolución substancial de la posición del oferente. El Plan de Derechos 2009 iba a seguir vigente hasta la asamblea anual de accionistas de 2012.

El 23 de abril de 2012, la Junta aprobó un nuevo acuerdo del plan de derechos de protección de los accionistas (el "**Plan de Derechos 2012**") que se celebró entre la Compañía y Equity Financial. Los términos del Plan de Derechos 2012 son esencialmente similares a los del Plan de Derechos 2009.

TSX ha aceptado notificación para radicar el Plan de Derechos 2012, sujeto a condiciones estándar incluyendo la ratificación del Plan de Derechos 2012 por los accionistas de la Compañía. El Plan de Derechos 2012 fue confirmado posteriormente por los accionistas en la asamblea anual y especial del 2012. El Plan de Derechos 2012 continuará vigente hasta la asamblea anual de accionistas de 2015 o hasta

que termine de cualquier otra manera conforme a las disposiciones del acuerdo. Una copia del Plan de Derechos de 2012 ha sido archivada y está disponible en SEDAR en www.sedar.com.

MERCADO DE TÍTULOS VALORES

Precio y Volumen de las Operaciones

Acciones Ordinarias

Las Acciones Ordinarias cotizan en la TSX bajo el símbolo “PRE” y en el BVC bajo el símbolo “PREC”. El precio de cierre de las Acciones Ordinarias en el TSX en marzo 13 de 2013 era de **\$24.79**.

La siguiente tabla presenta el máximo y mínimo de la operación de las Acciones Ordinarias para el periodo indicado, según el reporte de TSX,

Periodo (2012)	Máximo	Mínimo	Volumen de la Operación
Diciembre	\$23.50	\$21.60	15,536,206
Noviembre	\$23.87	\$20.94	17,300,156
Octubre	\$25.16	\$22.80	14,506,587
Septiembre	\$26.12	\$22.06	19,213,833
Agosto	\$25.34	\$21.10	22,552,649
Julio	\$23.79	\$21.55	19,298,834
Junio	\$26.75	\$20.76	28,255,980
Mayo	\$29.01	\$25.12	27,444,540
Abril	\$29.21	\$26.40	19,096,208
Marzo	\$31.10	\$27.51	25,776,251
Febrero	\$30.23	\$24.83	18,409,708
Enero	\$25.84	\$18.98	18,966,282

La siguiente tabla expresa el máximo y mínimo de la operación de Acciones Ordinarias para los periodos correspondientes según lo reportado por BVC, en pesos colombianos.

Periodo (20121)	Máximo	Mínimo	Volumen de la Operación
Diciembre	42,580	39,600	3,702,003
Noviembre	43,300	38,540	4,487,170
Octubre	45,860	42,740	15,797,283
Septiembre	48,360	40,620	15,494,644
Agosto	46,300	37,780	14,006,296
Julio	41,900	38,200	13,998,677
Junio	46,860	36,440	15,173,846
Mayo	51,740	44,600	15,391,785
Abril	52,200	47,400	13,344,557
Marzo	55,200	48,540	27,453,804
Febrero	53,620	44,540	21,563,431
Enero	46,320	35,300	18,967,748

Debentures

Las Debentures cotizan en el TSX bajo el símbolo “PRE.DB”, y comenzaron operaciones el 28 de agosto del 2008. La siguiente tabla presenta el máximo y mínimo de la operación de Debentures para los periodos correspondientes según lo reportado por TSX.

Periodo (2012)	Máximo	Mínimo	Volumen de la Operación
Diciembre	\$170.00	\$170.00	3,000
Noviembre	\$175.01	\$175.01	9,000
Octubre	\$194.00	\$194.00	12,000
Septiembre	\$203.38	\$201.00	75,000
Agosto	\$197.56	\$195	37,000
Julio*	N/A	N/A	N/A
Junio	\$201.44	\$173.00	56,000
Mayo	\$222.03	\$210.86	67,000
Abril	\$235.00	\$220.00	160,000
Marzo	\$250.00	\$230.00	325,000
Febrero	\$234.99	\$200.72	240,000
Enero	\$190.00	\$190.00	4,000

* No se realizaron transacciones en julio de 2012.

Bonos Preferenciales de 2009

Los Bonos Preferenciales de 2009 cotizan en la Bolsa de Valores de Luxemburgo como “PacificRubEnerg 8.75% 09-16 10/11s ne” y se comenzaron a comercializar el 10 de noviembre de 2009.

La actividad de operación de los Bonos Preferenciales de 2009 durante el 2010, según lo informado por la Bolsa de Valores de Luxemburgo, es insuficiente para proporcionar datos significativos de operaciones a los fines de este Formulario Anual de Información.

Ventas Previas

No hay títulos valores de la Compañía que hayan sido emitidos pero que no cotizaban en el mercado durante el más reciente año financiero de la Compañía, aparte de los siguientes:

Fecha de Venta	Tipo de Título Valor	Numero de Título Valor	Ejercicio /Precio de Conversión	Fecha de Vencimiento
Enero 18, 2012	Opción	5,894,000	\$22.75	Enero 18, 2017
Marzo 30, 2012	Opción	70,500	\$29.10	Marzo 30, 2017

DIRECTORES Y FUNCIONARIOS

Directores y Funcionarios de la Compañía

A la fecha del presente, los directores y funcionarios ejecutivos de la Compañía (como grupo) poseían o ejercían dirección o control sobre un total de 11,938,656 Acciones Ordinarias, lo que representa el 3.70% del total de las Acciones Ordinarias en circulación de la Compañía.

A continuación se brinda la información sobre cada uno de los actuales directores y funcionarios ejecutivos de la Compañía. El período de las funciones de cada director expira al final de la asamblea anual de accionistas del 31 de mayo de 2013.

La siguiente tabla expone el nombre y la municipalidad de residencia de cada director y funcionario ejecutivo de la Compañía, al igual que la posición de cada persona en la misma, la ocupación principal en los cinco (5) años anteriores y el número de Acciones Ordinarias que posee cada uno de dicho director o funcionario ejecutivo. La información del lugar de residencia, ocupación principal y número de Acciones Ordinarias que posee se basa en la información suministrada por dicha persona en la fecha de este Formulario Anual de Información.

Nombre, Municipalidad de Residencia y Posición Actual en la Compañía	Director Desde	Ocupación o empleo principal actual (incluida cualquier cargo actual de funcionario dentro de la Compañía), ocupación o empleo principal durante los últimos cinco años o más, y otros cargos de públicos actuales como director	Acciones Ordinarias que Posee ⁽¹⁾
Serafino Iacono ^{(2) (5)} Caracas, Venezuela Co-Presidente Ejecutivo, Director	Enero 23, 2008	Co-Presidente de la Junta Directiva de la Compañía desde enero 23, 2008; Co-Director de la Junta de Pacific Stratus desde agosto 21, 2006 a enero 23, 2008. El Sr. Iacono es también un director de Gran Colombia Gold Corp. y Pacific Coal.	966,300
Miguel de la Campa ⁽²⁾⁽⁴⁾⁽⁵⁾ Caracas, Venezuela Co-Presidente Ejecutivo, Director	Enero 23, 2008	Co-Presidente de la Junta Directiva de la Compañía desde enero 23, 2008; Co-Director de la Junta de Pacific Stratus de agosto 21, 2006 a enero 23, 2008. Presidente y Gerente General de Bolívar Gold Ltd., un productor de oro, de febrero 2003 a febrero 2006. El Sr. de la Campa es también un director de Gran Colombia Gold Corp. y Pacific Coal.	1,498,065
Ronald Pantin ⁽²⁾ Bogotá, Colombia Gerente General, Director	Mayo 22, 2007	Gerente General de la Compañía desde mayo 2007. El Sr. Pantin es también director de Pacific Coal Resources Ltd.	1,265,250
José Francisco Arata ⁽²⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾ Caracas, Venezuela Presidente, Director	Enero 23, 2008	Presidente de la Compañía desde enero 23, 2008; Gerente General y Director de Pacific Stratus de agosto 21, 2006 a Enero 23, 2008 y Vice Presidente Ejecutivo, Exploración de Bolívar Gold Ltd. de julio 1997 a febrero 2006. El Sr. Arata es también director de Pacific Coal y CGX Energy.	1,486,023
German Efromovich São Paulo, Brasil Director	Junio 16, 2007	Empresario y Director del Grupo Synergy de Compañías, dedicado a navieras y alquiler de equipos de perforación, manufacturas, producción de petróleo y aviación. El Sr. Efromovich también es director de Avianca.	6,447,084 ⁽⁸⁾
Augusto Lopez Bogotá, Colombia Director	Abril 30, 2008	El Sr. Lopez es un ingeniero electricista, designación obtenida a través de la Sociedad Antioqueña de Ingenieros en Colombia y es egresado en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Pontificia Bolivariana. El Sr. Lopez es director de Pacific Rubiales desde abril de 2008. Se ha desempeñado durante más de 40 años en diversos cargos y en diversas industrias en Suramérica y Europa, durante 15 años en los que ejerció la Presidencia de Bavaria S.A., la compañía de bebidas más grande de Colombia. Además, el Sr. Lopez ocupó puestos superiores en Inversiones Bavaria S.A., una empresa de inversiones. El Sr. Lopez es socio gerente de Prospectiva Financiera, consultora especializada en banca de inversiones. El Sr. Lopez es director de Petroamérica Oil Corp., de Gran Colombia Gold Corp. Y de Sportsat, operador de un canal nacional de TV y productor de contenidos para televisión. Además, también participa de las juntas directivas de otras compañías en Suramérica y Europa.	38,000

Nombre, Municipalidad de Residencia y Posición Actual en la Compañía	Director Desde	Ocupación o empleo principal actual (incluida cualquier cargo actual de funcionario dentro de la Compañía), ocupación o empleo principal durante los últimos cinco años o más, y otros cargos de públicos actuales como director	Acciones Ordinarias que Posee ⁽¹⁾
Victor Rivera ⁽⁵⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾ Bogotá, Colombia Director	Febrero 16, 2010	El Sr. Rivera es ingeniero en petróleo con más de 33 años de experiencia en el sector de exploración y producción de hidrocarburo colombiano; se desempeñó como Presidente y CEO de Hocol S.A. durante varios años, como así también como “Alto Comisionado para la protección de la infraestructura de energía” para el gobierno colombiano.	12,600
Miguel Rodríguez ⁽³⁾⁽⁴⁾⁽⁵⁾⁽⁸⁾⁽¹⁰⁾ Pully, Suiza Director	Abril 30, 2008	El Sr. Rodriguez es consultor de Negocios. Fue Profesor de Economía, Instituto de Estudios Superiores de Administración (IESA), Caracas, de 1984-2006. Decano Facultad de Economía y Ciencias Sociales, Universidad Santa María, de 2002-2004. Presidente Astra Fund (Davos Group) de 2005-2006, Presidente Incofin, Inc. (Davos Group) de 1997-2006, y Presidente de MR Consultores e Incofin, Inc., 1995-2006. El Sr. Rodriguez también es director de Pacific Coal.	11,547
Neil Woodyer ⁽⁴⁾ Monte Carlo, Mónaco Director	Febrero 22, 2008	El Sr. Woodyer fue socio fundador del Grupo Endeavour en 1988. Es CEO de Minería Endeavour y responsable de implementar el plan estratégico de crecimiento corporativo y de coordinar y dirigir la totalidad del equipo de dirección y profesional. El Sr. Woodyer tiene más de treinta años de experiencia en el sector minería desarrollando, implementado y financiando planes estratégicos de crecimiento	Nada
Hernan Martinez ⁽³⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾ Barranquilla, Colombia Director	Mayo 31, 2011	El Sr. Martinez se ha desempeñado como Ministro Colombiano de Minas y Energía desde Julio de 2006 hasta agosto de 2010 y como Presidente de International Colombia Resources Corporation, Presidente de Atunec S.A., Presidente yd CEO de Exxon Mobil Colombia S.A., y Gerente de Planificación Corporativa de Esso Colombiana S.A. El Sr. Martínez también es Presidente Ejecutivo de Pacific Coal. Actualmente, el Sr. Martínez preside la junta directiva de CB Gold Inc. y, previamente, fue director de diversas empresas públicas y privadas, incluidas Interconexion Electrica S.A. ESP, Transmision Electrica S.A., e Inversura S.A., ISAGEN Energia Productiva, y fue Presidente de la Junta Directiva de Cart Escopetorl. El Sr. Martinez también se desempeñó como Presidente del Consejo y Representante del Presidente de Colombia en la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Asimismo, es director de Gran Colombia Gold Corp.	9,000

Nombre, Municipalidad de Residencia y Posición Actual en la Compañía	Director Desde	Ocupación o empleo principal actual (incluida cualquier cargo actual de funcionario dentro de la Compañía), ocupación o empleo principal durante los últimos cinco años o más, y otros cargos de públicos actuales como director	Acciones Ordinarias que Posee ⁽¹⁾
Dennis Mills ⁽³⁾⁽⁵⁾⁽⁸⁾ Toronto, Canadá Director	Febrero 13, 2012	El Sr. Mills fue Vicepresidente de la Junta Directiva y CEO de MI Developments Inc. de 2004 a 2011 y un Vicepresidente de Magna International de 1984 a 1987. El Sr. Mills se desempeñó como Miembro del Parlamento en el Parlamento federal e Canadá de 1988 a 2004. Mientras ocupaba esa posición, el Sr. Mills fue Secretario Parlamentario del Ministro de Industria de 1993 a 1996, Secretario Parlamentario del Ministro de Asuntos de Consumidores y Corporativos de 1993 a 1995 y Presidente del Comité de estudio de la Industria de los Deportes en Canadá. El Sr. Mills fue Asesor Senior de Políticas para el Comité de Comunicaciones del Gabinete (1980-1984), Asesor Senior del Ministro de Multiculturalismo (1980) y Asesor Senior de Comunicaciones del Primer Ministro de Canadá, El Honorable Pierre Elliott Trudeau (1980-1984).	Nada
Francisco Solé ⁽⁴⁾ Bogotá, Colombia Director	Febrero 13, 2012	El Sr. Solé se ha desempeñado en Grupo Planeta, una empresa colombiana de publicación y medios en diversas capacidades desde 1989, más recientemente como Presidente Corporativo del Grupo Planeta del Área Andina, Vicepresidente de El Tiempo Publishing House y Presidente de Canal 3 Televisión de Colombia. El Sr Solé también ha sido miembro de la Junta Directiva de CEET TV. El Tiempo Publishing House y Editorial Planeta Colombia en esa época. De 1985 a 1989 se desempeñó como Director General y Director de Administración en la compañía de refinación de petróleo East of Spain Lubricantes (LUDESA), en España. También ha sido Jefe de Departamento, Contador y Jefe de Sección en el departamento de contabilidad de costos en Novartis, empresa química y farmacéutica.	Nada
Carlos Perez Bogotá, Colombia Gerente Financiero	N/A	Gerente Financiero de la Compañía desde junio June 18, 2007. Vice Presidente de Petrolago, S.A. de agosto 2002 a junio 2007.	Nada
Peter Volk Toronto, Ontario Canadá Abogado General	N/A	Abogado General de la Compañía desde enero 23, 2008 y Secretario de la Compañía desde enero de 2008 hasta mayo de 2012. Anterior Abogado General y Secretario de Pacific Stratus de Octubre 26, 2004 a enero 23, 2008. Abogado General y Secretario de Bolívar Gold Corp., un productor de oro de julio 1997 a febrero 2006.	32,407
Eduardo Lima Ciudad de Panamá, Panamá Vicepresidente Sénior,	N/A	Vice Presidente Sénior, Desarrollo de Proyectos de la Compañía desde enero 23, 2008. Vicepresidente Sénior Desarrollo de Negocios de la Compañía de junio 2007 a enero 2008. Presidente de Servicom-e S.A. de octubre 2005 a mayo 2007. Vicepresidente	57,402

Nombre, Municipalidad de Residencia y Posición Actual en la Compañía	Director Desde	Ocupación o empleo principal actual (incluida cualquier cargo actual de funcionario dentro de la Compañía), ocupación o empleo principal durante los últimos cinco años o más, y otros cargos de públicos actuales como director	Acciones Ordinarias que Posee ⁽¹⁾
Desarrollo de Proyectos		Técnico de Vengas (Enron Venezuela) de diciembre 2000 a junio 2003.	
Luis Andrés Rojas Bogotá, Colombia	N/A	Vicepresidente Sénior, Producción de la Compañía desde enero 23 2008. Gerente de Operaciones de la Compañía de mayo 2007 a enero 2008. Consultor Sénior de Consultores Energéticos Venezolanos de junio 2004 a mayo 2007. Presidente de PDVSA Itevep de septiembre 2002 a enero 2003.	40,250
Vicepresidente Sénior, Producción			
Nelson Lee Markham, Ontario, Canadá	N/A	Vice Presidente Financiero Sénior, desde enero 23, 2008. Gerente Financiero de Medoro Resources Ltd. de octubre de 1006 a abril de 2010.	8,657
Vice Presidente Sénior, Financiero			
Marino Ostos Bogotá, Colombia	N/A	Vice Presidente Sénior, Nuevos Negocios de la Compañía desde enero 23, 2008. Gerente de Operaciones de Pacific Stratus de agosto 2006 a octubre 2007. Presidente Operaciones en Colombia de Pacific Stratus de mayo 2006 a mayo 2007. Presidente y Gerente General de Pacific Stratus de octubre 2004 a agosto 2006. Rector de Estudios de Ingeniería Geológica LITOS C.A. de diciembre 1999 a octubre 2004. El Sr. Ostos también es director de CGX Energy.	Nada
Vice Presidente Senior, Nuevas Áreas			
Jairo Lugo Bogotá, Colombia	N/A	Vicepresidente Senior, Exploración de la Compañía desde enero 23, 2008. Vicepresidente Ejecutivo, Exploración de Pacific Stratus de octubre 2004 a enero de 2008. Director de Exploración de Arauca Energy Group de abril, 2003 a octubre 2004. Coordinador de Exploración para PDVSA 2000-2002, G&G Manager de PDVSA-CVP 1998-2000, y varias posiciones en geología de exploración de 1990-1998 para PDVSA.	25,000
Vicepresidente Senior, Exploración			
Daniel Loureiro Caracas, Venezuela	N/A	Vicepresidente Senior, Geociencias de la Compañía desde enero 23, 2008. Vicepresidente Corporativo, Nuevos Negocios de Pacific Stratus desde septiembre 2005 a enero 2008. Gerente Nuevos Negocios de Estudios de Ingeniería Geológica LITOS C.A. de abril 2003 a septiembre, 2005.	Nada
Vicepresidente Senior, Geociencias			
William Mauco Bogotá, Colombia	N/A	Vicepresidente Senior, Operaciones de la Compañía desde el 1° de marzo de 2009. Ingeniero electrónico con treinta y tres años de experiencia en la industria de petróleo y gas, principalmente en PDVSA, donde ocupó varios puestos Senior, incluidos el de Gerente de Planeación Estratégica de la División de Aguas debajo de la compañía, Director Comercial de PDVSA y Director General de la afiliada de inversión financiera de PDVSA (SOFIP). El Sr. Mauco también fue Presidente de la Junta Directiva de Deltaven, Vicepresidente de Corporación Venezolana del Petróleo, y miembro de la Junta Directiva de los consorcios de PDVSA: Nynas de	32,571
Vicepresidente Senior, Trading			

Nombre, Municipalidad de Residencia y Posición Actual en la Compañía	Director Desde	Ocupación o empleo principal actual (incluida cualquier cargo actual de funcionario dentro de la Compañía), ocupación o empleo principal durante los últimos cinco años o más, y otros cargos de públicos actuales como director	Acciones Ordinarias que Posee ⁽¹⁾
		Suecia, Isla Refinery en Curacao y Bonaire Petroleum Corporation. Se unió a Enron Venezuela como Vicepresidente de Desarrollo de Nuevas Empresas y a Trigeant Petroleum de los EE. UU. como Director de Marketing. Trabajó para la International Oil Trading Company como Vicepresidente de Desarrollo Empresarial hasta que se unió a Pacific Rubiales.	
Luis Pacheco Bogotá, Colombia Vice Presidente Sénior, Planeación		Vicepresidente Senior, Planeación de la Compañía desde 2008. El Dr. Pacheco tiene más de 27 años de experiencia en la industria energética, incluyendo 17 años en la industria petrolera venezolana. En PDVSA, ocupó varias posiciones importantes como Gerente Director de BITOR y Director Corporativo para Planeación Corporativa. Posee un Ph.D. en Ingeniería Mecánica del Imperial College, University of London (1981). Antes de unirse a la Compañía fue consejero especial de estrategia y energía del Presidente de CANTV (2005-2007). Por varios años el Dr. Pacheco fue catedrático en la Universidad Simón Bolívar y actualmente es profesor visitante del Instituto de Estudios Superiores de Administración (IESA) y UNIANDES.	8,000
Chris LeGallais Calgary, Alberta, Canadá Vicepresidente Senior, Relaciones con los Inversionistas	N/A	Vicepresidente Senior, Relaciones con los Inversionistas desde septiembre 2 del 2011. Vicepresidente de Relaciones con los Inversionistas del 2003 a agosto del 2011; y Director de Exploración en Planificación y Riesgos de Negocios/Evaluación de Reserva en Talisman Energy Inc. del 1998 al 2002. Director de Desarrollo de Negocios en Pan East Petroleum Corp. Vicepresidente de Exploración en OGY Petroleum Limited del 1991 al 1993.	500

Notas:

- (1) Acciones Ordinarias que posee, controla o dirige, directa o indirectamente o sobre las cuales ejerce control o dirección.
- (2) Miembro del Comité Ejecutivo.
- (3) Miembro del Comité Auditor.
- (4) Miembro del Comité de Compensación y Recursos Humanos.
- (5) Miembro del Comité de Nominación y de Gobierno.
- (6) Miembro del Comité de Reservas.
- (7) Miembro del Comité de Sustentabilidad.
- (8) Miembro del NBOC.
- (9) PF One, empresa en la cual German Efromovich posee una participación controlante, posee un total de 6,447,084 Acciones Ordinarias,
- (10) El Sr. Rodríguez es director independiente líder.

Ordenes Corporativas para Suspender Operaciones

Excepto como se indica a continuación, ningún director o funcionario ejecutivo de la Compañía es, o ha sido dentro de los 10 años anteriores a la fecha del presente documento, director, director ejecutivo

principal o director financiero de una compañía que haya estado sujeta a una orden de suspensión de operaciones o alguna otra orden similar que niega a la compañía respectiva acceso a exenciones bajo legislación de títulos valores por un periodo de más de treinta días consecutivos, mientras que dicho director o funcionario ejecutivo actuaba en calidad de director ejecutivo, o director financiero de la compañía sujeto a dicha orden, o que fue expedida después que el director o funcionario ejecutivo dejara de ser director, director ejecutivo principal o director financiero en la compañía sujeta a dicha orden y la cual resultado de un evento que ocurrió mientras que dicha persona actuaba en calidad de director, director ejecutivo principal o director financiero de dicha compañía.

Bancarrotas Corporativas

Ningún director o funcionario ejecutivo, o un accionista con un número suficiente de títulos valores de la Compañía que pueda afectar substancialmente el control de la Compañía es o ha sido dentro de los 10 años anteriores a la fecha de este documento, o dentro de un año después que dicha persona haya dejado de ser director o funcionario ejecutivo de una compañía la cual durante el tiempo que esta persona actuaba en calidad de director o funcionario entró en bancarrota, presentó una propuesta bajo legislación relacionada con bancarrota o insolvencia sujeto a procesos, arreglos o compromisos con acreedores o haya tenido un síndico de quiebra, gerente de quiebra o fideicomisario nombrado para encargarse de los activos.

Penalidades o Sanciones

Ningún director o funcionario ejecutivo de la Compañía, o un accionista con un número suficiente de títulos valores de la Compañía que pueda afectar substancialmente el control de la Compañía ha estado sujeto a penalidades o sanciones impuestas por una corte en relación a la legislación de títulos valores, o por una autoridad regulatoria de títulos valores o ha celebrado acuerdos de liquidación con autoridades regulatorias de títulos valores, o cualquier otra penalidad o sanción impuesta por una corte o cuerpo regulatorio que pueda considerarse importante para un inversionista que esté interesado en tomar una decisión de inversión.

Bancarrotas Personales

Ningún director o funcionario ejecutivo de la Compañía, o un accionista con un número suficiente de títulos valores de la Compañía que pueda afectar substancialmente el control de la Compañía, o cualquier compañía personal de dicha persona, durante los 10 años anteriores a este documento a entrado a bancarrota, presentado propuestas bajo legislación relacionada con quiebras o insolvencias, o ha estado sujeto a procesos, arreglos o compromisos con acreedores o ha tenido un síndico de quiebra, gerente liquidador o fideicomisario nombrado para tomar posesión de sus activos

Conflictos de Interés

Existen potenciales conflictos de interés a los cuales los directores y funcionarios de la Compañía puedan estar expuestos en relación a las operaciones de la Compañía. Todos los directores o funcionarios están involucrados y continuaran estando involucrados en corporaciones o negocios que puedan competir con

los negocios de la Compañía. Por consiguiente se pueden presentar situaciones donde los directores y funcionarios entraran en competencia directa con la Compañía. Los conflictos si se presentaran, estarán sujetos a los procedimientos y remedios estipulados por el BCCA.

Los directores y funcionarios de la Compañía podrán servir como directores y funcionarios de otras compañías o poseer tenencias accionarias significativas en otras compañías de recursos y en la medida que dichas otras compañías puedan participar en negociaciones en las cuales la Compañía pueda participar, los directores de la Compañía podrán tener conflictos de interés al negociar y concluir los términos con respecto al alcance de dicha participación. Si dicho conflicto de interés se presenta en una reunión de los directores de la Compañía, el director que tenga dicho conflicto se abstendrá de votar a favor o en contra de la aprobación de dicha participación en dichos términos. Ocasionalmente varias compañías podrán participar en la adquisición, exploración y desarrollo de propiedades de recursos naturales permitiendo por lo tanto la participación en programas extensos, permitiendo involucrarse en un número mayor de programas y reduciendo la exposición financiera con respecto a un programa en particular. También puede suceder que una compañía en particular ceda todo o parte de su participación en un programa en particular a otra de esas compañías debido a la posición financiera de la compañía que hace la cesión. Conforme a las leyes de la provincia de Columbia Británica, los directores de la compañía están obligados a actuar honestamente, de buena fe y en el mejor interés de la Compañía. Al considerar si la Compañía debe participar en un programa en particular y adquirir la participación correspondiente, los directores primordialmente deben considerar el grado de riesgo al cual se verá expuesta la Compañía y su posición financiera en ese momento.

Transacciones relacionadas de las partes

Según la IFRS, se considera que las partes están relacionadas si una de ellas tiene la capacidad de “controlar” (financieramente o mediante el capital accionario) a la otra parte o si tiene una influencia significativa (administración) sobre la otra al tomar decisiones financieras, comerciales y operativas. El 31 de mayo de 2012, la Junta Directiva de la Compañía creó el NBOC para revisar y aprobar las transacciones relacionadas de las partes. El NBOC está integrado de los siguientes directores independientes: Miguel Rodriguez (Presidente), Dennis Mills, Victor Rivera y Hernán Martínez. Al NBOC se le informa sobre transacciones relacionadas de las partes antes de la implementación, contrata asesores legales independientes, según sea necesario, y se reúne en privado para deliberar. El NBOC también revisa los fundamentos comerciales de la transacción y se asegura de que ésta cumpla con las leyes de títulos valores aplicables y los convenios de pago de deuda de la Compañía.

Los departamentos de auditoría interna y de cumplimiento legal de la Compañía también controlan las transacciones relacionadas de las partes. Los equipos de auditoría y de cumplimiento legal trabajan conjuntamente para armar una lista de las posibles partes relacionadas. Ésta se coteja con la lista de proveedores y otros acreedores de la Compañía.

Las transacciones relacionadas de las partes que se presentan a continuación se realizaron durante el transcurso normal de las operaciones y se midieron por valor de mercado, que es el monto que se debe considerar, según se estableció y acordó entre las partes relacionadas y que, según la opinión de la Gerencia y el NBOC, se consideran similares a los precios negociables con terceros.

A continuación se detallan las transacciones relacionadas de las partes celebradas por la Compañía, tal como se las midió al monto de cambio (miles de US\$, salvo que indique lo contrario):

- En junio de 2007, la Compañía celebró un acuerdo de arrendamiento con Blue Pacific para el espacio administrativo para oficinas en una de sus sedes de Bogotá, Colombia. En base a este acuerdo, se debe pagar una renta mensual de \$57 a Blue Pacific. Los señores Arata, de la Campa,

Iacono (directores y funcionarios de la Compañía) y el señor von Siegmund (funcionario de la Compañía) de control de la Compañía, o bien brindar asesoría de inversión a los titulares del 67.2% de las acciones de Blue Pacific. Durante el 2011, el arrendamiento se enmendó para incluir espacio adicional en Bogotá para un período de 10 años con una renta mensual de \$0,4 millones y se asignó como arrendador a una entidad controlada por Blue Pacific.

- Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía tenía cuentas por comerciales por cobrar de \$4.4 millones (31 de diciembre de 2011 - \$ 2.4 millones) de Proelectrica, en la cual la Compañía tiene una participación indirecta del 24,9% del cual 31.49% es propiedad de Blue Pacific. La Compañía y los intereses indirectos de Blue Pacific se mantienen a través de Pacific Power. Los ingresos de Proelectrica en el curso normal de los negocios de la Compañía fueron de \$ 39,3 millones para el año concluido el diciembre 31 de 2012 (2011 - \$25,6 millones).

- En octubre de 2012, la Compañía y Ecopetrol firmaron dos acuerdos de construcción, propiedad, gestión y transferencia ("**BOMT**") con el Consorcio Genser Power-Proelectrica ("**Genser-Proelectrica**") para la adquisición de determinados activos de generación de energía para el campo Rubiales. Genser-Proelectrica es una empresa que pertenece a Proelectrica y Genser Power Inc mientras el 51% de la compañía pertenece a Pacific Power. El compromiso total de los acuerdos BOMT es de \$229,7 millones en diez años. Al final del Contrato de Asociación Rubiales en el 2016, las obligaciones de la Compañía, junto con los activos de generación de energía serán transferidos a Ecopetrol. Hasta diciembre de 2012, los activos se encuentran en construcción y la compañía no ha realizado ningún pago.

- Durante el año concluido en diciembre 31 de 2012, la Compañía pagó \$40.7 millones (2011 - \$ 47,1 millones) a Transmeta en los costos de transporte del petróleo. Además, la Compañía tiene cuentas por cobrar que suman a \$2.4 millones (2011 - \$3.2 millones) a Transmeta y cuentas por pagar de \$8.5 millones (2011 - \$5.5 millones) a Transmeta al 31 de diciembre de 2012. Transmeta es administrada por el Sr. German Efromovich, un director de la Compañía.

- Los préstamos por cobrar a partes relacionadas por un monto total de \$179 (2011 - \$ 490) se deben a tres directores y tres oficiales (2011 - tres directores) de la Compañía. Los préstamos no devengan intereses y son pagaderos en cuotas mensuales iguales durante un termino de 48 meses. Los préstamos fueron emitidos a estos individuos en relación con los costos incurridos por ellos como consecuencia de sus traslados.

- La Compañía ha establecido contratos de transporte de aviones con PAS, una empresa controlada por el Sr. Efromovich. Durante el 2012, la Compañía pagó \$ 14.3 millones (2011 - \$ 9,5 millones) en honorarios según lo establecido en los contratos de transporte. Las cuentas por pagar a PAS al 31 de diciembre la Compañía de 2012 es de \$ 2.8 millones (2011 - cero).

- Durante el año concluido el 31 de diciembre de 2012, la Compañía pagó \$125.8 millones de ODL (2011 - \$80.200.000) para el crudo de los servicios de transporte de petróleo en el oleoducto bajo el acuerdo de entrega y pago, al tiempo que mantiene cuentas por pagar de \$5 millones a ODL al 31 de diciembre de 2012 (2011 - \$1 millón). Además, la Compañía recibió \$0,8 millones de ODL durante el año concluido el diciembre 31 de 2012 (2011 - \$1.6 millones) con respecto a ciertos servicios administrativos y de alquiler de equipos y maquinaria. El crédito de cuentas del ODL al 31 de diciembre de 2012 fue de \$0,2 millones (2011 - cero).

- La Compañía hará préstamos subordinados a OBC que pudieran alcanzar la suma de \$237,3 millones, \$ 140 millones de los cuales se han realizado al 31 de diciembre de 2012. El principal

del Préstamo Subordinado se amortizará en 10 cuotas semestrales pagos iguales a partir del 2025, después de que OBC haya pagado sus préstamos bancarios en su totalidad. Los préstamos tienen una tasa de interés anual del 7,32% con pagos de intereses semestrales. Al 31 de diciembre de 2012 el saldo de los préstamos pendientes de pago a la Sociedad en virtud con el acuerdo de \$32 millones (31 de diciembre de 2011: \$ 102,3 millones). La empresa ha recibido \$2,1 millones al 31 de diciembre de 2012 (2011: cero) con respecto a ciertos servicios administrativos así como de alquiler de equipos y maquinaria. Al 31 de diciembre de 2012 la Compañía mantiene Nil como a corto plazo (31 de diciembre de 2011 - \$ 8 millones) para financiar a OBC compromisos de trabajo en curso. Los ingresos por intereses de \$ 5.8 millones fueron reconocidos y \$ 5.7 millones fueron pagados por el préstamo durante el año 2012 (31 de diciembre 2011: \$ 0.3 y Nil).

- Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía tiene cuentas por pagar de Nil (31 de diciembre de 2011 \$ 0,4 millones) debido a HELICOL con respecto a servicios de transporte aéreo y pagados durante el año \$2.5 millones para este servicio (2011 - \$ 1.3 millones). Helicol es controlada por el Sr. Efromovich, un director de la Compañía.

- En octubre de 2012, la Compañía firmó un acuerdo y consentimiento con Pacific Coal, Blue Advanced Colloidal Corp. Combustibles ("**Blue ACF**"), Alpha Finance Ventures, Inc. ("**Alpha**"), y un tercero no vinculado por el cual la Compañía adquirió de Pacific Coal, derecho a una participación del 5% a ACF azul por un pago en efectivo de US \$5 millones. Azul ACF es una empresa dedicada a desarrollar combustibles coloidales, y actualmente participa al 100% con Alpha que es controlada por Blue Pacific. Como parte de la compra de carbón, Pacífico también ha asignado a la Compañía el derecho de adquirir hasta una participación adicional del 5% en Blue ACF para una inversión adicional de hasta US \$5 millones. Actualmente, la Compañía tiene una participación del 14,4% en Pacific Coal.

PROCEDIMIENTOS JUDICIALES

Ocasionalmente, la Compañía enfrenta litigios que surgen como resultado de sus operaciones. Los daños reclamados en estos litigios pueden ser sustanciales o indeterminados y las consecuencias pueden de manera significativa impactar la condición financiera de la Compañía o los resultados de la operación. Aunque la Compañía evalúa los meritos de cada proceso jurídico y se defiende como corresponde, la Compañía puede verse forzada a incurrir a gastos importantes o dedicar recursos para defenderse en dichos pleitos. Actualmente no se espera que estos reclamos (si aplica) tengan un impacto significativo sobre la posición financiera de la Compañía.

Para mayores detalles relacionados con los procedimientos judiciales, consulte los estados contables consolidados y auditados de la Compañía correspondiente a los años finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, con fecha del 13 de marzo de 2013.

INTERESES DE LA GERENCIA Y DE OTROS EN TRANSACCIONES IMPORTANTES

Excepto como se estipula en este documento, ningún director ni funcionario ejecutivo de la Compañía, como tampoco ningún accionista que controla, directa o indirectamente, más del 10% de las Acciones Ordinarias emitidas y en circulación, ni ninguno de sus respectivos asociados o afiliadas, tiene interés importante alguno en cualquiera de las transacciones o en cualquier transacción propuesta que pueda afectar de manera importante a la Compañía o a cualquiera de sus subsidiarias.

Contratos Laborales

Todos los funcionarios de la Compañía (en total, 14 personas) tienen contratos laborales con la Compañía (los “**Acuerdos Laborales**”) que estipulan el pago de cesantías bajo ciertas circunstancias. Una cantidad igual a dos veces el salario anual del funcionario se paga en el caso que el funcionario sea liquidado sin causa alguna, y cada funcionario tiene derecho a terminar su empleo con la compañía y recibir un pago de una cantidad igual a 3 veces el salario anual de dicho funcionario si: (a) hay un “cambio de control” en la Compañía; y (b) ocurre un “evento provocador” específico dentro un año del cambio de control. El funcionario tiene un periodo de 120 días a partir de la ocurrencia del evento provocador para ejercer su derecho a renunciar bajo el Acuerdo Laboral.

Un “cambio de control” según el Acuerdo Laboral incluye la ocurrencia de cualquiera de los siguientes eventos: (a) la adquisición de una participación del 50% en los votos de la Compañía por parte de un accionista de la Compañía; (b) la conclusión de una consolidación, absorción, fusión, o acuerdo estatutario entre la Compañía y alguna otra persona (diferente a una subsidiaria de la Compañía) según el cual todo o parte de las acciones con derecho a voto en circulación de la Compañía cambian, se reclasifican, se convierten, intercambian y de alguna otra manera son adquiridas por acciones u otros títulos valores de la Compañía o cualquier otra persona o por efectivo o cualquier otra propiedad; (c) la venta por parte de la Compañía de propiedades o activos, (i) suman más del 50% de los activos consolidados de la Compañía y sus subsidiarias al final del más reciente año financiero de la Compañía, o (ii) el cual durante el más reciente año fiscal terminado de la Compañía generó, o durante el actual año financiero de la Compañía se espera que genere más del 50% del ingreso operativo consolidado o el flujo de caja de la Compañía, a cualquier otra persona o personas (diferentes a la Compañía o una o más de sus subsidiarias); y (iv) un cambio en la composición de la Junta Directiva, el cual ocurre en una sola reunión de los accionistas de la Compañía o en una sucesión de reuniones llevadas a cabo dentro de un periodo de 6 meses la una de la otra, donde los individuos que fueron miembros de la Junta Directiva inmediatamente anterior a dicha reunión o sucesión de reuniones, según aplique dejan de constituir la mayoría de la Junta Directiva.

El “evento provocador” bajo los Acuerdos Laborales antes de su enmienda incluía la ocurrencia de cualquiera de los siguientes casos: (i) un cambio (diferente a una promoción) en la posición o funciones del funcionario título u oficina en la Compañía; (ii) una reducción del salario del funcionario, beneficios, o cualquier otra forma de remuneración; (iii) incumplimiento de la Compañía de cualquiera de los beneficios, bonos, repartición de utilidades, incentivos, plan de remuneración o compensación, plan de propiedad o compra de acciones, plan de pensión o jubilación en el cual el funcionario este participando o tenga derecho a participar; (iv) un cambio de municipalidad en la cual el funcionario lleve a cabo los términos de su empleo; (v) incumplimiento por parte de la Compañía de mantener el derecho adquirido anteriormente del funcionario al pago de vacaciones; (vi) la Compañía o sus subsidiarias toman medidas para privar al funcionario de cualquier beneficio adicional importante (no estipulado previamente); (vii) hay una violación importante por parte de la compañía de cualquiera de las estipulaciones del Acuerdo Laboral; (viii) el funcionario determina de buena fe que su posición en la compañía ha declinado o al oficial se le impide llevar a cabo sus funciones y responsabilidades; o (ix) el sucesor, si lo hubiese, no asume efectivamente las obligaciones de la Compañía bajo el Acuerdo Laboral.

A los niveles actuales de salario, si se produce un cambio de control seguido por evento provocador, y todos los 14 funcionarios ejercen sus derechos conforme a los Acuerdos Laborales, tendrán derecho a pagos por cambio de control agregando aproximadamente US\$ **[19.4]** millones o aproximadamente US\$ **[882,000]** por funcionario.

Aparte del Acuerdo Laboral, no existe plan de compensación, contrato o acuerdo donde el funcionario tenga derecho a recibir más de \$100,000 por parte de la Compañía o sus subsidiarias, incluyendo pagos o cuotas periódicas, en caso de (a) renuncia, jubilación o cualquier otra terminación del empleo del

funcionario con la Compañía o sus subsidiarios; (b) un cambio del control de la Compañía o cualquiera de sus subsidiarias; o (c) un cambio en la responsabilidad del funcionario después de un cambio en el control.

Cinco miembros de la gerencia de la Compañía, además de los funcionarios, también tienen Acuerdos Laborales con la Compañía que incluyen estipulaciones en caso de cambio de control de esta (incluyendo eventos provocadores) similares a aquellos contenidos en los Acuerdos Laborales que podrían resultar en pagos por cambio de control que pueden ser de 6 meses a dos años de salario.

AGENTE DE TRANSFERENCIA Y REGISTRADOR

Equity Financial, 200 University Ave., Suite 400, Toronto, Ontario, M5H 4H1, es el agente de transferencia y registrador para las Acciones Ordinarias y Warrants de la Compañía.

CONTRATOS IMPORTANTES

Los siguientes son sólo los contratos importantes, aparte de los celebrados en el transcurso ordinario del negocio que no requieren ser divulgados, que fueron celebrados por la Compañía dentro del último ejercicio económico o antes del último ejercicio económico pero aún vigente:

- (a) la Escritura de Emisión de obligaciones, con fecha del 7 de agosto de 2008, según la modificación en relación con la emisión de debentures (para más información ver el encabezado titulado “Reseña Histórica – Adquisición de Kappa y oferta de debentures”);
- (b) la Escritura de Emisión de 2009, con fecha del 10 de noviembre de 2010 en relación con la emisión de Bonos Preferenciales de 2009 (para más información ver el encabezado titulado “Reseña Histórica – Financiación de los Bonos Preferenciales de 2009”);
- (c) la facilidad de crédito revolvente y sus enmiendas (para más información ver el encabezado titulado "Reseña Histórica - Facilidad de crédito revolvente");
- (d) La Escritura de Emisión de 2011 de fecha diciembre 12 de 2011, en relación con la emisión de los Bonos Preferenciales de 2011 (para más información, consulte el encabezado titulado “Reseña Histórica – Financiación de Bonos Preferenciales de 2011”);
- (e) El Plan de Derechos 2012 de fecha de 9 de marzo de 2012 (para más información, consulte el encabezado titulado “Plan de Derechos de los Accionistas”).
- (f) La Facilidad en Dólares Americanos de fecha del 13 de septiembre de 2012 (para más información, consulte el encabezado titulado “Reseña Histórica – Facilidades de Crédito Revolvente”), y
- (g) La Facilidad en Pesos Colombianos con fecha del 13 de septiembre de 2012 (para más información, consulte el encabezado titulado “Reseña Histórica – Facilidades de Crédito Revolvente”).

INTERESES DE EXPERTOS

Los auditores de la Compañía son Ernst & Young LLP, Chartered Accounts, Vancouver, British Columbia. Ernst & Young LLP son independientes según el significado de los Reglamentos de Conducta Profesional del Instituto de Contadores Públicos de Columbia Británica. Ernst & Young LLP fueron nombrados auditores de la Compañía en agosto 8 del 2007.

A la fecha de este documento, ninguno de los expertos petroleros independientes, Petrotech, RPS o NSAI, ni el profesional designado de Petrotech, RPS o NSAI, directa o indirectamente poseían Acciones Ordinarias en circulación o cualquier otro título valor de la Compañía. Ningún director funcionario o empleado de Petrotech, RPS o NSAI va a ser o ha sido elegido, nombrado o empleado por la Compañía.

INFORMACIÓN DEL COMITÉ AUDITOR

Los Estatutos del Comité Auditor

El texto completo de los Estatutos del Comité Auditor de la Compañía se agrega al presente como Apéndice “A”

Composición del Comité Auditor y Educación y Experiencia Pertinente

El Comité Auditor está conformado por 3 directores de la Compañía, Dennis Mills, Miguel Rodríguez y Hernán Martínez. Todos los miembros del comité auditor son independientes y conocedores financieros para los efectos del Instrumento Nacional 52-110 – *Comités Auditores*. Cada uno de ellos tiene un mínimo de 30 años de experiencia en negocios y cada uno mantiene posiciones ejecutivas que requieren supervisión y conocimiento de los principios contables fundamentales para la preparación de los estados financieros de la Compañía y son conocedores de los controles y demás procedimientos necesarios para el control y el reporte financiero.

El señor Mills fue Vicepresidente de la Junta Directiva y CEO de MI Developments Inc. de 2004 a 2011 y Vicepresidente de Magna International de 1984 a 1987. El Sr. Mills también se desempeñó como Miembro del Parlamento en el parlamento federal de Canadá de 1988 a 2004, y posee amplia experiencia en la lectura y evaluación de estados financieros; por lo tanto, conoce los controles y otros procedimientos necesarios para el control y el reporte financiero. 1977, el señor Efromovich, tiene amplia

El señor Rodríguez posee un doctorado en economía de la universidad de Yale, y ha enseñado Economía en varias instituciones universitarias. El Sr. Rodríguez ha servido como Presidente del Banco Central de Venezuela, Ministro de Economía y Planeación de Venezuela, y lideró las negociaciones para la restructuración de la deuda externa de Venezuela de US\$20,000 millones, bajo el Plan Brady. Internacionalmente, ha actuado como Gobernador del Banco Interamericano de Desarrollo y del Banco Mundial, y Gobernador del Fondo Monetario Internacional

El Sr. Martínez se ha desempeñado como Ministro de Minas y Energía de Colombia de julio de 2006 y también ocupó el cargo de Presidente de International Colombia Resources Corporation, Presidente de Atunec S.A., Presidente y CEO de Exxon Mobil Colombia S.A. y Gerente de Planificación Corporativa de Esso Colombiana S.A. El Sr. Martínez también posee amplia experiencia en juntas directivas de empresas públicas y es, además, director de CB Gold Inc. y de Gran Colombia Gold Corp., así como también el Presidente Ejecutivo de Pacific Coal.

Vigilancia del Comité Auditor

El Comité Auditor está obligado a monitorear las funciones de auditoría, la preparación de los estados financieros, revisar los comunicados de prensa acerca de los resultados financieros, y otros documentos reglamentarios requeridos, y reunirse con los auditores externos independientemente de la gerencia.

Pre-Aprobación de Políticas y Procedimientos

Pacific Rubiales ha adoptado políticas y procedimientos con respecto a la pre-aprobación de servicios de auditoría y servicios permitidos no auditados por parte de Ernst & Young LLP. El Comité Auditor ha establecido un presupuesto para la provisión de una lista específica de servicios de auditoría y servicios permitidos no auditados que el Comité de Auditoría considera que son típicos, recurrentes o de otra manera probables de ser suministrados por Ernst & Young LLP. El presupuesto por lo general cubre el período entre la adopción del presupuesto y la próxima reunión del Comité de Auditoría, pero a opción del Comité de Auditoría, puede cubrir un período más largo o más corto. La lista de servicios está suficientemente detallada en cuanto a los servicios particulares a ser suministrados para garantizar que: (i) el Comité de Auditoría conoce exactamente qué servicios se van a solicitar la pre-aprobación, y (ii) no es necesario para ningún miembro de la gerencia emitir un juicio acerca de si un servicio propuesto se ajusta dentro de los servicios pre-aprobados.

Conforme al párrafo siguiente, el Comité Auditor ha delegado autoridad a la Presidencia del Comité Auditor (o si la Presidencia no está disponible, a cualquier otro miembro del Comité Auditor) para pre-aprobar la provisión de los servicios permitidos por parte de Ernst & Young LLP que no han sido aprobados de otra manera por el Comité Auditor, incluidos los honorarios y los términos de los servicios propuestos (“**Autoridad delegada**”). Todas las pre-aprobaciones otorgadas conforme a la Autoridad Delegada deben ser presentadas por el o los miembros que otorgaron las pre-aprobaciones a todo el Comité Auditor en su próxima reunión

Todos los servicios propuestos, o los honorarios pagaderos en relación con los mismos, que aún no han sido pre-aprobados, deben ser pre-aprobados por el Comité Auditor o de conformidad con la Autoridad Delegada. Los servicios prohibidos no pueden ser pre-aprobados por el Comité Auditor o de conformidad con la Autoridad Delegada.

Honorarios del Auditor Externo (Por Categoría)

Los siguientes son los honorarios acumulados incurridos por la Compañía por servicios suministrados por sus auditores externos durante los años fiscales 2010 a 2012 (en US\$):

		2010	2011	2012
1.	Honorarios de Auditoría	\$1,963,000	\$2,907,000	\$2,133,000
2.	Honorarios relacionados con la Auditoría ⁽¹⁾	\$348,000	\$325,000	\$256,000
3.	Honorarios por Impuestos ⁽²⁾	\$333,000	\$513,200	\$2,456,000
4.	Otros Honorarios	-	-	-
	Total	\$2,644,000	\$3,745,200	\$4,845,000

Notas:

- (1) Incluye los honorarios relacionados con la auditoría del año fiscal y las revisiones provisionales, independientemente de cuándo hayan sido facturados los honorarios o cuándo se suministraron los servicios.
- (2) Incluye los honorarios por servicios prestados desde enero hasta diciembre del año fiscal, independientemente de cuándo hayan sido facturados los honorarios. Nota: los honorarios canadienses para los años 2010 a 2012 han sido convertidos a US\$ utilizando la tasa de cambio de diciembre 31 de 2011. Los honorarios colombianos por lo general están acordados en US\$ y son facturados en pesos colombianos utilizando la tasa de cambio actual.

INFORMACIÓN ADICIONAL

Información adicional sobre la Compañía, incluyendo, pero no limitada a la remuneración y endeudamiento de los directores y funcionarios, principales dueños de los títulos valores autorizados para emisión bajo el plan de opción de acciones de la Compañía se encuentra en la circular de información para la gerencia de la Compañía del 25 de abril de 2012. La información financiera adicional se suministra en los estados financieros anualmente auditados, y en las discusiones y análisis de gerencia para el año terminado en diciembre 31 de 2012 y en los estados financieros provisorios no auditados. Esta información y otra información pertinente sobre la Compañía se encuentran en SEDAR en www.sedar.com.

APÉNDICE “A”

ESTATUTOS DEL COMITÉ AUDITOR

(Adoptados inicialmente por la Junta Directiva el 16 de noviembre del 2007)

PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP.

(la “Corporación”)

A. OBJETIVO

El objetivo general del Comité Auditor (el “Comité”) es asegurar que la administración de la Corporación haya designado e implementado un sistema efectivo de controles financieros internos, para revisar e informar sobre la integridad de los estados financieros consolidados de la Corporación y la información financiera relacionada, y revisar el cumplimiento de la Corporación para con los requisitos reglamentarios y requeridos por ley en la medida que se relacionen con los estados financieros, temas impositivos y divulgación de información financiera. Al realizar sus obligaciones, el comité mantendrá relaciones operativas efectivas con la Junta Directiva (la “Junta”), la gerencia y los auditores externos, y monitoreará la independencia de esos auditores. Para desempeñar su función de manera efectiva, cada miembro del Comité deberá comprender las responsabilidades del Comité como así también los negocios, las operaciones y los riesgos de la Corporación.

B. COMPOSICIÓN, PROCEDIMIENTOS Y ORGANIZACIÓN

1. El Comité estará formado por al menos tres miembros de la Junta, cada uno de los cuales será un director independiente¹.
 2. Todos los miembros del Comité serán “versados en temas financieros”².
 3. Por lo menos un miembro del Comité deberá tener experiencia en contabilidad o administración de asuntos financieros relacionados.
 4. La Junta, y su reunión de organización celebrada en conjunto con cada asamblea general anual de accionistas, nombrará a los miembros del Comité para el año próximo. Cualquier miembro del Comité puede ser removido o reemplazado en cualquier momento por la Junta y dejará de ser un miembro del Comité al dejar de ser un director. La Junta cubrirá las vacantes en el Comité por elección entre ellos. Si y siempre que exista una vacante en el Comité, los restantes miembros pueden ejercer todas sus facultades siempre que quede un quórum en función. De acuerdo con lo anterior, cada miembro del Comité permanecerá en el cargo como tal hasta la siguiente asamblea general anual de los accionistas luego de su elección.
-

1. Miembro “Independiente” de un comité auditor significa un miembro que no tiene relación material directa o indirecta con la Corporación. Una “relación material” significa una relación que en opinión de la Junta, podría esperarse que interfiera razonablemente con el ejercicio de la opinión independiente de un miembro.

2. Un individuo “versado en temas financieros” es un individuo que tiene la capacidad de leer y comprender un conjunto de estados financieros que presentan un nivel de complejidad de temas contables que son generalmente comparables con la complejidad de temas que son de esperar que surjan de los estados financieros de la Corporación.

5. A menos que la Junta haya nombrado un presidente del Comité, los miembros del Comité elegirán un presidente y un secretario de entre ellos.
6. El quórum para las reuniones será la mayoría de los miembros del Comité, presentes personalmente o por teléfono u otros medios de telecomunicación que permiten a las personas participar en la reunión para hablar y escucharse mutuamente. El Comité no puede realizar ningún negocio salvo en una reunión de sus miembros en donde esté presente el quórum del Comité.
7. El Comité tendrá acceso total e irrestricto a los funcionarios, empleados y personal de la Corporación y a los auditores externos e internos de la misma, y a la información, los libros, registros y las instalaciones de la Corporación que considere necesario o aconsejable para llevar a cabo sus obligaciones y responsabilidades.
8. El Comité tendrá autoridad para:
 - a) contratar un abogado independiente y otros asesores según lo considere necesario para llevar a cabo sus obligaciones y solicitar a cualquier funcionario o empleado de la Corporación o al abogado o a los auditores externos de la misma que asistan a una reunión del Comité,
 - b) establecer y pagar las indemnizaciones para cualquier asesor empleado por el Comité, y
 - c) otorgar a miembros del Comité la autoridad de otorgar las pre-aprobaciones correspondientes requeridas con respecto a servicios no auditados realizados por los auditores y las decisiones de cualquier miembro a quien la autorización es delegada para pre-aprobar una actividad serán presentadas al Comité en la primera reunión programada después de dicha pre-aprobación.
9. Las reuniones del Comité se realizarán de la siguiente manera:
 - a) el Comité se reunirá como mínimo cuatro veces al año, en el momento y lugar que lo solicite el presidente del mismo. Los auditores externos o cualquier miembro del Comité pueden solicitar una reunión,
 - b) los auditores externos serán notificados y tendrán derecho de asistir a todas las reuniones del Comité,
 - c) el Comité tiene derecho a determinar quien estará presente y quién no en cualquier momento durante una reunión. Los representantes de la gerencia pueden ser invitados a asistir a las mismas, siempre que el Comité celebre reuniones separadas y programadas con regularidad en donde no estén presentes los miembros de la gerencia, y
 - d) los procedimientos de todas las reuniones deberán constar en actas.
10. Cada miembro del Comité tendrá derecho, en la medida que lo permita la ley, a confiar en la integridad de las personas y organizaciones dentro y fuera de la Corporación y de quienes ellos reciben información, y en la exactitud de la información suministrada a la Corporación por esas personas u organizaciones.

11. Los auditores internos y externos tendrán una línea directa de comunicación con el Comité a través de su presidente y pueden pasar por alto a la gerencia si lo consideran necesario. El Comité, a través de su presidente, puede comunicarse directamente con cualquier empleado en la Corporación, si lo considera necesario, y cualquier empleado puede presentar ante el Comité cualquier asunto que involucra prácticas o transacciones financieras cuestionables, ilegales o inadecuadas.
12. Los miembros del Comité tendrán derecho a recibir remuneración por actuar como miembros del Comité según lo determine periódicamente la Junta.

C. FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES DEL COMITÉ

1. Las obligaciones y responsabilidades generales del Comité serán las siguientes:
 - a) asistir a la Junta en eximir de sus responsabilidades relacionadas con los principios contables de la Corporación, prácticas de información y controles internos y su aprobación de los estados financieros consolidados anuales y trimestrales y la divulgación financiera relacionada,
 - b) establecer y mantener una línea directa de comunicación con los auditores internos y externos de la Corporación y evaluar su desempeño,
 - c) asegurar que la gerencia de la Corporación haya designado, implementado y mantenido un sistema efectivo de controles financieros internos, e
 - d) informar regularmente a la Junta sus deliberaciones y discusiones, incluidas la información en el cumplimiento de sus obligaciones y responsabilidades.
2. Las obligaciones y responsabilidades del Comité en lo que se refiere a los auditores externos, será la siguiente:
 - a) revisar la independencia y desempeño de los auditores externos y recomendar anualmente a la Junta una firma de auditores externos para ser designados con el propósito de preparar o emitir un informe de auditoría o realizar otra auditoría, revisar o certificar servicios para la Corporación,
 - b) revisar y aprobar los honorarios, el alcance y la duración de la auditoría y otros servicios relacionados prestados por los auditores externos,
 - c) revisar el plan de auditoría de los auditores externos antes de comenzar la auditoría,
 - d) aprobar por adelantado las disposiciones por los auditores externos de servicios diferentes a los de auditoría de la Corporación o cualquiera de sus subsidiarias,
 - e) revisar y discutir anualmente todas las relaciones significativas que tienen los auditores externos con la Corporación que pueden perjudicar la independencia de los auditores externos,
 - f) revisar con los auditores externos, hasta terminar la auditoría:

- i. los contenidos de sus informes,
 - ii. el alcance y la calidad del trabajo de auditoría realizado,
 - iii. la suficiencia del personal financiero y de auditoría de la Corporación,
 - iv. la cooperación recibida durante la auditoría por parte del personal de la Corporación,
 - v. los recursos internos utilizados
 - vi. las transacciones significativas fuera de los negocios normales de la Corporación,
 - vii. los ajustes y las recomendaciones importantes propuestas para mejorar los controles contables internos, los principios contables o los sistemas de administración, y
 - viii. los servicios no auditados provistos por los auditores externos
- g) discutir con los auditores externos la calidad y la aceptación de los principios contables de la Corporación,
- h) implementar estructuras y procedimientos para asegurar que el Comité se reúne regularmente con los auditores externos en ausencia de la gerencia, y
- i) supervisar el trabajo de los auditores externos, incluida la resolución de desacuerdos entre la gerencia y el auditor externo con respecto a la información financiera.
3. Las obligaciones y responsabilidades del Comité en lo relacionado con los auditores internos de la Corporación son:
- a) revisar periódicamente la función de auditoría interna con respecto a la organización, el personal y la eficiencia del departamento de auditoría interna,
 - b) revisar y discutir con el Auditor Corporativo en Jefe (el “CCA”) la evaluación del riesgo anual del CCA de la suficiencia y eficacia del proceso de control interno de la Corporación, el informe del CCA para el Comité sobre los resultados del plan de auditoría anual y el estado de los temas de auditoría, y las recomendaciones del CCA con respecto a las mejoras a los controles y procesos de la Corporación,
 - c) revisar y aprobar el plan de auditoría interna,
 - d) revisar los hallazgos y recomendaciones importantes de la auditoría interna, y la respuesta de la gerencia, y
 - e) revisar anualmente con el abogado de la Corporación cualquier tema legal que pueda tener un impacto significativo en los estados financieros de la Corporación, el cumplimiento de la corporación con las leyes y reglamentaciones aplicables y preguntas recibidas de dependencias reguladoras o gubernamentales.

4. Las obligaciones y responsabilidades del Comité en lo relacionado con los procedimientos de control interno de la Corporación son:
 - a) revisar la aptitud y eficacia de las políticas y prácticas comerciales de la Corporación que tienen un impacto en la integridad financiera de la misma, incluidas las que se relacionan con las auditorías internas, seguro, contabilidad, servicios y sistemas de información y controles financieros, información de la gerencia y gestión de riesgo,
 - b) revisar cualquier tema no resuelto entre la gerencia y los auditores externos que puedan afectar el informe financiero o los controles internos de la Corporación, y
 - c) revisar periódicamente los procedimientos financieros y de auditoría de la Corporación y la medida que se implementaron las recomendaciones hechas por el personal de auditoría interna o por los auditores externos.

5. El Comité también tiene la responsabilidad de:
 - a) revisar los estados financieros trimestrales de la Corporación y la información financiera relacionada, incluido el impacto de temas inusuales y cambios en los principios de contabilidad y estimaciones e informes a la Junta con respecto a ellos antes de que esa información sea divulgada públicamente,
 - b) revisar y aprobar las secciones financieras de:
 - i. el informe anual a los accionistas,
 - ii. el formulario de información anual, si así se requiere,
 - iii. discusión y análisis anual e interino de la gerencia,
 - iv. prospectos;
 - v. nuevas publicaciones donde se discuten los resultados financieros de la Corporación,
 - vi. otros informes públicos de naturaleza financiera que requieren la aprobación de la Junta,
 - vii. e informar a la Junta con respecto a los mismos antes de que esa información sea divulgada públicamente
 - c) asegurar que los procedimientos adecuados estén en su lugar para la revisión de la divulgación pública de la Corporación de la información financiera extraída o derivada de los estados financieros de la Corporación, diferente a la divulgación pública a la mencionada anteriormente en 5(b), y evaluar periódicamente la suficiencia de esos procedimientos,
 - d) revisar regularmente los archivos y las decisiones relacionados con los estados financieros consolidados de la Corporación,
 - e) revisar la aptitud de las políticas y los procedimientos utilizados en la preparación de los estados financieros consolidados de la Corporación y otros

documentos de divulgación que sean requeridos, y considerar las recomendaciones para cualquier cambio material a dichas políticas,

- f) revisar e informar sobre la integridad de los estados financieros consolidados de la Corporación,
- g) establecer procedimientos para:
 - i. la recepción, la retención y el tratamiento de las quejas recibidas por la Corporación con referencia a asuntos contables, de control de auditoría interna o de auditoría, y
 - ii. la presentación confidencial y anónima hecha por empleados de la Corporación sobre asuntos cuestionables contables o de auditoría,
- h) revisar y aprobar las políticas de contratación de la Corporación con respecto a los socios, empleados y ex socios y empleados de los auditores externos actuales y anteriores de la Corporación,
- i) revisar con la gerencia, los auditores externos y si es necesario con el abogado, todo litigio, reclamo u otra contingencia, incluidas las evaluaciones impositivas que pudieran tener un efecto material sobre la posición financiera o los resultados operativos de la Corporación y la manera en que esos asuntos fueron dados a conocer en los estados financieros consolidados,
- j) revisar el cumplimiento de la Corporación con los requisitos regulatorios y requeridos por la ley en lo que se refiere a los estados financieros, temas impositivos y divulgación de la información financiera,
- k) revisar anualmente y recomendar actualizaciones a este Estatuto del Comité y recibir la aprobación de los cambios por parte de la Junta,
- l) revisar las minutas de cualquier comité auditor de las compañías subsidiarias de la Corporación, y
- m) realizar otras funciones consistentes con este Estatuto, los estatutos de la Corporación y la ley que lo rige, según lo considere necesario o apropiado el Comité o la Junta.

6. A pesar que el Comité tiene las responsabilidades y facultades establecidas en este Estatuto, no es obligación del Comité planificar o conducir auditorías o determinar que los estados financieros y las divulgaciones de la Corporación están completas y son exactas y están de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados y las normas y reglamentaciones aplicables, siendo cada una de ellas responsabilidad de la gerencia y de los auditores externos de la Corporación.

D. ACTUALIDAD DEL ESTATUTO

Este Estatuto fue revisado y aprobado por última vez por la Junta el 23 de abril del 2012.